



Universidade de Taubaté
Autarquia Municipal de Regime Especial
Reconhecida pelo Dec. Fed. nº 78.924/76
Recredenciada pelo CEE/SP
CNPJ 45.176.153/0001-22

Departamento de Engenharia Elétrica
Rua Daniel Danelli s/nº Jardim Morumbi
Taubaté-Sp 12060-440
Tel.: (12) 3625-4190
e-mail: eng.eletrica@unitau.br

UNIVERSIDADE DE TAUBATÉ

JULIO YUUKI OMURA ALVES PINTO
MAXWELL FELIPE SERUTI

LINHAS DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA COM
ÊNFASE NAS VIBRAÇÕES EÓLICAS

Taubaté
2020

JULIO YUUKI OMURA ALVES PINTO
MAXWELL FELIPE SERUTI

**LINHAS DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA COM
ÊNFASE NAS VIBRAÇÕES EÓLICAS**

Trabalho de Graduação apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade de Taubaté, como parte dos requisitos para obtenção do diploma de Graduação em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Mauro Pedro Peres.

Taubaté
2020

**Grupo Especial de Tratamento da Informação -
GETI Sistema Integrado de Bibliotecas – SIBi
Universidade de Taubaté - Unitau**

S4891 Seruti, Maxwell Felipe

Linhas de transmissão de energia elétrica com ênfase nas vibrações eólicas / Maxwell Felipe Seruti, Julio Yuuki Omura Alves Pinto. -- 2020.

56 f. : il.

Monografia (graduação) – Universidade de Taubaté, Departamento de Engenharia Mecânica e Elétrica, 2020.

Orientação: Prof. Dr. Mauro Pedro Peres, Departamento de Engenharia Elétrica.

1. Energia elétrica – transmissão. 2. Energia eólica – fatores climáticos.
3. Amortecedor – vibração. I. Pinto, Júlio Yuuki Omura Alves II. Universidade de Taubaté. Departamento de Engenharia Mecânica e Elétrica. Curso de Engenharia Elétrica e Eletrônica. III. Título.

CDD – 333.79

**LINHAS DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA COM ÊNFASE NAS
VIBRAÇÕES EÓLICAS**

**JULIO YUUKI OMURA ALVES PINTO
MAXWELL FELIPE SERUTI**

ESTE TRABALHO DE GRADUAÇÃO FOI JULGADO ADEQUADO COMO PARTE
DO REQUISITO PARA A OBTENÇÃO DO DIPLOMA DE “**GRADUADO EM
ENGENHARIA ELÉTRICA**”

BANCA EXAMINADORA:



Prof. Dr. Mauro Pedro Peres.
Orientador/UNITAU-DEE

Prof. Dr.  e Silva Moura
RA



Eng. Me. Ramon Moreira Peres
Engenheiro Mecânico

Dezembro de 2020

Dedicamos este trabalho a nossa família, amigos e professores que sempre nos apoiaram e incentivaram nesse longo período de estudo.

Maxwell Felipe Seruti
Julio Yuuki Omura Alves Pinto

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar agradecemos a Deus, que segue guiando nossos caminhos, tendo nos dado todas as oportunidades que possibilitou realizar esse trabalho e a conclusão do curso que é a parte fundamental de um objetivo maior de nossa vida.

Agradeço a todos familiares, amigos, que sempre me apoiaram e ajudaram nas mais diversas dificuldades, contribuindo para nossa formação, onde sempre estiveram a disposição para nos ajudar quando foi necessário.

Muito obrigado também ao Prof. Mauro Pedro Peres, que aceitou nos orientar e dar todo o suporte necessário para a realização deste trabalho.

Maxwell Felipe Seruti

Julio Yuuki Omura Alves Pinto

“Uma chave importante para o sucesso é a autoconfiança. Uma chave importante para a autoconfiança é a preparação.”

Arthur Ashe

SERUTI, M. F. e PINTO, J. Y. O. A. Linhas de transmissão de energia elétrica com ênfase nas vibrações eólicas. 2020. 56 f. Trabalho de Graduação em Engenharia Elétrica – Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Taubaté, Taubaté, 2020.

RESUMO

Este trabalho trata-se de um estudo sobre as linhas de transmissão com ênfase nas vibrações causadas pelo vento. O início do trabalho mostra um pouco sobre a história das linhas de transmissão. Após o contexto histórico, apresentam-se cada tipo de linha de transmissão de energia elétrica, além de ser identificado seus principais componentes. São estudados também os tipos mais comuns de vibrações que ocorrem em linhas de transmissão, dando mais ênfase para o fenômeno e origem das vibrações eólicas, as consequências destas vibrações e formas de combate-las. Por último, e mais importante estuda-se os diversos tipos de amortecedores de vibrações usados para minimizar as vibrações eólicas. Sendo a função desses amortecedores de minimizar as vibrações causadas pelo vento, próximo ao local de fixação do cabo condutor. A minimização destas vibrações faz com que os níveis de esforços dinâmicos e a energia transmitida para torre ou para vãos adjacentes sejam reduzidos. Com a utilização de amortecedores adequados é possível a redução da ordem de 80 à 90% do seu valor, ficando assim dentro de limites aceitáveis que não são prejudiciais ao cabo condutor.

Palavras-chave: Linhas de transmissão. Vibrações eólicas. Amortecedores de vibração.

SERUTI, M. F. e PINTO, J. Y. O. A. Electricity transmission lines with emphasis on wind vibrations. 2020. 56 f. Graduate Work in Electrical Engineering – Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Taubaté, Taubaté, 2020.

ABSTRACT

This work is a study on transmission lines with emphasis on vibrations caused by the wind. The beginning of this work is about the history of the transmission lines. After the historical context, each type of electric power transmission line is presented, in addition to identifying its main components. The most common types of vibrations that occur in transmission lines are also studied, giving more emphasis to the phenomenon and origin of wind vibrations, the consequences of these vibrations, and ways of avoiding them. Finally, and most important, different types of vibration dampers used to minimize wind vibrations are studied these dampers are used to minimize vibrations caused by the wind next to the place where the conductor cable is fixed. The minimization of these vibrations reduces the levels of dynamic stresses and the energy transmitted to the tower or adjacent spans. With the use of suitable dampers, it is possible to reduce the order of 80 to 90% of its value, thus staying within acceptable limits that are not harmful to the conductor cable.

Keyword: Transmission lines. Wind vibration. Vibration dampers.

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 01: Linhas de Transmissão de Energia	14
FIGURA 02: Sistema de Transmissão Brasileiro (2015)	17
FIGURA 03: Processo de montagem da torre monotubular	22
FIGURA 04: Montagem da Torre Treliçada	23
FIGURA 05: Cadeia de Suspensão Simples	24
FIGURA 06: Cabo Condutor Tipo CA	25
FIGURA 07: Cabo Condutor Tipo CAA	26
FIGURA 08: Grampo de Suspensão	28
FIGURA 09: Cabo Condutor Rompido	29
FIGURA 10: Vão de Vibração no CEPTEL	31
FIGURA 11: Seção transversal de condutor com deposição de gelo	32
FIGURA 12: a) Oscilação sub-vão; b) Oscilação de giro do feixe como corpo único	34
FIGURA 13: Formação e desprendimento de vórtices	35
FIGURA 14: Velocidade média anual do vento	36
FIGURA 15: Principais Tipos de Vibração	37
FIGURA 16: Medidor de Vibração (Ontário Hydro)	41
FIGURA 17: Medidor de Vibração Sefag	41
FIGURA 18: Medidor de Vibração Pavica	42
FIGURA 19: Medição da Amplitude Inversa	42
FIGURA 20: Amortecedor tipo Festão ou Bretelle	46
FIGURA 21: Amortecedor de Impacto	47
FIGURA 22: Amortecedor de Braço Oscilante	47
FIGURA 23: Amortecedor Elgra	48
FIGURA 24: Amortecedor Bouche	49

FIGURA 25: Amortecedor Stockbridge	51
FIGURA 26: Torre Colapsada, Sumaré – SP (2012)	52
FIGURA 27: Torre Colapsada, Candido Mota – SP (2012)	52
FIGURA 28: Torre Colapsada, Cascável – PR (2013)	53

LISTA DE TABELAS

TABELA 01: Comparação dos Tipos de Vibração

38

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

LT's	Linhas de Transmissão
CC	Corrente Contínua
CA	Corrente Alternada
ONS	Operador Nacional do Sistema
ANAEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CBIE	Centro Brasileiro de Infraestrutura
MG	Minas Gerais
km	quilômetro
kV	quilo Volts
MW	Mega Watts
CHESF	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco
Hz	Hertz
ELETROSUL	Centrais Elétricas do Sul do Brasil
ELETRONORTE	Centrais Elétricas do Norte do Brasil
MVA	Mega Volt Ampère
GW	Giga Watts
RAP	Receita Anual Permitida
SIN	Sistema Interligado Nacional
LTA	Laudo Técnico de Avaliação
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
m/s	Metros por Segundo
CESP	Companhia Energética de São Paulo
EPRI	The Electric Power Research Institute
RAM	Random Access Memory
s	Segundo(s)
h	Hora(s)
V	Volt(s)
m	Metro(s)

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	13
1.1 OBJETIVO	15
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	16
2.1 HISTÓRIAS DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO	16
2.2 SISTEMAS DE TRANSMISSÃO BRASILEIRA	17
2.3 TIPOS DE LINHAS DE TRANSMISSÃO	18
2.3.1 Quanto ao tipo de corrente	18
2.3.1.1 Linhas de transmissão em cc	18
2.3.1.2 Linhas de transmissão em ca	20
2.3.2 Linhas de transmissão quanto à extensão	20
2.3.3 Linhas de transmissão quanto ao nível de tensão	21
2.4 COMPONENTES DE UMA LINHA DE TRANSMISSÃO	21
2.4.1 Suporte	21
2.4.2 Cadeia de isoladores	23
2.4.3 Cabo fase ou cabo condutor	24
2.4.4 Cabo para-raios ou cabo-guarda	26
2.4.5 O sistema de aterramento	27
2.5 FADIGA	27
2.6 VIBRAÇÕES EÓLICAS	28
2.6.1 Vão de vibração dos ensaios	30
2.7 TIPOS DE VIBRAÇÕES EM CABOS CONDUTORES	31
2.7.1 Estudo de fenômenos e origem das vibrações eólicas	34
2.8 CONSEQUÊNCIAS DAS VIBRAÇÕES	39
2.8 FATORES QUE INFLUENCIAM NA VIBRAÇÃO DOS CABOS	39

2.9 MEDIÇÕES DA VIBRAÇÃO EÓLICA	40
2.9.1 Aparelhos mais utilizados para a medição	40
2.9.2 Recomendação para os instrumentos de medição	43
2.9.3 Método de medição	43
2.9.4 Providências preliminares	44
2.9.5 Avaliação do risco	44
3 METODOLOGIA	45
3.1 AMORTECEDOR TIPO FESTÃO	45
3.2 AMORTECEDOR DE IMPACTO (MASSA MOLA)	46
3.3 AMORTECEDOR DE BRAÇO OSCILANTE	47
3.4 AMORTECEDOR ELGRA	48
3.5 AMORTECEDOR TORCIONAL OU HALTERE	49
3.6 AMORTECEDOR BOUCHE	49
3.7 AMORTECEDOR HYBALL OU LINEAR	50
3.8 AMORTECEDOR PRÉ-FORMADO	50
3.9 AMORTECEDOR STOCKBRIDGE	50
4 RESULTADOS	52
4.1 EXEMPLOS DE ACIDENTES CAUSADOS PELO VENTO	52
4.2 COMENTÁRIOS E DISCUSSÕES	53
5 CONCLUSÃO	54
REFERÊNCIAS	55

1 INTRODUÇÃO

Nos últimos anos, grande parte dos avanços tecnológicos que alcançamos foi por meio da energia elétrica, o desenvolvimento social e econômico de um país tem uma grande relação com a expansão do setor elétrico, o que torna a energia elétrica e suas aplicações indispensáveis à sociedade moderna. Ou seja, o progresso de uma região é acompanhado pela crescente demanda por eletricidade, tanto pelos fornecedores, que necessitam de mais energia para poderem produzir, quanto por parte dos consumidores, que adquirem mais produtos como eletrodomésticos e eletroeletrônicos.

Este crescimento no consumo provoca uma expansão da oferta e torna necessário o investimento em infraestrutura, que necessita de ainda mais energia. Essa energia é gerada em diferentes regiões, e transportada em longas distâncias para alimentar os centros consumidores, em complexos sistemas de transmissão.

A complexa rede de transmissão brasileira possui atualmente 141.388 km de linhas de transmissão de energia elétrica, espalhadas por todo o território. O Operador Nacional do Sistema (ONS) é responsável pelo controle, monitoramento e planejamento da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional, sob a fiscalização da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel). O ONS projeta que a extensão da rede de energia vai alcançar cerca de 185.500 km de linhas de transmissão em 2024, sendo considerada a maior rede interligada do mundo.

As linhas de transmissão de energia fazem o transporte da eletricidade produzida pelas usinas geradoras aos consumidores por meio de cabos aéreos fixados em grandes torres de metal, para evitar contato elétrico com pessoas, vegetação e veículos, conforme mostra a Figura 1.

Figura 1 – Linhas de Transmissão de Energia



Fonte: CBIE (Centro Brasileiro de Infraestrutura)

As linhas de transmissão são basicamente constituídas por fios condutores metálicos suspensos em torres metálicas, por meio de isoladores cerâmicos ou de outros materiais altamente isolantes, elas se estendem por longas distâncias, conectando usinas geradoras aos grandes consumidores, aqueles que adquirem energia em alta tensão, como fábricas, mineradoras e para as empresas distribuidoras de energia, que são responsáveis por levar energia aos consumidores de menor porte.

As Linhas de Transmissão são um dos principais componentes do sistema elétrico brasileiro, pois realizam a interligação entre a geração e distribuição ou entre linhas existentes para interligação dos sistemas, sendo elementos normalmente separados por uma grande distância. Por isso é necessário um sistema de transmissão estável e com uma grande capacidade de transporte de energia. Dentre elas, existem alguns tipos de redes de distribuição de energia elétrica que são rede de distribuição aérea convencional, rede de distribuição aérea compacta, rede de distribuição aérea isolada e rede de distribuição subterrânea.

Desde a construção das primeiras linhas de transmissão de energia elétrica, observou-se a ocorrência de rupturas de cabos e fios após alguns anos de serviço, o que teoricamente não deveria ocorrer em linhas bem projetadas, sem quaisquer sobrecargas mecânicas ou elétricas. No entanto, assim não acontece. Na procura das causas possíveis observou-se que aparecem vibrações nos seus diversos elementos, especialmente nos condutores. Estas vibrações podem, em

alguns casos, ser até ouvidas do solo. Estas vibrações também podem ser transmitidas para as torres de sustentação, causando nestas efeitos danosos. A explicação para o aparecimento deste fenômeno considera que, quando um vento contínuo passa transversalmente por um condutor aéreo tensionado, provoca o aparecimento de vórtices espaçados regularmente, próximos à superfície do cabo, oposta à superfície de incidência do vento, excitando desta forma o condutor.

1.1 OBJETIVO

O trabalho aqui apresentado tem por objetivo, estudar e investigar os tipos mais comuns de vibrações que ocorrem em linhas de transmissão de energia elétrica; e principalmente apresentar os vários tipos de amortecedores usados no combate das vibrações causadas pela incidência do vento em linhas de transmissão de energia elétrica.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 HISTÓRIAS DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO

No final do século XIX, quando a agricultura era a principal atividade econômica do país e a participação da eletricidade como fonte de energia ainda era pouco utilizada, foi em 1883 foi construída, na cidade de Diamantina (MG), a primeira linha de transmissão do Brasil. Tinha uma extensão aproximada de 2 km, com objetivo de transportar a energia gerada em uma usina hidrelétrica, constituída por duas rodas d'água e dois dínamos Gramme, que acionava bombas hidráulicas em uma mina de diamantes. Sendo a linha mais longa do mundo na época.

Somente com o começo da industrialização é que o uso da energia elétrica foi impulsionada. Este fato foi devido ao aumento da concentração populacional nos centros urbanos e, a partir de 1920, já se verificava a predominância da hidroeletricidade na geração de energia elétrica no Brasil, representando mais de 80% da potência instalada (cerca de 800MW) e indo na direção oposta à tendência mundial, onde era predominante a termoeletricidade com base no carvão mineral.

O sistema de transmissão de energia elétrica formava uma organização industrial feita por um arquipélago de ilhas elétricas com uma regulamentação simples. Era organizado de forma independente e isolado e atendia preferencialmente aos maiores centros urbanos, localizados no Sudeste.

Somente após a Revolução da década de 30 é que houve uma intensa intervenção do Estado no setor, atendendo, os aspectos regionais. Até então os sistemas de geração, transmissão e distribuição eram organizados de forma independente e isolados com dois níveis de frequência de 50 Hz e 60 Hz, e a partir da década de 70 a Eletrobrás decidiu introduzir um plano de unificação de frequências no padrão de 60 Hz.

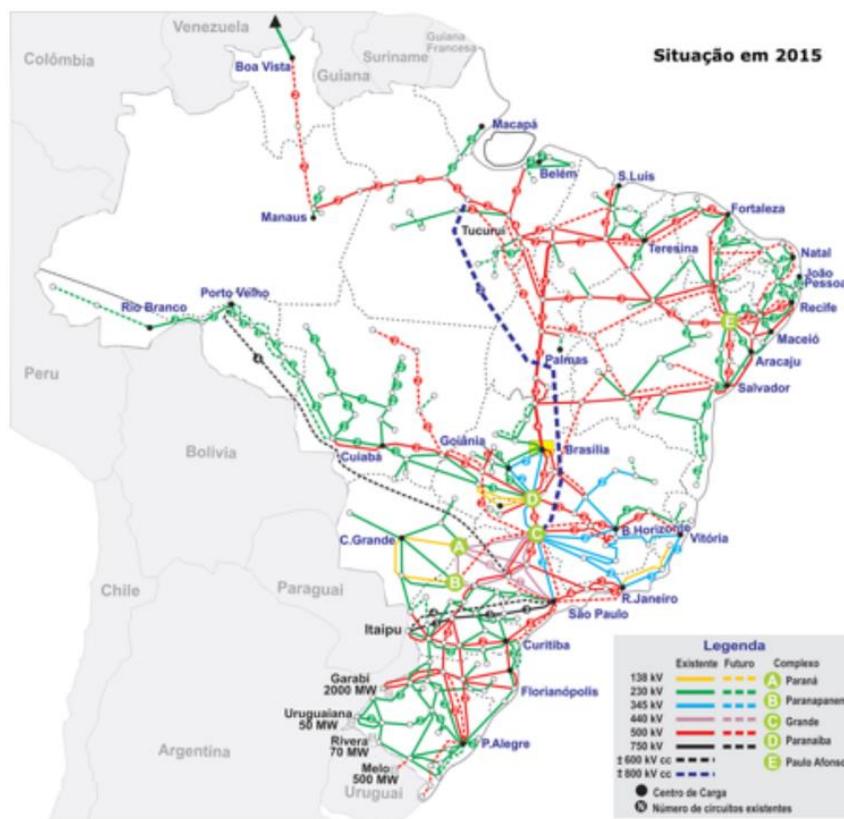
Desta forma, em 1973, o país foi dividido em quatro regiões geoeletricas: Nordeste, que correspondia aos espaços de atuação da Chesf (Companhia Hidro Elétrica do São Francisco); Distrito Federal, Sudeste e parte dos estados de Mato Grosso e Goiás, sob responsabilidade de Furnas; Sul, sob domínio das Centrais Elétricas do Sul do Brasil (Eletrosul); e Norte,

responsabilidade da também Eletrosul e Centrais Elétricas do Norte do Brasil (Eletronorte). Uma das dificuldades dessa regionalização do setor elétrico brasileiro era o fato de não haver uma padronização nacional em relação às tensões de transmissão, que operavam em níveis distintos e muito próximos.

2.2 SISTEMAS DE TRANSMISSÃO BRASILEIRO

De acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), o sistema de transmissão do Brasil em 2015, era composto por linhas de corrente contínua e alternada, de tensões entre 138 kV até 800 kV, conforme mostra a Figura 2. Totalizando um montante aproximado de 140.000 km de linhas e potência de transformação de mais de 320.000 MVA.

Figura 2 – Sistema de Transmissão Brasileiro (2015)



Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)

2.3 TIPOS DE LINHAS DE TRANSMISSÃO

Em geral, as linhas de transmissão operam em tensões superiores a 100 kV, pode-se classificar as linhas de transmissão de acordo com algumas características, podendo ser quanto ao tipo de corrente, quanto à extensão e quanto ao nível de tensão.

2.3.1 Quanto ao tipo de corrente

As Linhas de Transmissão podem ser linhas de transmissão de corrente contínua (CC) ou linhas de transmissão de corrente alternada (CA). Os dois tipos apresentam suas características peculiares, sendo cada uma mais apropriada em determinadas aplicações.

2.3.1.1 Linhas de transmissão de corrente contínua

No Brasil existem usinas muito distantes do centro de carga, tornando vantajosas as linhas de transmissão de energia elétrica em corrente contínua. Em relação à corrente alternada, a transmissão CC proporciona redução de perdas e de custos a partir de certa distância.

Em 1986 foi inaugurado o primeiro elo de transmissão em corrente contínua no Brasil, com capacidade de mais de 6000 MW e tensão de 600 kV entre duas linhas do Foz do Iguaçu/PR e Ibiúna/SP. Décadas depois, foi iniciada a operação de duas linhas em corrente contínua entre Porto Velho/RO e Araraquara/SP, com capacidade total de 6.300 MW e tensão de 600 kV para escoar energia das usinas Santo Antônio e Jirau.

Para a UHE Belo Monte, também foram construídas duas linhas em CC para escoar energia: a primeira, entre Xingu/PA e Estreito/SP, entrou em operação em 2017, e a linha entre Xingu/PA e Terminal Rio/RJ, em 2019 — ambas com tensão de 800 kV e capacidade de escoar 4.000 MW de energia.

A transmissão em corrente contínua apresenta alguns números que impressionam no país. Mais de 10mil km de linhas de transmissão; a mais alta-tensão em operação no Brasil (800 kV) é utilizada nas linhas que escoam energia de Belo Monte; as linhas de corrente contínua podem transmitir cerca de 20 GW, sendo aproximadamente metade do consumo do Sudeste/Centro-Oeste; e cerca de R\$ 3 bilhões de custo anual pagos por geradores e consumidores, que equivalem a mais de 10% da Receita Anual Permitida (RAP) no Sistema Interligado Nacional (SIN).

O custo de uma linha de transmissão deve ser menor que o benefício por ela proporcionado no mercado de energia de forma que o investimento seja eficiente. Dados do ONS mostram que os índices de disponibilidade das novas linhas em corrente contínua podem melhorar. Recentemente, tem-se restringido o uso da transmissão CC com justificativa de garantir a confiabilidade do sistema. A possibilidade de interação adversa entre bipolos de corrente contínua, por falha de comutação, é um dos principais fatores para as atuais restrições na transmissão.

A grandiosidade da transmissão em corrente contínua no Brasil se manifesta na tensão, na grande distância percorrida pelas linhas, e na redução de custos que suportou a decisão de sua implantação. Para que os benefícios superem os custos, é essencial o uso dos limites até a capacidade nominal das linhas de transmissão, aproveitando ao máximo os recursos disponíveis no sistema.

Portanto, as linhas de transmissão CC são usadas geralmente para transmissões a longas distâncias, neste caso usa-se não apenas corrente continua como também níveis de tensão muito mais altos (UHV CC), pois dessa forma diminui as perdas e os custos de projeto. Em contrapartida, linhas de transmissão CC necessitam de conversor, apresentam estrutura de maior altura, condutores de maior bitola e mais caros. Este tipo de LT ainda é recomendado quando há uma interconexão assíncrona, ou altos níveis de reatância são esperados por causa do meio, por exemplo, no caso de uma transmissão subaquática.

2.3.1.2 Linhas de transmissão de corrente alternada

Em geral, as linhas de transmissão de corrente alternada são as mais comuns. Este tipo de linha tem comportamento melhor quanto a perdas para níveis de tensão não tão altos. Não necessitam de estruturas tão grandiosas de um custo elevado e no geral fazem uso de maior número de condutores que em uma linha de transmissão CC.

2.3.2 Linhas de transmissão quanto à extensão

É comum classificar e subdividir as linhas de transmissão de acordo com seu comprimento. Essa classificação é feita pelas diferentes aproximações passíveis à modelagem das linhas de transmissão de acordo com sua extensão. As linhas de transmissão são modeladas conhecendo seus parâmetros elétricos por fase e seu comprimento.

As LT's curtas são aquelas de comprimento inferior a 80 quilômetros. Linhas de transmissão médias estão entre 80 e 200 quilômetros. E as linhas longas são as de mais de 200 quilômetros de comprimento. Na modelagem, as linhas curtas são representadas por um circuito constituído pela resistência equivalente dos condutores em série com a reatância indutiva.

As linhas médias são modeladas por um circuito π (pi) equivalente, que é o circuito para linhas curtas com uma susceptância capacitiva da fase para a referência dividida em duas partes, colocadas em cada um dos terminais da linha.

As linhas longas são representadas por um modelo parecido de uma linha média, com abordagem por parâmetros distribuídos. A linha de transmissão de maior extensão no Brasil é a linha de Transmissão do Rio Madeira, que conecta as regiões norte e sudeste do país por uma extensão de aproximadamente 2.400 km. Trata-se de uma linha HVDC cujo nível de tensão é de 600 kV.

2.3.3 Linhas de transmissão quanto ao nível de tensão

As tensões usuais de transmissão adotadas no Brasil, em corrente alternada, podem variar de 138 kV até 765 kV incluindo neste intervalo as tensões de 230 kV, 345 kV, 440 kV e 500 kV.

Os sistemas ditos de subtransmissão contam com níveis mais baixos de tensão, tais como 34,5 kV, 69 kV ou 88 kV e 138 kV e alimentam subestações de distribuição, cujos alimentadores primários de saída operam usualmente em níveis de 13,8 kV. Junto aos pequenos consumidores existe outra redução do nível de tensão para valores entre 110 V e 440 V, na qual operam os alimentadores secundários. As redes com tensões nominais iguais ou superiores a 230 kV são denominadas de Redes em EHV - Extra Alta Tensão e no Brasil formam a chamada rede “Básica” de transmissão. As redes com tensões nominais iguais e entre 69 kV e 138 kV são denominadas Redes em AT – Alta Tensão. As redes com tensão nominal entre 1 kV e 69 kV são denominadas Redes em MT – Média Tensão (ou em Tensão Primária) e os sistemas com tensões abaixo de 1 kV formam as Redes em Baixa Tensão (ou em Tensão Secundária).

2.4 COMPONENTES DE UMA LINHA DE TRANSMISSÃO

As linhas de transmissão de energia elétrica são compostas fundamentalmente de duas partes distintas que podem ser classificadas em ativa e passiva. Os cabos-fase, que são agentes do transporte de energia, representam a parte ativa da linha; já isoladores, ferragens e a estrutura constituem a parte passiva. Para melhor entendimento, todos esses elementos são descritos a seguir.

2.4.1 Suporte

Ao longo das LT's aéreas, existem estruturas que são chamadas de suporte e que têm como função fornecer sustentação aos cabos condutores e para-raios, e são dimensionadas para suportarem os esforços mecânicos e transmiti-los à fundação. Além disso, o suporte serve para

manter o espaçamento entre os cabos, respeitando uma distância elétrica compatível com o nível de tensão. Tais estruturas são, em geral, torres treliçadas com perfis de aço galvanizado ou postes de aço, concreto ou madeira.

Quando a tensão é igual ou menor que 138 kV, é comum o uso de suportes do tipo poste, composto por peças metálicas modulares de seção transversal em forma de polígono fechado que se encaixam umas nas outras, atingindo assim uma altura aproximada de 60 metros. A vantagem desse tipo de suporte é que eles são bastante compactos, de aspecto visual menos impactante e possuem base de dimensões reduzidas, possibilitando instalação em canteiros centrais ou mesmo em calçadas laterais nas avenidas e ruas.

A Figura 3 mostra o processo de montagem de um poste monotubular, a opção por esse tipo de suporte permitiu executar a obra em um espaço reduzido, com número menor de equipamentos pesados e facilidade para transportar e montar.

Figura 3 - Processo de montagem da torre monotubular



Fonte: SECCIONAL BRASIL S/A

Já para tensões superiores ou iguais a 138 kV, normalmente emprega-se o suporte do tipo torre, formado por treliças metálicas modulares, que permitem obter uma estrutura, leve e com um bom comportamento mecânico. Além disso, esse tipo de estrutura, ao contrário dos suportes monotubulares, chega a ultrapassar os 100 metros de altura, possibilitando assim maior versatilidade do projeto. A Figura 4 mostra o processo de montagem de uma torre treliçada.

Figura 4 – Montagem da Torre Treliçada



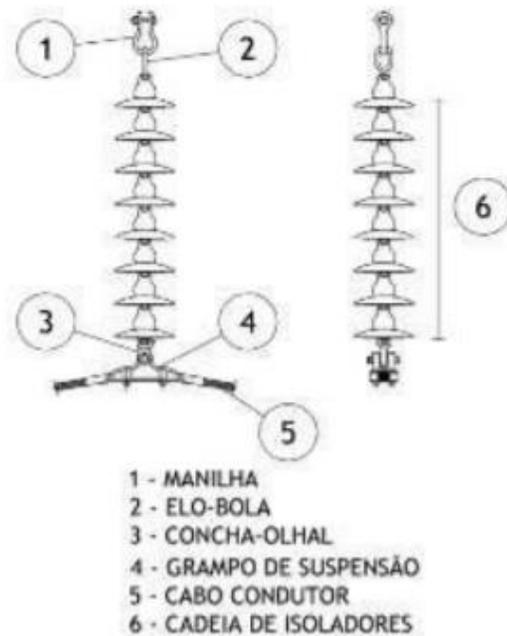
Fonte: SECCIONAL BRASIL S/A

2.4.2 Cadeia de isoladores

Em uma LTA existe um elemento que tem como finalidade atuar no isolamento, ou seja, ele não permite o contato elétrico entre os perfis da torre e o cabo-fase, chamado de cadeia de isoladores. De modo geral, esse componente da linha é composto por isoladores que são instalados em conjunto, que juntamente com as ferragens, dão sustentação e isolamento ao cabo-fase

em relação à torre. A Figura 5 mostra de forma detalhada, a composição de uma cadeia de isoladores.

Figura 5 – Cadeia de Suspensão Simples



Fonte: SECCIONAL BRASIL S/A

A cadeia de isoladores é dimensionada através de informações básicas captadas na fase inicial do projeto da linha. Ela é projetada para suportar as cargas mecânicas transmitidas pelo cabo-fase e as solicitações elétricas pelas sobretensões que podem ocorrer em uma LT. Em geral, nas LT's de alta tensão, os isoladores que compõem a cadeia, podem ser de vidro, porcelana ou poliméricos.

2.4.3 Cabo fase ou cabo condutor

Para tornar possível a transmissão de energia elétrica entre as usinas geradoras e as centrais de distribuição, existe o cabo-fase, também conhecido como cabo condutor. Esse cabo é

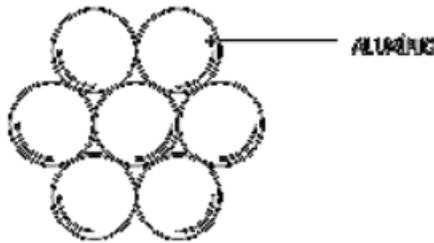
considerado o elemento ativo de uma LT, pois tem por finalidade transportar a energia elétrica, e pode trabalhar suspenso ou tracionado, dependendo da função do suporte ao longo da linha.

No caso da LTA, os cabos são nus, e sem isolamento, podendo ser de alumínio, liga de alumínio-aço e alumínio com alma de aço. A utilização do alumínio se deve à abundância, boa condutibilidade e principalmente ao custo desse material, que é inferior ao de outros metais, como o cobre por exemplo. Existem no mercado tipos de cabos condutores variados e, durante o processo do projeto da linha, a escolha não está ligada somente a aspectos técnicos, mas também econômicos.

Existem diferentes tipos de cabo-fase, a seguir, encontram-se dois exemplos de cabos empregados em uma LTA:

CA (“Cabo de Alumínio”) - é composto por vários fios de alumínio encordoados, conforme Figura 6. Para atender a diferentes tipos de projeto, o cabo é fornecido com uma quantidade variada de fios encordoados.

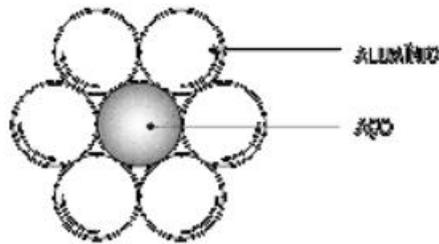
Figura 6 – Cabo Conductor Tipo CA



Fonte: Prysmian Group

CAA (“Cabo de Alumínio com Alma de Aço”) - é composto por uma ou mais camadas de fios de alumínio ao redor de uma alma de aço galvanizado, conforme Figura 7. A fim de se obter, para cada tipo de aplicação, a melhor proporção de alumínio e aço, a dimensão do cabo pode variar devido às diferentes combinações possíveis de fios de alumínio e aço.

Figura 7 – Cabo Condutor Tipo CAA



Fonte: Prysmian Group

O cabo CAA, em relação ao CA, possui a menor relação peso/carga de ruptura e menores flechas, mas apresenta maior resistência elétrica, devido à presença do aço em seu interior. Outro fator que diferencia esses dois tipos de cabos é que o CAA produz um esforço mecânico no suporte maior que a CA, tornando assim as estruturas mais robustas e com custos mais elevados.

Por fim, pode-se dizer que a escolha adequada do tipo de cabo-fase em uma LTA é bastante complexa, pois devem ser considerados, de forma conjunta, itens como o custo do condutor e as características mecânicas.

2.4.4 Cabo para-raios ou cabo-guarda

Por se encontrar ao tempo, a linha de transmissão está sujeita a ação de diferentes fatores, como poluição, vento, chuva e descargas atmosféricas. Com a função de fazer a blindagem dos cabos energizados da linha contra a incidência direta de descargas atmosféricas, existe o cabo-guarda, ou cabo para-raios como também é conhecido, localizado na parte superior da torre de transmissão. Esse cabo fornece um caminho de menor resistência até o solo para as descargas, diminuindo assim as possibilidades de desligamentos da linha e a consequente interrupção do fornecimento de energia elétrica.

2.4.5 O sistema de aterramento

O sistema de aterramento de uma linha de transmissão tem como objetivo permitir o escoamento de cargas ou correntes de descarga até o solo de forma segura, impedindo assim a energização do suporte que fica exposto ao contato de pessoas e animais. Dependendo da magnitude do campo elétrico no solo provocado por uma sobretensão, o sistema de aterramento pode apresentar alguma falha, provocando assim situações indesejadas, como o potencial de passo e o de toque. O potencial de passo é a diferença de potencial que aparece entre dois pontos situados na superfície do solo, distanciados por um passo de uma pessoa.

Os elementos que compõem o sistema de aterramento, tais como: conjunto de hastes, contrapeso, conectores e, cabos para-raios são instalados junto aos suportes de uma LT. São componentes essenciais no que se refere ao desempenho adequado da linha de transmissão frente aos surtos de manobra, curtos-circuitos e descargas atmosféricas, além de garantir a segurança de terceiros que estejam dentro da faixa de passagem da LT em alguma das situações citadas.

2.5 FADIGA

A fadiga é um mecanismo de falha que ocorre quando o material é submetido ciclicamente às tensões que variam entre diferentes níveis. A longa exposição do material às oscilações de tensão justifica o termo “fadiga” ser utilizada para denominação deste mecanismo de falha que acomete estruturas sobre carregamentos dinâmicos. O estudo da fadiga é importante porque ela é a maior causa de falhas em metais, estima-se que seja responsável por 90% das falhas de todos os componentes metálicos. Deve ser alertado que a falha por fadiga é extremamente perigosa, pois ocorre repentinamente de forma similar à fratura em material frágil e ocorre em níveis de tensão inferiores ao limite de resistência à tração dos materiais ou, em alguns casos, até mesmo em níveis inferiores ao limite de escoamento do material. A fratura final do componente mecânico, a qual caracteriza a falha por fadiga, ocorre devido ao processo de nucleação e propagação de trincas no material que são induzidas pelas oscilações de tensão.

2.6 VIBRAÇÕES EÓLICAS

Os ventos suaves e de sentido constante podem em uma linha de transmissão, dependendo do ângulo, gerar uma vibração nesses cabos. Isto é chamado de “vibração eólica” (vento). Um vento laminar com 15 Km/h de velocidade constante poderá gerar uma vibração de 43 Hz no condutor Linnet (336,4 MCM), o cabo mais utilizado na transmissão da CEMIG. O dano mais comum causado por vibrações eólicas em linhas de transmissão aéreas é o rompimento de fios individuais do cabo condutor, por fadiga.

A fadiga ocorre normalmente nos pontos em que o movimento dos condutores é restringido e está diretamente relacionada com a rigidez com a qual esta restrição é feita, principalmente no sentido vertical. Por isso, a ruptura de fios é mais comum no interior ou nas proximidades de grampos de suspensão (Figura 8), pois em outros dispositivos, tais como grampos de ancoragem, espaçadores, emendas e esferas, sempre há alguma mobilidade vertical.

Figura 8 – Grampo de Suspensão



Fonte: Informe24 – Vibração Eólica

A fadiga é causada pelos esforços dinâmicos resultantes do dobramento alternado do condutor nos pontos de restrição de movimento. Os efeitos dos esforços dinâmicos são agravados pela abrasão ("fretting") entre a superfície dos fios, que causa a mútua remoção de material. Esse material finamente dividido reage com o oxigênio do ar, formando um pó preto (óxido de alumínio), que acelera a taxa com que os fios são desgastados. Os esforços dinâmicos que surgem

no cabo junto ao grampo de suspensão são proporcionais à amplitude de vibração, sendo que a constante de proporcionalidade depende das características do cabo e da tensão de estiramento.

Se a ruptura dos fios acontecer no interior do grampo de suspensão, ela dificilmente será vista durante as inspeções aéreas convencionais e menos ainda nas inspeções terrestres. Para complicar mais o problema, o mesmo vento que produz a vibração eólica resfria de forma acentuada o cabo condutor, mascarando o efeito térmico do ponto de fadiga. Esses pontos não descobertos passam a funcionar como uma bomba engatilhada contra o sistema elétrico. Enquanto o carregamento da linha estiver baixo e o vento camuflar o efeito térmico, nada acontece. Mas um súbito aumento do carregamento da linha provocado por uma mudança de configuração do sistema poderá provocar a ruptura total do ponto defeituoso, levando à queda do cabo. A figura 9 mostra o rompimento de um cabo condutor.

Figura 9 – Cabo Condutor Rompido



Fonte: Beto Ribeiro Repórter – Araras

Dependendo da configuração no momento da ocorrência da falha, essa poderá gerar um efeito cascata no sistema elétrico, como aconteceu na queda de cabo na antiga CESP. Um parafuso excessivamente apertado deu início ao defeito e a vibração do cabo acabou danificando o ponto por fadiga. A linha de transmissão era inspecionada a cada 3 meses, mas o ponto de defeito permaneceu invisível. Com o aumento súbito de carga na LT, o ponto de defeito

transformou-se em ponto de falha e provocou um “tsunami” no sistema interligado. Na maioria das ocorrências envolvendo o rompimento de cabos como causa primária da falha, os efeitos mecânicos da vibração estavam relacionados ao efeito térmico da corrente elétrica na formação do ponto de fadiga nos cabos condutores.

Por esse motivo, a Engenharia de Transmissão da Distribuição (atual OM/EM), em parceria com a Engenharia de Construção de LT's (atual ER/LT), decidiram contratar o CEPEL (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica) para realização dos ensaios de fadiga a quente no cabo condutor.

Para realização dos ensaios, foi montado e comissionado um vão de vibração a quente no laboratório de mecânica do CEPEL, na Ilha do Fundão/RJ.

2.6.1 Vão de vibração dos ensaios

É um arranjo montado para o ensaio de fadiga de um cabo condutor, composto de aproximadamente 75 metros de cabo tensionado, em que é instalado um grampo de suspensão, a partir de 25 metros. Essa parte é ligada a um excitador, que fornecerá a amplitude e frequência da vibração, à qual será submetida à amostra do cabo. Neste caso citado, a frequência variou de 40 a 43 Hz e a amplitude máxima de 1,20 mm. Esse arranjo é utilizado para determinar as curvas de Wölher que permitem calcular a estimativa de vida útil do cabo condutor. A vida útil é considerada o número de ciclos necessários para a ruptura de 10% dos fios ou de 3 fios, prevalecendo o de numero menor. A Figura 10, ilustra um vão de ensaio de vibração.

Figura 10 – Vão de Vibração no CEPEL



Fonte: Informe24 – Vibração Eólica

2.7 TIPOS DE VIBRAÇÕES EM CABOS CONDUTORES

O problema de fadiga dentro do contexto de cabos condutores foi introduzido neste trabalho, foi apresentado que o mecanismo de falha é ocasionado pelo desenvolvimento de elevadas tensões originadas do movimento de vibração (flexão) do cabo, que por sua vez, é provocado pela ação dos ventos sobre os condutores nas linhas de transmissão aérea. Com a observação do comportamento dos cabos condutores nas linhas de transmissão de energia elétrica, foi possível notar a presença de três tipos principais de vibrações: galloping ou galope, oscilações de sub-vão ou de rotação e vibrações eólicas, as quais serão tratadas a seguir.

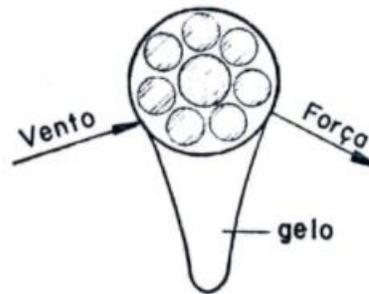
2.7.1 Galloping (Galope)

São oscilações com grandes amplitudes quando comparadas com o diâmetro do cabo condutor e de baixas frequências. O galope é proveniente da deposição de uma camada de gelo

sobre o cabo condutor que o torna aerodinamicamente instável. Tal fenômeno é característico das regiões de clima frio, onde podem ocorrer o depósito de gelo nos cabos condutores, tornando não circulares a seção global sujeita ao escoamento fluido. É sabido que ele ocorre com frequência no Canadá e no nordeste dos Estados Unidos, quando a temperatura fica abaixo de 0°C e sopram na região ventos muito fortes. Este fenômeno ocorre em geral para ventos de 16 a 64km/h. As amplitudes de vibração dos condutores pode chegar a 12m, para uma faixa de frequências que variam de 1 a 2 Hz.

Este tipo de oscilações são tidas como vibrações auto-excitadas causadas pela incidência do vento sobre o condutor, no qual, devido a deposição de gelo, sua seção transversal deixa de ser circular e torna-se como mostra a Figura 11.

Figura 11 – Seção transversal de condutor com deposição de gelo



Fonte: Estudo de amortecedores de vibração de linhas de transmissão – PERES, M. P.

Quando o gelo que vai se depositando sobre o condutor adquire uma seção transversal como a mostrada na figura 13, tem-se um caso de instabilidade dinâmica. Se por uma razão qualquer o condutor adquirir uma pequena velocidade para cima, a ação do vento vai empurrá-lo ainda mais para cima, até a que a ação da força elástica ou de mola do condutor freie o movimento. Desse modo a força elástica move o condutor para baixo, em cujo processo o vento ajuda novamente, e as pequenas vibrações rapidamente transformam-se em grandes vibrações. A experiência tem mostrado que condutores com mais de 38mm de diâmetro, frequentemente estão mais sujeitos ao galope do que os condutores com diâmetros menores. Isto parece ser devido

significativamente a grande rigidez torcional de grandes condutores, na qual, varia com a quarta potência do diâmetro do condutor.

O aumento nas amplitudes de vibrações acarretam vários prejuízos, pois causam curto-circuitos, rompem-se fios condutores, destroem-se ferragens, estruturas, isoladores, etc.

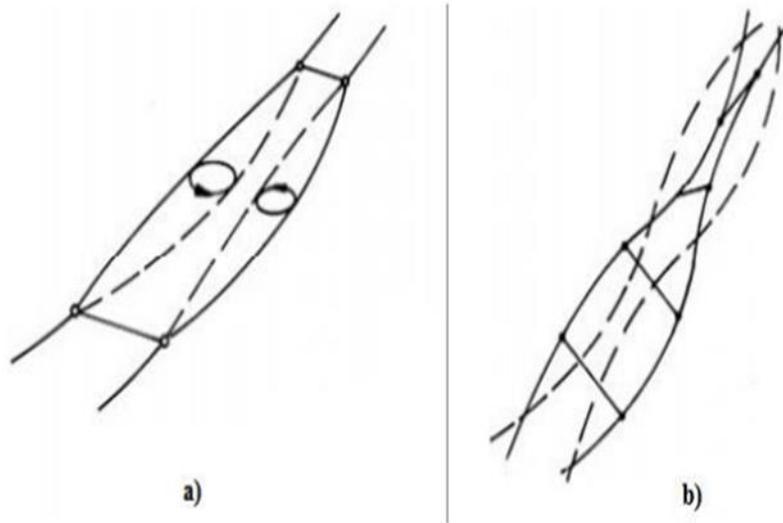
Existem dispositivos atenuadores destes tipos de vibrações e mais especificamente no caso do Galloping, são usados amortecedores de vibrações com massas muito grandes, pois a frequência de vibração é muito pequena.

2.7.2 Oscilações de rotação

Este tipo de vibração ocorre na região de ar rarefeito ou de vácuo parcial, são causadas por ventos de grandes velocidades (ou tufões) nas proximidades da linha de transmissão. Quando a rarefação do ar equivale ao peso do condutor, os esforços que normalmente atuam perdem a componente vertical, ocorrendo conforme a variação do vento, rotações incontroláveis dos condutores. Rotações estas elípticas em antifase, na direção predominante horizontal. A faixa de amplitude é por volta de 50 a 80mm e possui frequências na ordem de 1 a 2Hz.

Estas oscilações ocorrem geralmente para ventos cujas velocidades variam de 28Km/h a 72km/h. Este tipo de vibração também é indesejável e trás consigo sérios prejuízos, sendo o principal deles o curto-circuito. O modo de se combater este tipo de vibração é muito difícil, pois existe um estudo específico das condições climáticas por onde a linha de transmissão atravessa. A Figura 12 ilustra duas formas de oscilação de esteira induzida, a oscilação de sub-vão e um tipo de oscilação que atua girando o feixe de cabos.

Figura 12 – a) Oscilação sub-vão; b) Oscilação de giro do feixe como corpo único



Fonte: The Electric Power Research Institute – EPRI

2.7.3 Vibrações eólicas

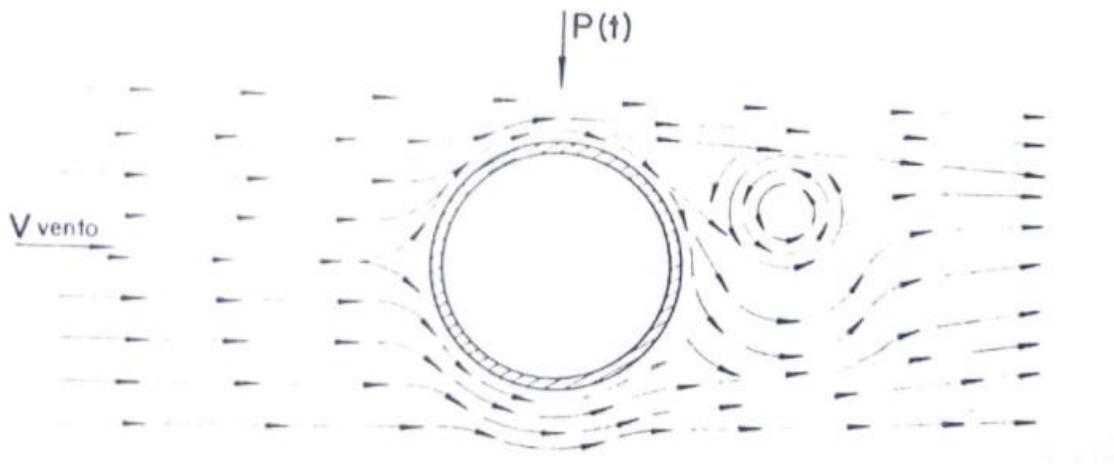
É a que ocorre com maior frequência nas linhas de transmissão. Por ser o objeto de estudo principal deste trabalho este tipo de vibração será tratado com mais profundidade a seguir.

2.8 ESTUDO DO FENÔMENO E ORIGEM DAS VIBRAÇÕES EÓLICAS

Considerando uma peça cilíndrica, conforme a Figura 13, exposta à ação de um vento contínuo que atua perpendicularmente ao seu eixo, verifica-se que este vento provoca a formação e o desprendimento dos vórtices alternados, espaçados em intervalos regulares, próximos a superfície da peça e do lado oposto ao de incidência do vento.

Particularmente para o caso de um cabo condutor sujeito a ação de um vento contínuo, a formação destes vórtices nos lados superior e inferior do cabo condutor, fazem com que o ar escoe mais rapidamente, primeiro em torno de uma lado e depois em torno de outro lado. Isto provoca velocidades distintas na parte superior e inferior do cabo que dão origem a pressões desiguais, encontrando-se a superfície de menor pressão do lado da maior velocidade.

Figura 13 – Formação e desprendimento de vórtices



Fonte: Estudo de amortecedores de vibração de linhas de transmissão – PERES, M. P.

A variação da pressão causa forças verticais cujo sentido se alternam, fazendo com que o cabo oscile, iniciando assim o movimento vibratório do cabo condutor. Analisando-se o fenômeno vibratório que é caracterizado pela ação do vento sobre o cabo condutor, tem-se que a frequência das forças alternadas que atuam no cabo condutor, é a mesma com que os vórtices se formam e está relacionada com a velocidade do vento e com o diâmetro do cabo condutor.

Se em um determinado vão a frequência da força de excitação, proveniente da ação do vento, corresponder aproximadamente a uma das frequências naturais do cabo, este tenderá a vibrar num plano vertical e a amplitude destas vibrações tende a ser bastante considerável.

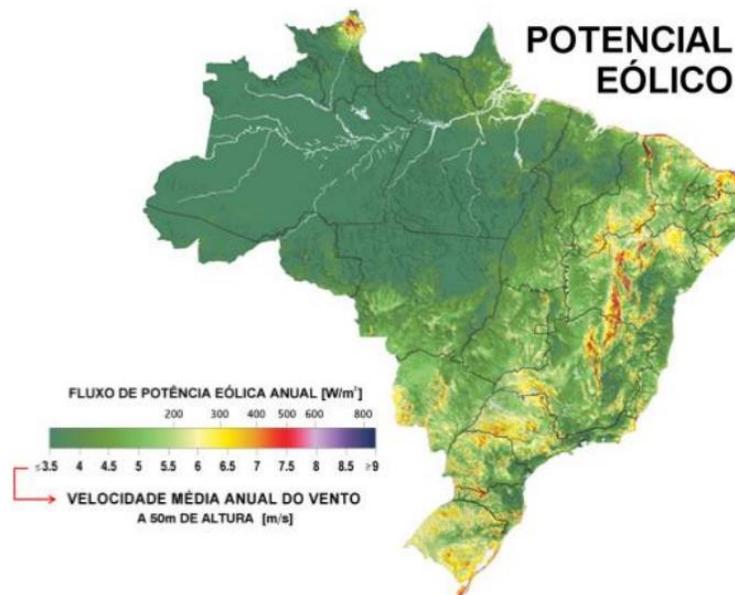
Este tipo de vibração é mais frequente em locais planos e desprotegidos, onde a linha fica mais exposta à ação dos ventos de baixa velocidade, velocidade esta da ordem de 2 a 40km/h. Estas vibrações tem frequências altas que podem variar de 3 a 120 Hz e amplitudes pequenas que

variam em torno de um diâmetro do cabo condutor. Os casos mais críticos de vibrações eólicas de condutores, são devidos a ventos de velocidade relativamente pequena e constante, soprando por um tempo razoavelmente longo. A relativa ausência de vibrações em altas velocidades de vento pode ser atribuída em parte a sua turbulência que não favorece a formação dos vórtices,

Uma outra forma de se explicar a não vibração dos cabos condutores a altas velocidades de ventos é que, altas velocidades causam altas frequências de vibração, e o auto-amortecimento ou dissipação interna de energia do condutor aumenta muito rapidamente com a frequência.

Ao observar a Figura 14, percebe-se que o Brasil é um país extremamente propenso a desenvolver o tipo de vibração eólica nos cabos condutores, pois no Brasil predominam ventos com velocidade média de até 7 m/s, faixa que corresponde justamente à ocorrência da vibração eólica. Portanto, o fenômeno de fadiga em cabos condutores não pode ser ignorado para a consolidação de uma rede de transmissão confiável no país.

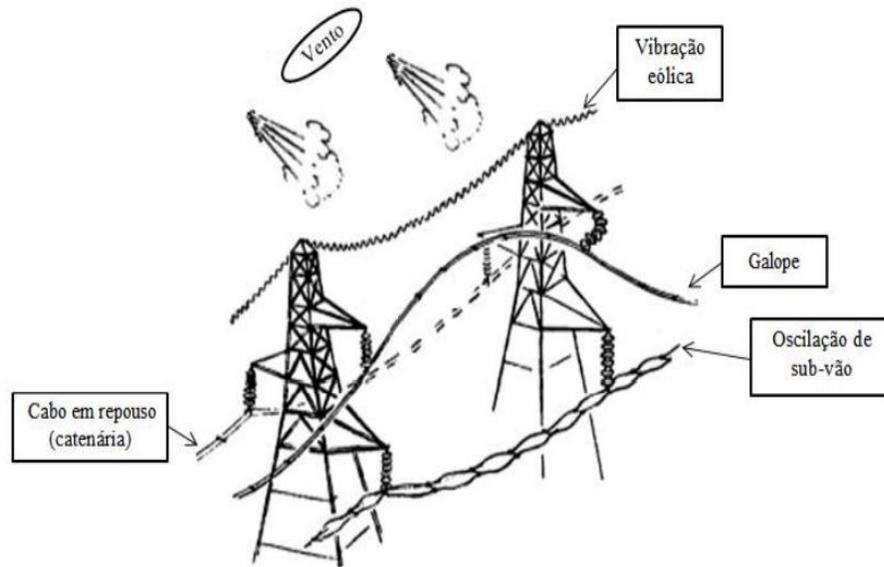
Figura 14 – Velocidade média anual do vento



Fonte: Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL

A Figura 15 ilustra os três principais tipos de vibrações que ocorrem em cabos condutores e a Tabela 1, resume mais detalhadamente as características gerais de cada tipo de vibração.

Figura 15 – Principais Tipos de Vibração



Fonte: The Electric Power Research Institute – EPRI

Tabela 1 – Comparação dos Tipos de Vibração

Características da vibração	Vibração eólica	Galope	Oscilação de esteira induzida
Tipos de linhas de transmissão afetadas	Todos	Todos	Limitado às linhas com condutores agrupados em feixe
Faixa de frequência (Hz)	3 – 150	0,08 - 3	0,15 - 10
Faixa de amplitude (pico-a-pico) de vibração (valor expresso em relação ao número de diâmetros do condutor)	0,01 - 1	5 - 300	Oscilação de corpo: 0,5-80 Oscilação sub-vão: 0,5 - 20
Condições favoráveis	Vibração eólica	Galope	Oscilação de esteira induzida
Característica do vento	Estável	Estável	Estável
Velocidade do vento (m/s)	1 - 7	7 - 18	4 - 18
Condição de superfície do condutor	Livre ou coberta com camada uniforme de gelo	Coberta por camada assimétrica de gelo	Livre e seca
Condições de projeto da linha que afetam o movimento do condutor	Tração do cabo, auto amortecimento do cabo, uso de <i>dampers</i> e armadura (<i>armor rods</i>)	Razão entre as frequências naturais vertical e de torção, ângulo de mergulho e condições de suporte	Separação dos subcondutores, inclinação do feixe, arranjo dos subcondutores no feixe e distância entre os espaçadores
Danos causados	Vibração eólica	Galope	Oscilação de esteira induzida
Tempo para dano severo se desenvolver	3 meses a 20 anos ou mais	1 a 48 horas	1 mês a 8 anos ou mais
Causas diretas do dano	Fadiga do metal devido à tensão normal cíclica de flexão	Elevados carregamentos dinâmicos	Impacto dos cabos ou alto nível de desgaste nos pontos de fixação
Componentes da linha mais afetados pelos danos	Cabos condutores e cabos para-raios	Condutores, todos os elementos de fixação, isoladores e estrutura da torre de transmissão	Elementos de suspensão, espaçadores, <i>dampers</i> e os cabos

Fonte: The Electric Power Research Institute – EPRI

2.9 CONSEQUÊNCIAS DAS VIBRAÇÕES

As consequências das vibrações são as mais diversas possíveis, dentre elas as mais importantes são os prejuízos que trazem às ferragens, isoladores e estruturas, e especialmente aos cabos condutores. Como resultado das vibrações do condutor, as contínuas deformações internas nos fios que compõem o cabo condutor, acabam por provocar a fadiga e a abrasão, podendo ambos levarem os fios a ruptura.

As maiores deformações ocorrem nos pontos de fixação dos cabos, ou seja, juntos aos grampos de fixação; nestes pontos, o condutor está submetido a elevadas solicitações mecânicas causadas pelas amarrações, e é justamente aí que tem sido observadas as falhas do condutor. Estas falhas ocorrem em geral nos fios de alumínio, que tem um limite de resistência a fadiga menor que a do aço. É certo que quanto maior a tensão mecânica aplicada aos condutores, mais críticos se tornam estes danos. Outro fator também muito importante é a imobilidade do grampo de suspensão e da cadeia de isoladores.

2.10 FATORES QUE INFLUENCIAM NA VIBRAÇÃO DOS CABOS

Os principais fatores que influenciam na vibração eólica dos cabos são: Características do vento; Carga de tração nos condutores; Características do tipo de condutor usado na linha de transmissão; e Comprimento do vão entre duas torres de transmissão.

A frequência de desprendimento dos vórtices é proporcional à velocidade transversal do vento, portanto existe uma relação direta entre essas duas grandezas, no entanto, ventos estáveis de baixa a moderada velocidade influenciam mais na vibração eólica do cabo, pois como já foi dito ventos de alta velocidade provocam maior turbulência que atua reduzindo a periodicidade da formação de vórtices.

Uma consequência disto é que em terrenos planos com pouca ondulação ou em travessias de rios há maior possibilidade de ocorrência de vibração eólica severa do que em terrenos irregulares ou de densa vegetação, condições que induzem maior turbulência. Quanto maior é a tração nos cabos, menor é o efeito de auto amortecimento dos condutores aumentando assim a

severidade da vibração. O auto amortecimento está relacionado à dissipação de energia pela movimentação relativa entre os fios do cabo, o aumento na tração reduz este grau de movimentação e conseqüentemente o auto amortecimento. A utilização de trações reduzidas contribui para o efeito de auto amortecimento, entretanto, menores trações implicam na utilização de torres mais altas ou em maior número. Os efeitos do tipo de condutor e do comprimento do vão, ambos são inversamente proporcionais à frequência de natural, portanto um vão muito longo ou o uso de um condutor de maior diâmetro e conseqüentemente maior massa linear resultam em frequências de ressonância menores, nas quais ocorrem maiores amplitudes de vibração e maiores danos por fadiga nos fios do condutor.

Porém, o que se observa na realidade é uma relação delicada entre os quatro fatores mencionados e as características do condutor, como o auto amortecimento e a rigidez à flexão. Somente após estudos aprofundados, pode ser analisado o grau de influência e de relação entre cada um desses fatores na contribuição para os níveis de vibração e para os efeitos de fadiga, tais estudos são fundamentais para orientar a definição de características de projeto com o intuito de reduzir a severidade dos danos causados pela fadiga e os custos na construção das linhas de transmissão.

2.11 MEDIÇÕES DA VIBRAÇÃO EÓLICA

2.11.1 Aparelhos mais utilizados para a medição

Existe muita variedade de aparelhos utilizados para medição de vibração eólica em Linhas de Transmissão. Os mais comuns são os registradores tipo inércia; medidores de aceleração (acelerômetros); medidores de deformação linear (strain gages); medidores de flexão do cabo.

Em linhas de transmissão são mais comuns os medidores de flexão do cabo, devido a sua confiabilidade, simplicidade, facilidade de instalação, e de serem desenvolvidos especificamente para uso em linhas de transmissão ao contrário dos demais tipos. Vários tipos e modelos de aparelhos medidores de vibração já foram utilizados. Um dos primeiros foi o desenvolvido pela Ontário Hydro, conforme mostra a Figura 16.

Figura 16 – Medidor de Vibração (Ontário Hydro)



Fonte: Manual para Medidores de Vibração - CIGRE

Estes medidores são inteiramente mecânicos e registrava o movimento diferencial entre o grampo e ponto de medição no cabo em um filme através de um garfo preso ao cabo, transmitindo o sinal por alavancas até um estilete que registra o sinal. Depois foram usados os aparelhos Zenith, até o desenvolvimento dos aparelhos com microprocessadores digitais e memória RAM, que forneciam dados de vibração em forma de histogramas de frequência e amplitude. Inicialmente foram usados os vibrógrafos Sefag, que utiliza um sensor de deslocamento parecido ao do Ontario Hydro e registrava os dados digitalizados em memória RAM, conforme mostra Figura 17.

Figura 17 – Medidor de Vibração Sefag



Fonte: Manual para Medidores de Vibração – CIGRE

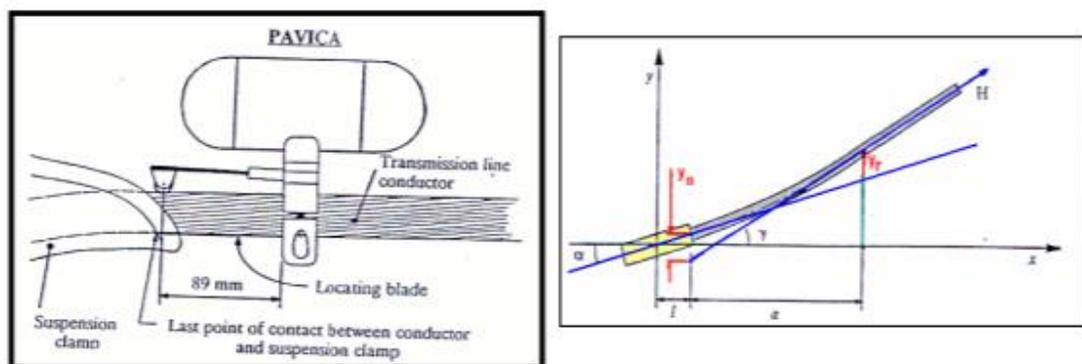
O atual medidor de vibração utilizado amplamente no setor elétrico é o Pavica, conforme ilustra a Figura 18 e Figura 19. Ao contrário dos outros, o Pavica é fixado no cabo fazendo a medição da amplitude inversa e o sinal é armazenado e digitalizado em memória RAM.

Figura 18 – Medidor de Vibração Pavica



Fonte: Manual para Medidores de Vibração – CIGRE

Figura 19 – Medição da Amplitude Inversa



Fonte: Manual para Medidores de Vibração – CIGRE

2.11.2 Recomendação para os instrumentos de medição

Vários instrumentos para medição de vibração eólica foram desenvolvidos, tanto digitais como analógicos. Dependendo do objetivo da medição, um diferente instrumento pode ser escolhido. Para uma confirmação de teoria de vibração, são recomendados os aparelhos analógicos, pois registram todos os dados possíveis. Para avaliar a máxima tensão dinâmica ou a durabilidade, os aparelhos digitais são preferidos onde uma quantidade menor de dados é suficiente.

Algumas características são recomendadas:

- Os instrumentos devem ser leves e compactos quanto possíveis;
- Os grampos de sustentação devem ser rígidos e leves o quanto possível;
- Medir amplitude pico a pico e frequência de até 200 Hz;
- Frequência de amostragem digital: maior que 10 amostras por ciclo de vibração;
- Duração da sequência de medições superior a 1s, preferencialmente 10s, 4 vezes por hora, 24 horas por dia, com autonomia de 3 meses;
- Registro de número de medições efetuadas;
- Possibilidade de alterar escalas de frequência e amplitude, duração das medições e das pausas;
- Dados apresentados de forma aceitável para processamento.

2.11.3 Método de medição

O método de medição de vibração em cabos utilizado pela maioria das concessionárias de energia é o do IEEE. Ele foi desenvolvido pela Ontario Hydro para uso em seus vibrógrafos e posteriormente recomendado pelo comitê de transmissão e distribuição do IEEE. Os dados são obtidos por amostragem, caracterizando-se os registros por alguns parâmetros: Medição da amplitude de flexão a 89 mm do grampo; registro de amplitude pico a pico e frequência; duração

de 1 segundo no mínimo; frequência de 4 registros por hora; duração total da medição de 2 semanas.

2.11.4 Providências preliminares

Três providências devem ser tomadas antes da medição da vibração propriamente dita:

- 1- Seleção do vão: a escolha do vão onde as medições serão realizadas deve ser criteriosa para que os locais mais susceptíveis à vibração sejam identificados.
- 2- Medição da carga mecânica de esticamento do cabo no vão onde será feita a medição deve ser determinada utilizando o método da flecha ou o método do pulso.
- 3- Instalação de anemógrafo na estrutura onde será feita a medição de vibração e registrar os dados dos ventos.

2.11.5 Avaliação do risco

Os dois seguintes métodos são normalmente utilizados:

Estimativa da menor vida útil: quando um cabo é submetido a uma tensão dinâmica ele pode danificar-se ou falhar após certo número de ciclos. Este fenômeno é chamado de fadiga. O tempo antes da falha é chamado de vida útil mínima. Algumas regras foram criadas para estimar quanto tempo o cabo resistiria a um espectro de tensão-amplitude, como a teoria de Miner. Esta teoria calcula o tempo em anos de expectativa da vida do cabo.

Tensão ou deformação máxima de aproximação: outros métodos são normalmente utilizados comparando a máxima tensão dinâmica ou deformação obtida na medição como os limites de durabilidade de EPRI e IEEE. Os riscos de danos podem ser considerados desprezíveis, se estes limites de durabilidade não forem ultrapassados.

3 METODOLOGIA

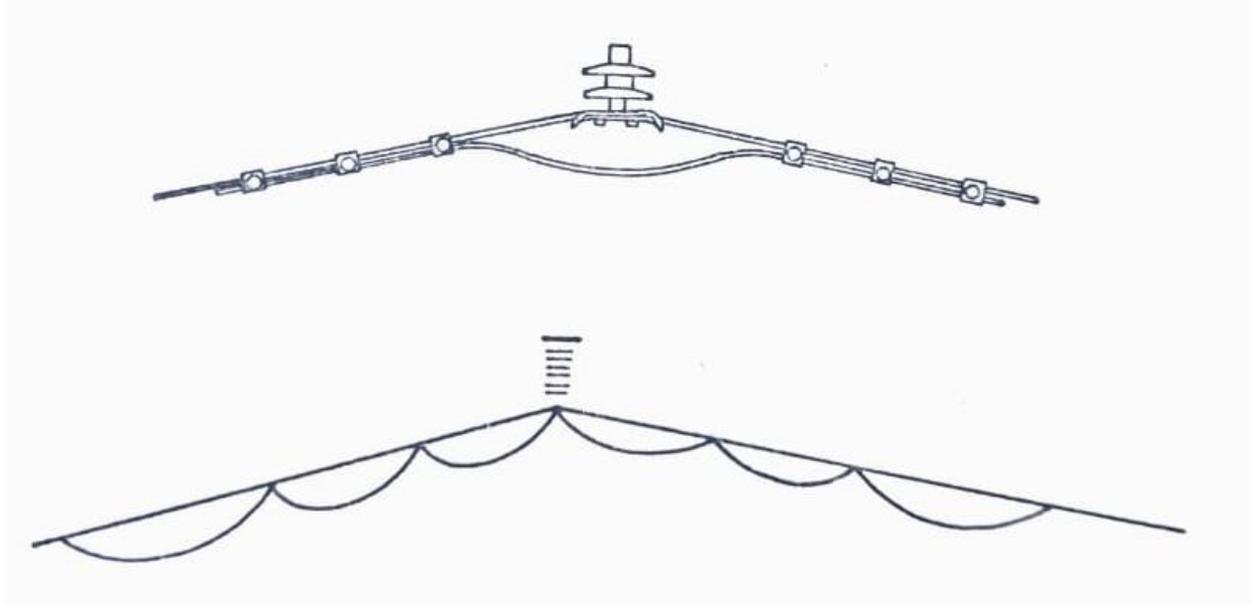
Este trabalho é desenvolvido através de uma pesquisa bibliográfica, na qual foram utilizados diversos documentos que tinham como tema principal as linhas de transmissão com ênfase nas vibrações causadas pelos ventos. A seguir serão mostrados os diversos tipos de amortecedores estudados. Sendo que a função desses amortecedores é minimizar as vibrações causadas pelo vento, próximo do local de fixação do cabo condutor. A minimização destas vibrações faz com que os níveis de esforços dinâmicos e a energia transmitida para torre ou para vãos adjacentes sejam reduzidos. Com a utilização de amortecedores adequados é possível a redução da ordem de 80% a 90% do seu valor, ficando assim dentro de limites aceitáveis que não são prejudiciais ao cabo condutor.

3.1 AMORTECEDOR TIPO FESTÃO

É composto por um cabo de material com características semelhantes às do cabo condutor; normalmente ele é feito com sobras do próprio condutor ou com pedaços de cabos; seu comprimento varia de acordo com o tamanho do vão, sendo de 3 a 5 metros; ele deve ser fixo de cada lado das presilhas de suspensão, formando desta maneira um laço.

Seu princípio de funcionamento é baseado na capacidade de dissipação de energia por fricção que um cabo não tensionado possui. A instalação desse tipo de amortecedor em relação aos outros tipos leva bem mais tempo e ele também não pode ser instalado com a linha energizada, a Figura 20 mostra o amortecedor tipo festão.

Figura 20 - Amortecedor tipo Festão ou Bretelle

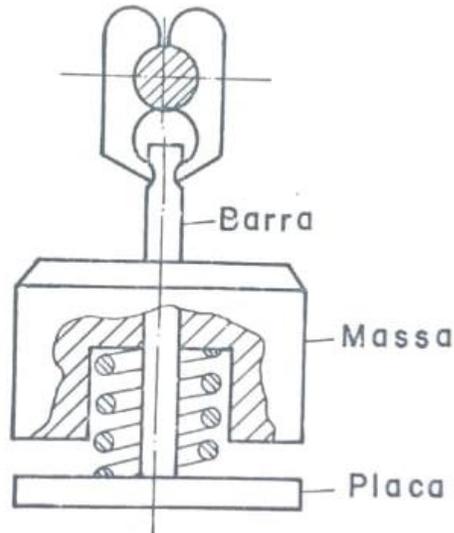


Fonte: Estudo de amortecedores de vibração de linhas de transmissão – PERES, M. P.

3.2 AMORTECEDOR DE IMPACTO (massa mola)

Ele consiste de uma massa sustentada por uma mola e uma barra presa a uma placa. O amortecimento da vibração do condutor ocorre pela dissipação de energia. Seu funcionamento é da seguinte forma: a barra vibra com o cabo condutor e a massa se desloca alternadamente comprimindo e descomprimindo a mola, o impacto da placa contra a massa provoca a dissipação de energia. O amortecedor de impacto está ilustrado na Figura 21.

Figura 21 – Amortecedor de Impacto

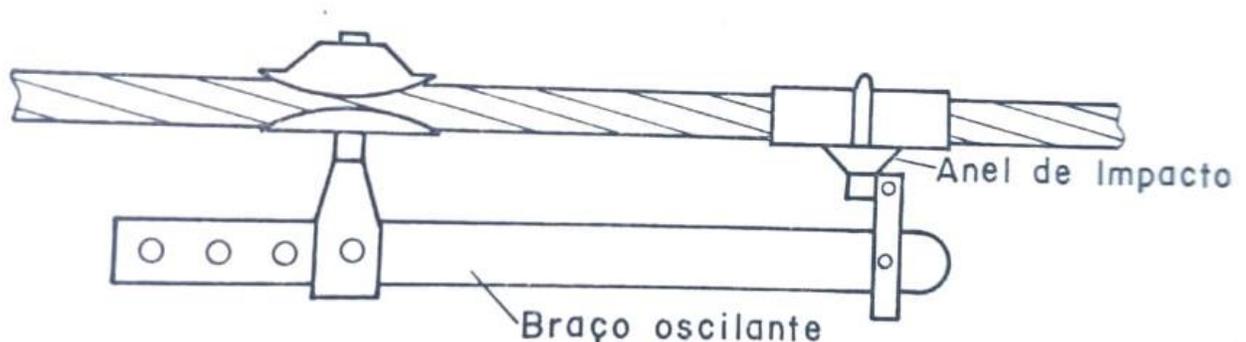


Fonte: Estudo de amortecedores de vibração de linhas de transmissão – PERES, M. P.

3.3 AMORTECEDOR DE BRAÇO OSCILANTE

Este tipo de amortecedor foi um dos primeiros dispositivos usado na redução das vibrações do condutor causadas pelo vento. Ele é composto por uma viga que é chamada de braço oscilante e de um anel de impacto, que são fixados ao cabo condutor. A redução das amplitudes de vibração, ocorre devido ao impacto da extremidade móvel do braço oscilante com o anel de impacto, havendo assim uma dissipação de energia. A Figura 22 mostra o amortecedor de braço oscilante.

Figura 22 – Amortecedor de Braço Oscilante



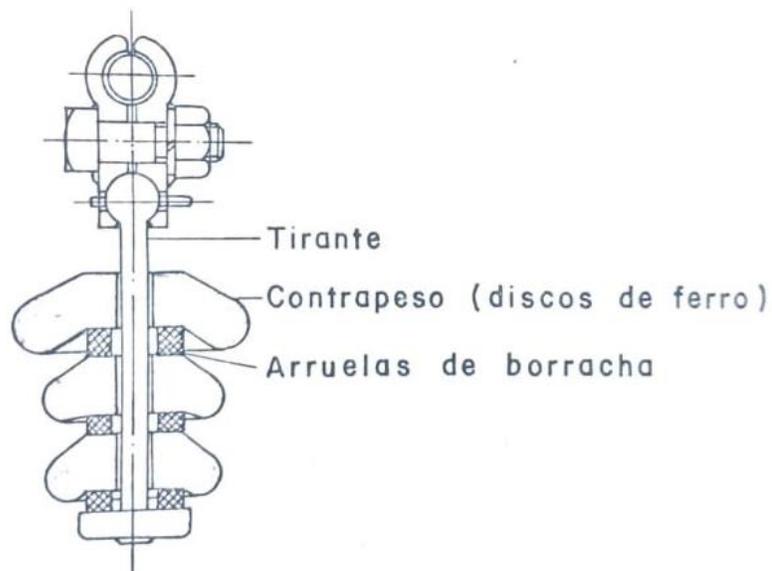
Fonte: Estudo de amortecedores de vibração de linhas de transmissão – PERES, M. P.

3.4 AMORTECEDOR ELGRA

Este amortecedor é composto por tirante, contrapeso e arruelas. O tirante é uma base cilíndrica articulada, os contra pesos, são discos de ferro com furos centrais e as arruelas são de borracha ou neoprene também com furos centrais; tanto os contra pesos como as arruelas são colocados alternadamente sobre a base cilíndrica. Este dispositivo transforma a energia transferida pelo vento ao condutor em calor pela compressão das arruelas de borracha ou neoprene, na fricção interna destas.

Ele absorve cerca de 90% das vibrações, quando é utilizado corretamente; seu peso é por tempo ilimitado, pois não sofre fadiga. Este amortecedor é de patente sueca, e em nosso país eles são fabricados sob licença e são usados em linhas de transmissão de grandes extensões, sendo que em algumas, ele já consta ter mais de 10 anos de funcionamento. O amortecedor Elgra é mostrado na Figura 23.

Figura 23 – Amortecedor Elgra



Fonte: Estudo de amortecedores de vibração de linhas de transmissão – PERES, M. P.

3.5 AMORTECEDOR TORCIONAL OU HALTERE

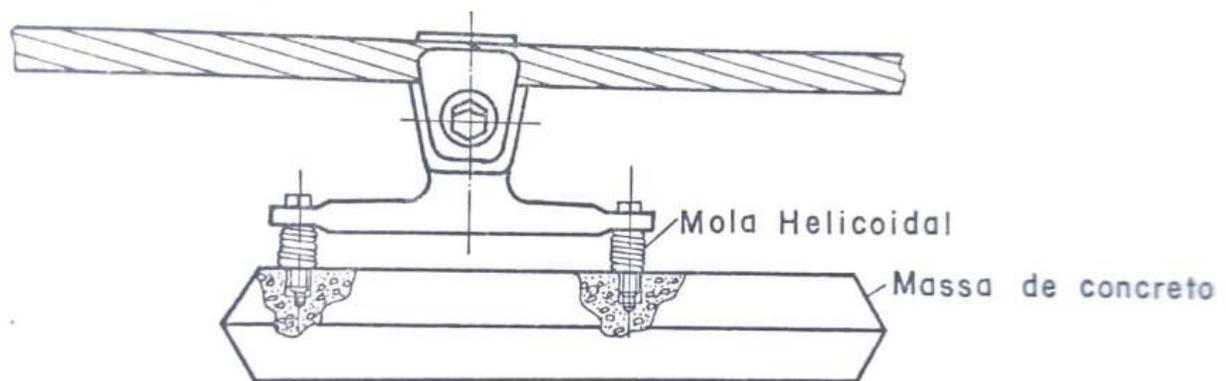
È um amortecedor que tem um peso fixado a uma alavanca inclinada que tende a torcionar o condutor e seu movimento é amortecido por discos de fricção; ele é devolvido a posição inicial por mola. Ele funciona transformando a energia mecânica em calor, devido a fricção dos discos.

Este tipo de amortecedor é bastante difundido, mas grande é o número de rupturas de cabos condutores, causadas pela sua falha devido ao desgaste dos discos de fricção. Ensaios experimentais feitos no Canadá demonstraram que com o uso de dois amortecedores torcionais por vão, consegue-se mais amortecimento do que o necessário, fornecendo assim uma proteção adequada.

3.6 AMORTECEDOR BOUCHE

Ele é composto de uma massa de concreto e duas molas helicoidais. Ele transforma a energia fornecida pela vibração do condutor em calor, através do impacto entre a massa de concreto e a placa que também compõe o condutor. Ele é fabricado pela Vibration Control Co., Pasadena, Califórnia. A Figura 24 mostra o amortecedor Bouche.

Figura 24 – Amortecedor Bouche



Fonte: Estudo de amortecedores de vibração de linhas de transmissão – PERES, M. P.

3.7 AMORTECEDOR HYBALL OU LINEAR

Ele é composto de quatro partes: elemento de acoplamento, articulação unidade amortecedora e elemento de inércia, sendo que a unidade amortecedora é acoplada ao condutor através da articulação. Este amortecedor é um dispositivo linear, semelhante a um amortecedor a pistão, proporcionando desta maneira um amortecimento viscoso.

Sua instalação pode ser feita com a linha energizada, mas para tanto é necessário que se utilize equipamentos especiais de linha viva. A vida média deste amortecedor é de cerca de 30 anos.

3.8 AMORTECEDOR PRÉ-FORMADO

O amortecedor pré-formado é feito de uma peça de plástico com seção circular, moldada em forma helicoidal. O material usado na sua fabricação é o cloreto de polivinila. Este amortecedor é enrolado no condutor, sendo que mais ou menos 1/5 do seu comprimento é enrolado mais apertado, o que garante a sua fixação ao condutor, e o restante do seu comprimento, fica livre e devido ao movimento relativo entre o cabo e o amortecedor, é que se dá a redução das vibrações no condutor.

Este amortecedor é de fácil instalação, mesmo em linhas energizadas, pois a sua forma e seu peso baixo contribuem na sua colocação.

3.9 AMORTECEDOR STOCKBRIDGE

Foi desenvolvido em 1925 por George H. Stockbridge, e até os dias de hoje é o amortecedor de maior aceitação mundial. Ele é composto um cabo mensageiro feito de fios de aço com duas massas fixadas simetricamente em cada extremo do cabo e é preso ao condutor através de uma presilha localizada no centro do amortecedor.

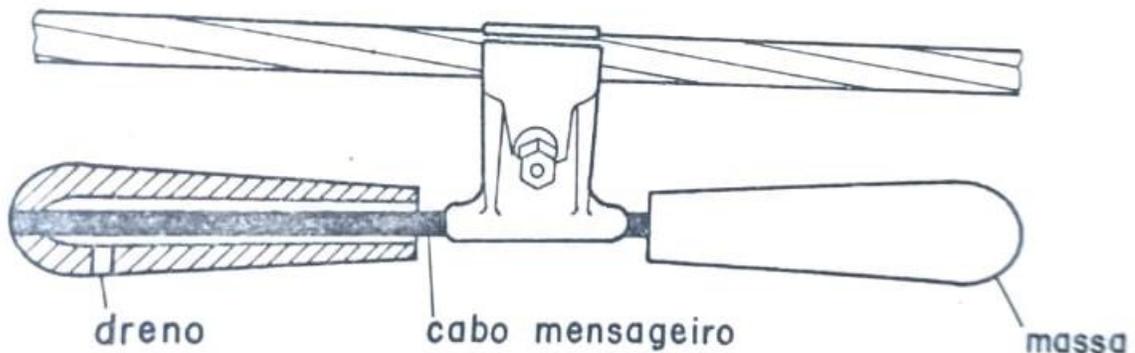
A dissipação de energia, ocorre através do amortecimento histerético e Coulumbiano; o amortecimento histerético é obtido do material que compõe os fios do cabo mensageiro e o Coulumbiano, devido a fricção entre os fios quando as duas massas oscilam. Este amortecedor

trabalha em oposição de fase com o condutor e reduz em cerca de 90% as vibrações, tornando-as sem perigo para os condutores.

O amortecedor Stockbridge, possui dois modos de vibrar e conseqüentemente duas frequências naturais, e sua eficiência diminui muito quando ele trabalha fora da região destas duas frequências. É necessário que se conheça as frequências de vibração do cabo condutor para que se possa especificar um amortecedor Stockbridge que opere nesta faixa de frequências, pois assim, o amortecimento destas vibrações será maior.

Na prática o número e as características dos amortecedores a serem instalados em uma linha de transmissão são determinados pelo diâmetro do cabo e pelo comprimento do vão. Diversos amortecedores derivam do amortecedor Stockbridge, sendo alguns deles: Amortecedor Vibless, Amortecedor Dulmison ES-1, Amortecedor Dulmison ES-2, Amortecedor Varispond-Dulmison, Amortecedor Salvi 4-R, Amortecedor Dog-bone. A Figura 25 mostra o amortecedor Stockbridge.

Figura 25 – Amortecedor Stockbridge



Fonte: Estudo de amortecedores de vibração de linhas de transmissão – PERES, M. P.

4 RESULTADOS

4.1 EXEMPLOS DE ACIDENTES CAUSADOS PELO VENTO

Pode-se perceber que a ação do vento tem sido a causa predominante dos acidentes em torres de linhas de transmissão, principalmente no Brasil. Estes acidentes causam grandes prejuízos sejam pela reconstrução e/ou reparos nas linhas e torres, ou ainda pela interrupção do fornecimento provocada pela falha em qualquer ponto da linha. As Figuras 26, 27 e 28 mostram exemplos de algumas torres danificadas, em que pelas datas dos eventos comprova-se que se trata de um problema atual.

Figura 26 – Torre Colapsada, Sumaré – SP (2012)



Fonte: Jornal Melhor de Valinhos

Figura 27 – Torre Colapsada, Candido Mota – SP (2012)



Fonte: G1 Notícias

Figura 28 – Torre Colapsada, Cascável – PR (2013)



Fonte: Jornal Folha Paranaense

4.2 COMENTÁRIOS E DISCUSSÕES

Neste trabalho, apresentou-se os tipos mais comuns de vibrações que ocorrem em linhas de transmissão de energia elétrica e suas consequências, onde foi dado maior ênfase para vibrações eólicas, que é um dos grandes problemas que ocorrem em linhas de transmissão de energia elétrica no Brasil. Foram apresentadas diversas formas empregadas para minimizar os efeitos das vibrações eólicas, entre elas o uso de tensões dentro de limites recomendados, o uso de presilhas de fixação adequadas, a utilização de armaduras, o uso de cabos anti-vibratórios, e principalmente, a utilização de amortecedores de vibração.

No trabalho foi dado ênfase aos diversos tipos de amortecedores usados para minimizar os efeitos das vibrações eólicas e constatou-se que o mais utilizado é o amortecedor Stockbridge.

5 CONCLUSÃO

Apresentou-se neste trabalho uma avaliação e união das respostas de estudos de estruturas de torres e linhas de transmissão sob a ação de ventos originando vibrações nos cabos e estruturas. As vibrações podem causar sérios problemas às linhas de transmissão e distribuição de energia elétrica. A vibração eólica e o galope são dois tipos de movimento induzido pelos ventos responsáveis por danos sérios nas linhas. Anos de trabalho e investigação no campo e milhares de horas de laboratório foram utilizados para estudar as causas e efeitos da vibração em linhas de transmissão e distribuição. A ocorrência de vibrações de alta frequência pode ser verificada pela inspeção visual periódica nas linhas. Para amenizar as vibrações, foram desenvolvidas e tomadas iniciativas para as quais as concessionárias promovessem padrões para serem aplicados a novos projetos. Revisar ou criar os critérios para as inspeções termográficas aéreas de LT's, reforçando a necessidade de incluir o campo velocidade e sentido do vento no momento da sua execução.

REFERÊNCIAS

CARVALHO H., **Metodologias para análise estática do efeito do vento em linhas de transmissão**. M.SC. DISSERTAÇÃO, ENGENHARIA MECÂNICA, UFMG, 2010.

ATLANTIC. **Como funciona a linha de transmissão?** 2019. Disponível em: <<http://atlanticenergias.com.br/como-funciona-a-linha-de-transmissao/>>. Acesso em: 13 de set. 2020.

CBIE. **Linhas de transmissão no Brasil**. 2019. Disponível em: <<https://cbie.com.br/quantos-quilometros-de-linha-de-transmissao-de-energia-temos-no-brasil/>> . Acesso em: 13 de set. 2020.

DEN HARTOG, J.P., **Vibrações nos sistemas mecânicos**. São Paulo, Universidade de São Paulo, 1972.

EPE. **Expansão da transmissão de energia**. 2017. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/expansao-da-transmissao>>. Acesso em: 17 de set. 2020.

NEWTON C. BRAGA. **Tipos de linhas de transmissão**. 2014. Disponível em: <<https://www.newtonbraga.com.br/index.php/telecom/8550-conheca-os-tipos-de-linhas-de-transmissao-tel105>>. Acesso em: 22 de set. 2020.

DEE. **Componentes de uma linha de transmissão**. 2017. Disponível em: <http://www.dee.ufrj.br/~acsl/grad/transm/notas_de_aula/tree2.html#:~:text=Os%20elementos%20b%C3%A1sicos%20de%20uma,demais%20elementos>. Acesso em: 22 de set. 2020.

LABEGALINI, P. R., ALMEIDA, M. T., **Projetos das linhas aéreas de transmissão**. Edgard Blucher, São Paulo, 1992.

ABNT, ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR5422: **Projeto de linhas aéreas de transmissão de energia elétrica**. RIO DE JANEIRO, 1985.

OLIVEIRA, A. R.E., FREIRE D. G., **Vibrações eólicas em feixes de condutores para linhas de transmissão**. CONGRESSO BRASILEIRO DE ENGENHARIA, Brasília, 1993.

MOURÃO, M. **Cabos e emendas de linhas de transmissão de energia**. 2015. Disponível em: <https://www.linhadetransmissao.com.br/artigos/Informe24-Vibracao_Eolica.pdf>. Acesso em: 07 de out. 2020.

CIGRÈ. **Guia para medições de vibração em linhas aéreas de transmissão**. 2003. Disponível em: <https://www.linhadetransmissao.com.br/artigos/guia_para_med_vibracoes_em_lts.pdf>. Acesso em: 07 de out 2020.

ANEEL. **Serviço público de transmissão de energia elétrica**. 2015. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/transmissao5>>. Acesso em: 14 de out. 2020.

OLIVEIRA, M. I. R., **Vibrações em linhas de transmissão**. SEMINÁRIO AVANÇADO EM LINHAS DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, Belo Horizonte, 1996.

OPENEDITION. **O sistema elétrico brasileiro**. 2016. Disponível em:
<<https://journals.openedition.org/confins/10797>>. Acesso em: 14 de out. 2020.

CAPELLARI T.T.O. **Determinação da resposta dinâmica de feixes de condutores e linhas aeres de transmissão**. TESE DE DOUTORADO, UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL, UFRGS, PORTO ALEGRE, 2004.

PERES, M. P., **Estudo de amortecedores de vibração de linhas de transmissão de energia elétrica**. DISSERTAÇÃO DE MESTRADO, UNESP, GUARATINGUETA, 1990.

CARDOSO JUNIOR S.D. **Edificações flexíveis sob ação dinâmica de vento turbulento**, DISSERTAÇÃO DE MESTRADO, COPPE/UFRJ, RIO DE JANEIRO, 2011.

EDREALIZE. **Linhas de transmissão CC x CA**. 2012. Disponível em:
<https://www.editorarealize.com.br/revistas/conapesc/EV126_MD1_SA6_ID1527_13082019141018.pdf>. Acesso em: 21 de out. 2020.