



**EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN
ESP**

Unidad Centro de Excelencia Técnica Normalización
y Laboratorios

GM-012

**Guía Técnica: Cálculo mecánico de estructuras y elementos
de sujeción de equipos.**

EPM-UCET-NYL-GM-012

Octubre 2019

Elaboración, Revisión y Aprobación

Actividad	Tema	Nombre
Elaboró	Norma Técnica: Cálculo de conductor económico	Consultoría Colombiana S.A
	Revisó	Erika Onofre Bermudez
	Aprobó	Mónica Rueda Aguilar

Requeridores

Destinatario	Cargo	No. de Copias
Johan Sebastián Higuera Higuera	Profesional Gestión Proyectos e Ingeniería	1
Gabriel Jaime Romero Choperena	Profesional Gestión Proyectos e Ingeniería	1

Revisiones

Revisión	Fecha dd/mm/aaaa	Descripción de la revisión
01	21/10/2019	Versión inicial

© Copyright: Empresas Públicas de Medellín ESP. No está permitida su reproducción por ningún medio impreso, fotostático, electrónico o similar, sin la previa autorización escrita del titular de los derechos reservados.

CONTENIDO

1	OBJETO	7
2	ALCANCE.....	8
3	DOCUMENTOS DE REFERENCIA	9
4	GENERALIDADES	10
5	DEFINICIONES	12
6	CÁLCULO MECÁNICO EN CONDUCTORES.....	14
6.1	ESFUERZOS EN LOS CONDUCTORES.....	14
6.1.1	Esfuerzos debidos al peso.....	14
6.1.2	Esfuerzos debidos al viento.....	14
6.1.3	Resultante de carga unitaria total con viento	16
6.2	CURVA DE TENDIDO.....	16
6.2.1	Ecuación de la Catenaria.....	17
6.2.2	Flecha	17
6.2.3	Longitud del cable	18
6.2.4	Vano regulador	18
6.2.5	Vano peso	18
6.2.6	Vano viento	19
6.3	CÁLCULO DE FLECHAS Y TENSIONES	19
6.3.1	Condiciones limitantes de tensionado.....	20
6.3.2	Ecuación cambio de estado.....	23
6.3.3	Fluencia lenta (creep).....	24
7	CÁLCULO MECÁNICO EN ESTRUCTURAS Y ELEMENTOS DE SUJECCIÓN DE LOS EQUIPOS.....	27
7.1	ÁRBOL DE CARGAS	27
7.1.1	Cargas verticales.....	28
7.1.2	Cargas longitudinales.....	28
7.1.3	Cargas Transversales.....	28
7.2	HIPÓTESIS DE CARGAS	32
7.3	PARÁMETROS MECÁNICOS PARA LA SELECCIÓN DE LAS ESTRUCTURAS	33
7.3.1	Capacidad de carga estructural	33
7.3.2	Deflexión máxima	34
7.4	CÁLCULO MECÁNICO EN ESTRUCTURAS Y ELEMENTOS DE SUJECCIÓN DE LOS EQUIPOS.....	34

7.4.1	Verificación de poste de acero.....	36
7.4.2	Verificación de poste de concreto.....	36
7.4.3	Verificación de poste de fibra.....	37
7.4.4	Verificación de herrajes.....	38
7.4.5	Verificación de retenidas.....	38
7.4.6	Verificación de aisladores.....	39
7.5	LONGITUD DE EMPOTRAMIENTO.....	39
7.6	SÍNTESIS DE CÁLCULOS MECÁNICOS.....	39
8	DISTANCIAS MÍNIMAS ENTRE CONDUCTORES EN LA MISMA ESTRUCTURA..	41
9	ZONA DE SERVIDUMBRE.....	43

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Descripción de las condiciones	22
Tabla 2 Porcentaje de tensionado de conductores recomendados por la norma IEC 60826:2017.....	22
Tabla 3 Límites de tensión mecánica.....	23
Tabla 4 Coeficientes de fluencia para conductores de aleación de aluminio (AAAC) aplicados a la Ecuación 14.	25
Tabla 5 Coeficientes de fluencia para conductores de aluminio (AAC) aplicados a la Ecuación 14.....	25
Tabla 6 Coeficientes de fluencia para conductores ACAR aplicados a la Ecuación 14.	25
Tabla 7 Coeficientes de fluencia para cables ACSR aplicados a la Ecuación 15 ..	26
Tabla 8 Constante Q.....	30
Tabla 9 Variables para la definición del coeficiente de exposición	30
Tabla 10 Categorías norma ASCE 74-2009.....	30
Tabla 11 Variables para la definición del factor de respuesta de ráfaga.....	31
Tabla 12 Factores de seguridad para estructuras	34
Tabla 13 Deflexión máxima de los postes.....	34
Tabla 14 Distancia mínima vertical entre conductores sobre la misma estructura.....	41
Tabla 15 Vano regulador por zona.....	42

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Acción del viento sobre el cable.....	15
Figura 2 Carga unitaria total con viento	16
Figura 3 Curva de tendido	17
Figura 4 Vano peso y vano viento.....	19
Figura 5 Variación catenaria para diferentes estados en condición inicial y final.....	21
Figura 6 Tipos de cargas sobre la estructura.	27
Figura 7 Secciones de postes metálicos más comunes	36
Figura 8 Cargas actuantes sobre el poste.....	37
Figura 9 Cierre de cable de acero.....	38

1 OBJETO

Establecer el procedimiento y los criterios para el cálculo mecánico de estructuras y elementos de sujeción de equipos utilizados en el diseño de sistemas de distribución de energía de media tensión.

2 ALCANCE

El presente documento tiene dentro de su alcance describir la metodología para el cálculo mecánico de estructuras y elementos de sujeción de equipos utilizados en el diseño de redes de distribución de energía en media tensión del grupo EPM. En este sentido, incluye los siguientes aspectos:

- Identificación y selección de los diferentes materiales de fabricación para las estructuras y los elementos de sujeción
- Descripción del tipo de cargas que afectan las estructuras utilizadas en las redes de distribución y que deberán tenerse en cuenta en el diseño electromecánico
- Realización de un ejemplo de cálculo que ilustre los procedimientos propuestos en la presente guía

3 DOCUMENTOS DE REFERENCIA

- [1] Ministerio de Minas y Energía - Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE). Resolución 18 0398 del 7 de abril de 2004. Modificado mediante Resolución 09 0708 del 30 de agosto de 2013.
- [2] Resolución 070 de 1998 por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional (Resolución CREG-070 de 1998), CREG, 1998
- [3] Design of Steel transmission pole structures. ASCE/SEI 48-11. American Society of Civil Engineers.
- [4] Reglamento Colombiano de Construcción Sismo Resistente-2010. NSR-10. Asociación Colombiana de Ingeniería Sísmica.
- [5] Prefabricados en concreto. Postes en concreto para líneas de energía y telecomunicaciones NTC 1329. Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación.
- [6] Líneas áreas de media y baja tensión: Cálculo mecánico - Fernando Bacigalupe Camarero, 2000 Editorial Paraninfo.
- [7] Guía técnica para el cálculo económico de conductores GM-01. EPM, 2019
- [8] Norma técnica para el cálculo de conductor económico NT-01. EPM, 2019
- [9] Norma técnica distancias de seguridad en redes de distribución NT-06. EPM, 2019
- [10] Electrotecnia. Líneas y redes aéreas de energía eléctrica. Vocabulario. NTC 3543 2018. Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación.
- [11] P. Labegalini, J. Labegalini, Rubens Fuchs y M. De Almeida, 2da ed. Projetos Mecânicos das Linhas Aéreas de Transmissão, São Paulo -SP, Editora Edgard Blücher Ltda, 1992.
- [12] Resolución 025 de 1995 Por la cual se establece el Código de Redes, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional. (Resolución CREG-025 de 1995), CREG, 1995.
- [13] NTP 155: Cables de acero. Ministerio De Trabajo Y Asuntos Sociales de España
- [14] Recommended Practice for Fiber-Reinforced Polymer Products for Overhead Utility Line Structures (MOP 104). ASCE MANUAL OF PRACTICE NO. 104. American Society of Civil Engineers.
- [15] Manual PLS-CADD – Versión 10.0 © Power Line Systems, Inc. 2009.
- [16] IEC, IEC 60826 Overhead transmission lines – Design, International Electrotechnical Commission, 2017.
- [17] CIGRE, CIGRE WG 22.05 Revista ELECTRA No 75, Permanent elongation of conductors. Predictor equation and evaluation methods, 1981 International Electrotechnical Commission, 2017.
- [18] IEEE, National Electrical Safety Code NECS, 2017.
- [19] Manual PLS-CADD, Version 15.0, Power Line Systems, Inc. 2017
- [20] NESC, the National Electrical Safety Code® (NESC®), IEEE, C2-2017.

4 GENERALIDADES

La presente guía propone un procedimiento de cálculo que se puede resumir de la siguiente manera:

- Identificación del conductor a utilizar.
- Cálculo mecánico en conductores
 - Identificar los esfuerzos a los que se encuentran sometidos los conductores.
 - Calcular variables asociadas a la curva de tendido generada por el cable debido a los esfuerzos (catenaria, flecha y longitud del vano).
 - Calcular flechas y tensiones de acuerdo con las condiciones limitantes previamente establecidas por medio de la ecuación de cambio de estado.

Para llevar a cabo el cálculo mecánico de los conductores con la metodología propuesta, previamente se debe verificar que los conductores seleccionados cumplen con todos los parámetros eléctricos requeridos.

Los parámetros para verificar en los conductores son:

- Capacidad térmica.
- Pérdidas en el conductor.
- Regulación de tensión.

El cálculo para los conductores se realiza por medio la “*GUÍA TÉCNICA PARA EL CÁLCULO ECONÓMICO DE CONDUCTORES GM-01*” y con la respectiva norma que la complementa.

El conductor seleccionado será un dato de entrada para la aplicación de la metodología propuesta en la presente guía.

Para el desarrollo de esta guía se debe tener en cuenta en el anexo “*CARACTERIZACIÓN DE LOS PARÁMETROS METEOROLÓGICOS EN LAS ZONAS DE INFLUENCIA DEL GRUPO EPM*”, que se adjunta a la presente guía.

Posteriormente, y con la información anterior como dato de entrada, se procede a desarrollar el cálculo mecánico en estructuras y en elementos de sujeción de los equipos, para lo cual se desarrollan los siguientes pasos:

- Identificar los parámetros mecánicos para la selección de las estructuras, los cuales serán las cargas e hipótesis de cargas; a partir de las cuales se calculará la capacidad estructural y la deflexión máxima de servicio.
- Presentar los modelos de cálculo para los postes de acero, los postes de concreto, los postes de fibra de vidrio, los herrajes y las retenidas.

Las cargas sobre los postes se pueden calcular mediante programa computacional que tenga la capacidad de modelar el tendido de los conductores y los efectos del clima sobre estos en una red de distribución.

Igualmente, es necesario un programa computacional de diseño estructural que realice un análisis no lineal y que permita observar los efectos de segundo orden en elementos a compresión.

Aunque los análisis se pueden realizar en el programa computacional de preferencia, el uso del software *POWER LINE SYSTEMS*, es típico dado que se trata de un software bastante completo en los cálculos asociados al diseño de líneas de transmisión y distribución.

De acuerdo con las cargas calculadas y las dimensiones de los postes, se evalúan las cargas a nivel de cimentación y se realizan los chequeos sobre los postes con el fin de determinar la resistencia requerida.

Al finalizar el procedimiento se presenta un ejemplo aplicado a los cálculos señalados anteriormente. Dicho ejemplo cubre la metodología propuesta y tiene aplicación tanto para el cálculo en estructuras nuevas, como para la validación de las condiciones en estructuras existentes.

5 DEFINICIONES

AAAC: conductores de aleación de aluminio 6201 de alta resistencia mecánica.

ACAR: conductores de aluminio desnudo reforzados con aleación de aluminio.

ACSR: conductores de aluminio desnudo reforzados con acero.

Ángulo de línea: ángulo que indica el cambio de dirección de una línea en un soporte.

Cable conductor: conductor que consta de varios elementos de cableado individuales, no aislados entre sí, enrollados en forma de hélice por medio de capas concéntricas de sentidos alternos.

Cable de guarda: conductor que se conecta con la tierra, en algunos o en todos los soportes, y que está colocado generalmente, pero no necesariamente, por encima de los conductores de fase para garantizar una cierta protección contra los rayos.

Carga de rotura (F_R): carga que genera la falla de un elemento de la línea.

Carga vertical (F_V): componente vertical de cualquier carga que se aplica al soporte en un punto determinado, en un sistema tridimensional de coordenadas relacionado con el soporte.

Carga longitudinal (F_L): componente longitudinal de una carga cualquiera, que se aplica al soporte en un punto determinado, en un sistema tridimensional de coordenadas relacionado con el soporte.

Carga transversal (F_T): componente transversal de una carga cualquiera, que se aplica al soporte en un punto determinado, en un sistema tridimensional de coordenadas relacionado con el soporte.

Carga de viento: carga horizontal ejercida por el viento sobre un elemento de la línea, con o sin la presencia de escarcha.

Catenaria: forma de la curva asumida por un conductor, asimilado a una cuerda perfectamente flexible e inextensible, que se suspende entre dos soportes, representa un cable con un peso constante a lo largo de la curva.

Desnivel: distancia vertical que separa los dos planos horizontales que pasan por los puntos de sujeción del conductor en un vano desnivelado.

Deflexión Máxima: desplazamiento horizontal máximo permitido en la cima de la estructura, esta se mide porcentualmente de acuerdo con la longitud vertical libre del poste.

Distancia entre fases: distancia entre los ejes de dos conductores adyacentes en fases diferentes, o entre los centros de dos fases de conductores adyacentes.

EDS (*Every Day Stress*): la tensión o tensión que un conductor experimenta normalmente durante la mayor parte de su vida útil, generalmente a una temperatura del conductor de 0 °C a 25 °C sin viento ni hielo.

Esfuerzo de fluencia: esfuerzo máximo en un material sin que se presenten deformaciones permanentes.

Flecha: distancia vertical en un vano, entre un conductor y la línea recta cuyos puntos de sujeción se unen a los soportes.

Flecha inclinada: distancia en un vano, entre un conductor inclinado por efecto del viento y la línea recta cuyos puntos de sujeción se unen a los soportes.

Flecha máxima: distancia vertical máxima, en un vano, entre un conductor y la línea recta cuyos puntos de sujeción se unen a los soportes en condición final a temperatura máxima.

Hipótesis de carga: conjunto de condiciones definidas por normas nacionales, reglamentos particulares o por un estudio de datos meteorológicos, que se deben tener en cuenta para calcular cada elemento de una línea.

Línea de distribución: línea destinada a la distribución de la energía eléctrica.

Longitud del vano: distancia horizontal entre los puntos de sujeción del conductor sobre dos soportes consecutivos.

Soporte: dispositivo destinado a sostener un conjunto de conductores de una línea de suspensión por medio de los aisladores.

Temperatura coincidente: es la temperatura ambiente que se presenta en la condición de viento, se utiliza la temperatura mínima promedio.

Tramo de una línea aérea: parte de la línea comprendida entre dos soportes de anclaje o de interrupción.

UTS (Ultimate Tensile Strength): límites de tensión de los conductores especificados en porcentaje de la resistencia a la rotura del conductor.

Vano: parte de la línea entre dos soportes consecutivos de un conductor.

Fuerza Actuante (F_a): resultante de fuerzas que actúan sobre el elemento (Fuerza vertical, transversal y longitudinal)

Esfuerzo actuante debido a cargas axiales (f_a): esfuerzo debido a la carga vertical dividido en el área de la sección transversal del poste metálico

Esfuerzo actuante debido a cargas flexión (f_b): esfuerzo de flexión debido a la carga transversal o longitudinal.

Esfuerzo actuante debido a cargas corte (f_v): esfuerzo de corte debido a la carga transversal o longitudinal.

Esfuerzo actuante debido a cargas torsión (f_v): esfuerzo de corte debido a la carga transversal o longitudinal.

Máximo esfuerzo compresión (f_{Ra}): Esfuerzo resistente a compresión de la sección

Máximo esfuerzo flexión (f_{Rb}): Esfuerzo resistente a flexión de la sección.

6 CÁLCULO MECÁNICO EN CONDUCTORES

A través del cálculo mecánico de los conductores se puede determinar las tensiones y la flecha del conductor para una determinada longitud de vano, de forma tal, que la tensión máxima de rotura no sea superada y que la flecha no viole las distancias mínimas de seguridad en los diferentes lugares definidos por el RETIE [1], en los casos donde la flecha supere las distancias mínimas de seguridad, se debe dar mayor altura a los apoyos para lograr el cumplimiento.

El código de redes 025 de 1995 de la CREG [14] establece cuatro condiciones limitantes de tensión mecánica para los conductores que dependen de las características meteorológicas y geográficas que se presenten en el sitio de tendido de los cables. En el anexo *CARACTERIZACIÓN DE LOS PARÁMETROS METEOROLÓGICOS EN LAS ZONAS DE INFLUENCIA DEL GRUPO EPM* [9], se describe la clasificación de climas y las zonas de vientos que se presentan en el territorio que es alcance del Grupo EPM.

Se considera que el conductor ha sido previamente seleccionado cumpliendo con los requisitos normativos de la guía conductor económico y norma [7], [8].

En los siguientes numerales se muestra el procedimiento para determinar las tensiones y flechas óptimas del cable para diferentes condiciones limitantes.

6.1 ESFUERZOS EN LOS CONDUCTORES

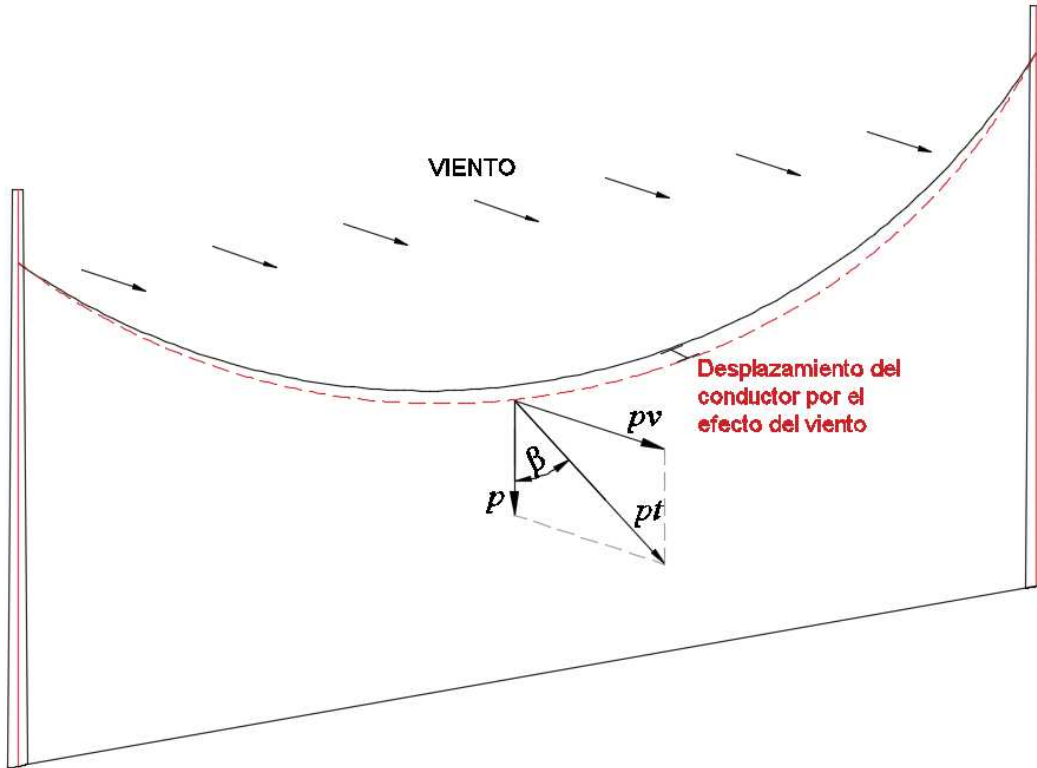
El cálculo mecánico en el conductor seleccionado se debe realizar teniendo en cuenta los efectos de las cargas a las que está sometido. Estas cargas se deben principalmente a su propio peso y a la presión inducida por el viento.

6.1.1 Esfuerzos debidos al peso

La forma que adopta el cable tendido entre los dos apoyos se debe a la acción de su propio peso, y a la curva que forma el conductor se le denomina catenaria. El peso unitario propio de cada conductor se mide en kgf/m.

6.1.2 Esfuerzos debidos al viento

Los agentes climáticos como el viento producen un esfuerzo adicional al peso del conductor. Cuando la dirección del viento es transversal a la línea, se ejerce una presión (fuerza por unidad de superficie) sobre los conductores, como se observa en Figura 1 [6].

Figura 1 Acción del viento sobre el cable


Fuente: Líneas áreas de media y baja tensión: Cálculo mecánico - Fernando Bacigalupe Camarero. [6]

La carga unitaria en un conductor debida a la acción del viento (pv), es el resultado de multiplicar la presión que actúa sobre el mismo por el diámetro del conductor:

$$pv = \left(\frac{PV}{10}\right) * \left(\frac{d}{1000}\right) \quad \text{Ecuación 1}$$

Donde:

pv : fuerza o carga unitaria de viento en daN/m, en dirección normal al cable y horizontal
 d : diámetro del cable en mm.
 PV : presión del viento en N/m² (Pa)

$$PV = Q * v^2 \quad \text{Ecuación 2}$$

Donde:

v : velocidad del viento en m/s tomada del documento parámetros meteorológicos.
 Q : coeficiente de exposición en altura z sobre el suelo.

$$Q = 0.603 - 0.0514 * \text{Altitud en km} \quad \text{Ecuación 3}$$

6.1.3 Resultante de carga unitaria total con viento

La carga unitaria resultante del peso propio del conductor y la carga del viento es:

$$pt = \sqrt{p^2 + pv^2} \quad \text{Ecuación 4}$$

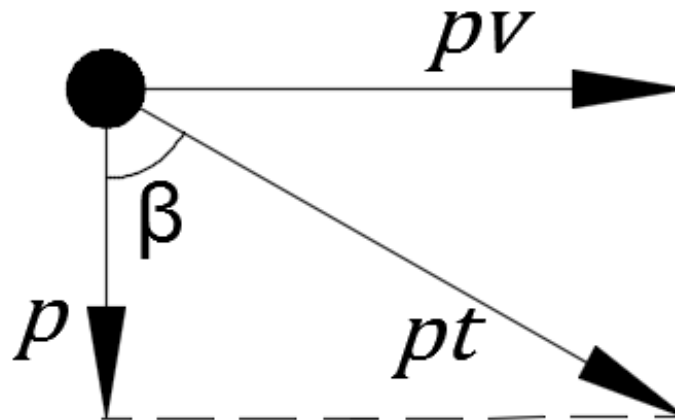
Donde:

pv : fuerza o carga unitaria de viento en daN/m, en dirección normal al cable y horizontal.

p : peso unitario propio del conductor daN/m

pt : peso unitario total del conductor daN/m

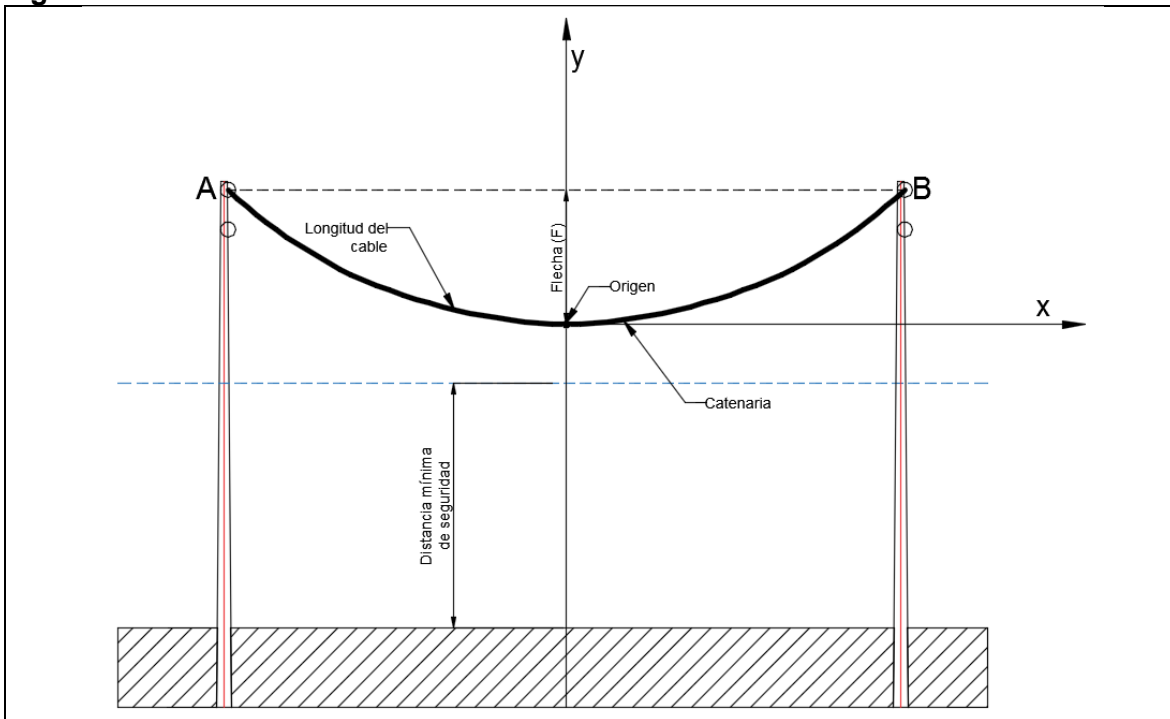
Figura 2 Carga unitaria total con viento



Fuente *Líneas áreas de media y baja tensión: cálculo mecánico - Fernando Bacigalupe Camarero. [6]*

6.2 CURVA DE TENDIDO

El cable tendido entre el apoyo A y el apoyo B, toma una curva característica denominada catenaria, esta curva se da en virtud de la distribución de los esfuerzos verticales y horizontales a los que se encuentra sometido el cable. Ver Figura 3.

Figura 3 Curva de tendido


Fuente: WSP

6.2.1 Ecuación de la Catenaria

La ecuación que representa la curva es [13]:

$$y(x) = h \left[\cosh \left(\frac{x}{h} \right) - 1 \right] \quad \text{Ecuación 5}$$

Donde:

- y : coordenada en el eje "y" del cable en m.
- x : coordenada en el eje "x" del cable en m.
- h : parámetro de la catenaria en m.

$$h = T/p \quad \text{Ecuación 6}$$

Donde:

- T : tensión del cable en el punto más bajo en daN (dato del fabricante).
- p : peso unitario propio del conductor daN/m (dato del fabricante).

6.2.2 Flecha

La flecha es la distancia máxima que existe entre el conductor y la recta que une los puntos de fijación de éste, es decir, la ordenada de la función entre los puntos A y B. [13].

$$f = h \left[\cosh \left(\frac{a}{2h} \right) - 1 \right] \quad \text{Ecuación 7}$$

Donde:

- f : flecha en el centro del vano, en m.
 a : longitud del vano en m. Distancia entre A y B.
 h : parámetro de la catenaria en m. $h = T/p$
 T : tensión del cable en el punto más bajo en daN (dato del fabricante).
 p : peso unitario propio del conductor daN/m (dato del fabricante).

6.2.3 Longitud del cable

La longitud del cable en un vano se toma como [13]:

$$L = (2h) \sinh \left(\frac{a}{2h} \right) \quad \text{Ecuación 8}$$

Donde:

- L : longitud del cable (m)
 a : longitud del vano (m), distancia entre A y B
 h : parámetro de la catenaria en m. $h = T/p$
 T : tensión del cable en el punto más bajo en daN (dato del fabricante).
 p : peso unitario propio del conductor daN/m (dato del fabricante).

6.2.4 Vano regulador

Es un vano ficticio en el cual las variaciones de la tensión mecánica, debidas a las variaciones de la carga y de la temperatura, son casi iguales a las de los vanos reales del tramo.

La longitud del vano regulador se determina con suficiente aproximación por medio de la siguiente ecuación:

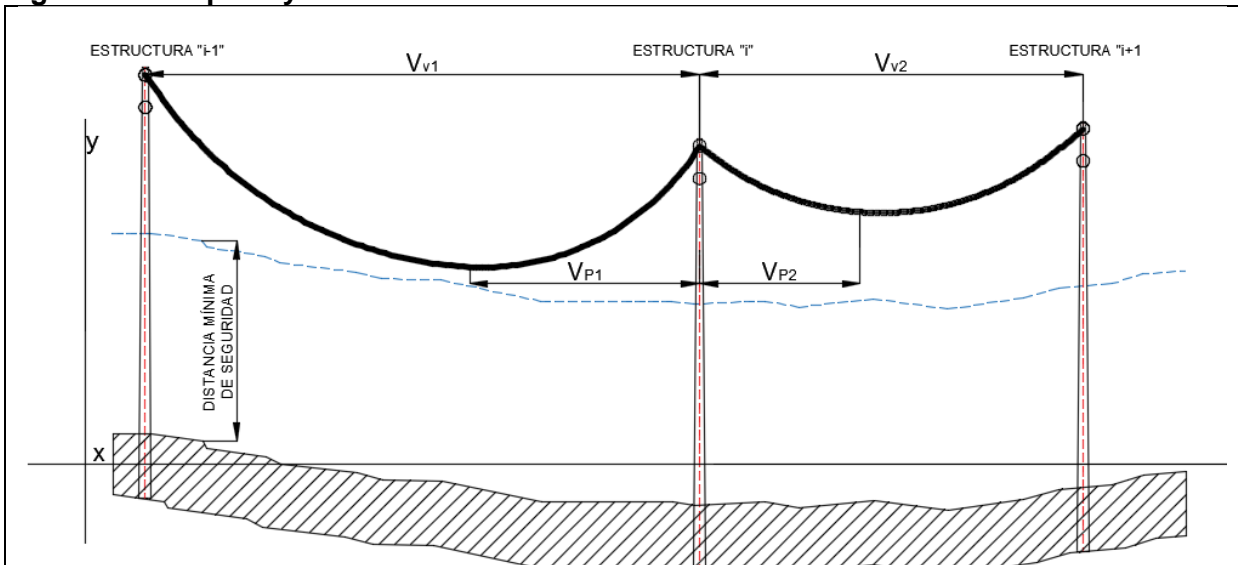
$$a_r = \sqrt{\frac{\sum ai^3}{\sum ai}} \quad \text{Ecuación 9}$$

Donde:

- a_i : longitud del vano "i", en el tramo.

6.2.5 Vano peso

Distancia horizontal entre los puntos bajos de un conductor a cada lado de una estructura. En un terreno con desnivel, los dos puntos bajos de las curvas catenarias de los dos vanos adyacentes pueden encontrarse por un solo lado de la estructura. Ver Figura 4.

Figura 4 Vano peso y vano viento


Fuente: WSP

La ecuación para el cálculo del vano peso en una estructura determinada es:

$$V_{Pi} = V_{P1} + V_{P2} \quad \text{Ecuación 10}$$

Donde:

V_{Pi} : Vano peso estructura "i", en metros.

6.2.6 Vano viento

Distancia horizontal entre los centros de dos vanos a cada lado de un soporte. Ver Figura 4.

$$V_{Vi} = \frac{V_{V1} + V_{V2}}{2} \quad \text{Ecuación 11}$$

Donde:

V_{Vi} : Vano viento estructura "i", en metros.

6.3 CALCULO DE FLECHAS Y TENSIONES

Este cálculo se realiza a través de la ecuación de cambio de estado, donde se evalúan las flechas y tensiones del conductor para las condiciones limitantes de tensionado descritas en este capítulo (numeral 6.3.1), donde se consideran las deformaciones plásticas del material durante la vida útil del proyecto a partir del módulo de elasticidad y la fluencia en el cable.

6.3.1 Condiciones limitantes de tensionado

La catenaria generada por el cable se ve afectada por la acción de la temperatura y el viento. Por esta razón, se establecen unas condiciones limitantes que obedecen a las recomendaciones del Código de Redes, Resolución 025 de la CREG [14], a través de las cuales se hace el análisis de flechas y tensiones en los cables.

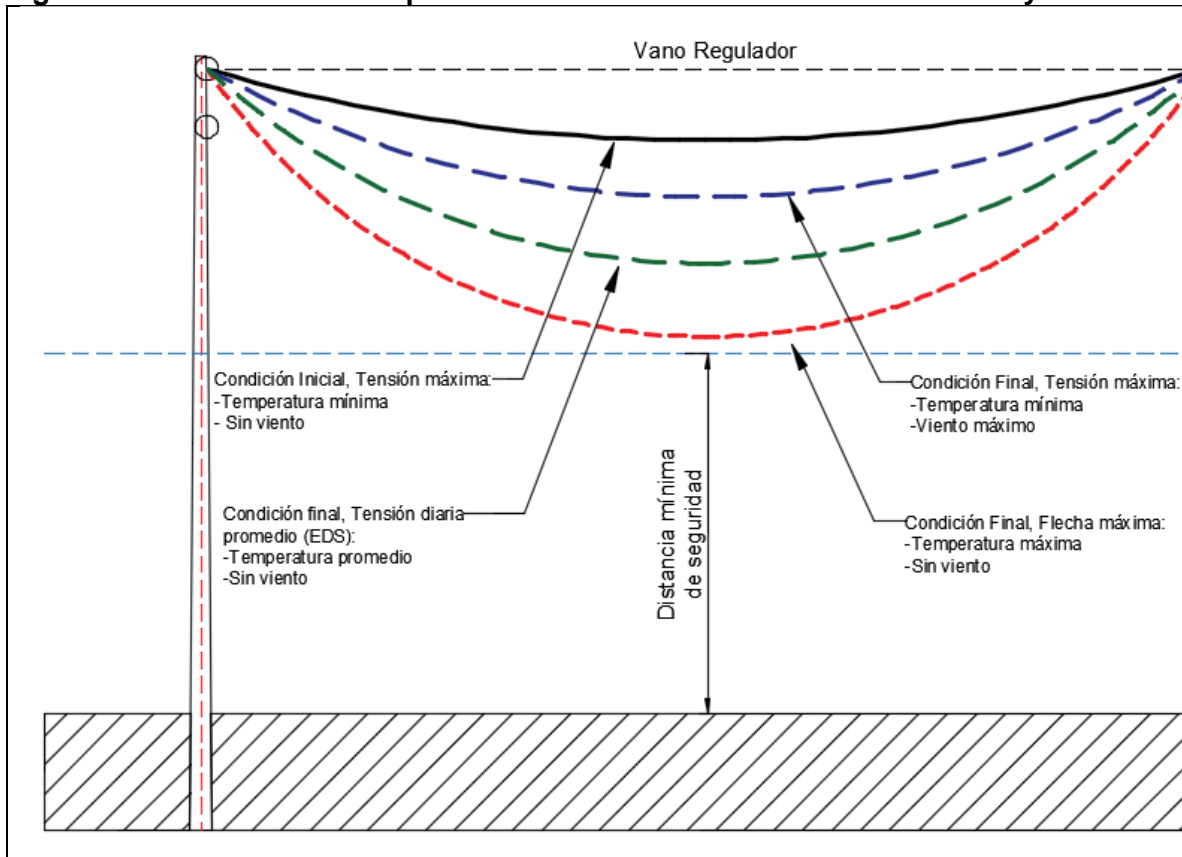
Se definen las siguientes condiciones limitantes:

- Hipótesis A. Máxima velocidad del viento (temperatura coincidente y viento máximo).
- Hipótesis B. Mínima temperatura (temperatura mínima y sin viento).
- Hipótesis C. Operación Diaria (Tensión diaria promedio, EDS).
- Hipótesis D. Máxima flecha (Temperatura máxima, sin viento).

La condición inicial ocurre a pocas horas de haber sido instalado en una línea, mientras que la condición final ocurre debido a que el cable se encuentra siempre bajo tracción y se produce una fluencia lenta (creep) con el tiempo. Si se asume que el cable permanece bajo tracción constante a la temperatura de fluencia lenta a lo largo de un período, la condición del cable después de tal período es llamada final, es decir, condición después de la fluencia lenta.

En la Figura 5 se muestra la variación de la catenaria respecto a los cambios de temperatura en el conductor, a la carga del viento y al tiempo después de la instalación del conductor.

Figura 5 Variación catenaria para diferentes estados en condición inicial y final



Fuente WSP

En la Tabla 1 se hace una breve presentación de cada condición y su efecto sobre el conductor.

Tabla 1 Descripción de las condiciones

Hipótesis	Condición	Condición climática	Descripción
Hipótesis B. Mínima temperatura.	– Condición inicial (Flecha mínima)	– Temperatura mínima promedio – Sin viento	Se considera como la tensión horizontal generada a temperatura mínima. Esta condición tiende a proteger a los conductores del daño por fatiga en la etapa inicial, unos pocos meses después de la construcción, cuando la tensión del conductor es alta y no se ha producido una fluencia a largo plazo.
Hipótesis C. Operación Diaria (Tensión diaria promedio, EDS).	– Condición final (Every Day Stress –EDS)	– Temperatura promedio – Sin viento	Es la condición de tensión diaria promedio, se considera como la tensión más probable y tiene como objetivo proteger al conductor de la falla por fatiga debido a la vibración eólica.
Hipótesis A. Máxima velocidad del viento (temperatura coincidente y viento máximo).	– Condición final (tensión máxima del conductor)	– Temperatura mínima promedio – Viento máximo	Tensión máxima aplicada en las condiciones de temperatura y sobrecarga más desfavorables que se pueden presentar en el conductor.
Hipótesis D. Máxima flecha (Temperatura máxima, sin viento).	Condición final (flecha máxima) –	– Temperatura máxima de operación – Sin viento	Es la condición donde se presenta la flecha máxima de los cables y se realiza la verificación del cumplimiento de las distancias mínimas de seguridad eléctrica. En esta condición también se verifican las separaciones horizontal y vertical entre conductores situados en una misma estructura.

En la Tabla 2 se presentan los porcentajes máximos de tensionado UTS para los conductores de instalación aérea recomendados por la norma IEC 60826:2017 y se toman como base en el análisis de la ecuación de cambio de estado para los conductores utilizados en las redes de distribución del Grupo EPM.

Tabla 2 Porcentaje de tensionado de conductores recomendados por la norma IEC 60826:2017.

Condición de Tensionado/Condiciones de estado	Tensionado Conductores	
	Inicial/Final	UTS
Temperatura mínima	Inicial	<35%
Viento máximo	Final	<50%
EDS	Final	<18%

Fuente: Norma IEC 60826:2017, anexo F.

En ningún caso, los cables modelados superarán el 60% de su tensión de rotura según lo establecido en la Resolución CREG-070. [2].

Tabla 3 Límites de tensión mecánica

CONDUCTOR	UTS			
	Hipótesis A. Máxima velocidad del viento (temperatura coincidente y viento máximo)	Hipótesis B Mínima temperatura (temperatura mínima y sin viento)	Hipótesis C Operación Diaria (Tensión diaria promedio, EDS)	Hipótesis D Máxima flecha (Temperatura máxima, sin viento)
ACSR 2 AWG (SPARROW)	50 %	23 %	14 %	14 %
ACSR 1/0 AWG (RAVEN)	50 %	22.5 %	14 %	14 %
ACSR 2/0 AWG (QUAIL)	50 %	22.5 %	14 %	14 %
ACSR 3/0 AWG (PIGEON)	50 %	22.5 %	14 %	14 %
ACSR 4/0 AWG (PENGUIN)	50 %	22 %	13.5 %	13.5 %
ACSR 266.8 KCMIL (WAXWING)	50 %	33 %	17.5 %	17.5 %
ACSR 336.4 KCMIL (LINNET)	50 %	19 %	12 %	12 %
AAAC 2 AWG (AME)	50 %	23.5 %	14 %	14 %
AAAC 1/0 AWG (AZUSA)	50 %	22.5 %	13 %	13 %
AAAC 2/0 AWG (ANAHEIM)	50 %	22.5 %	13 %	13 %
AAAC 3/0 AWG (AMHERST)	50 %	22.5 %	13 %	13 %
AAAC 4/0 AWG (ALLIANCE)	50 %	22 %	12.5 %	12.5 %
AAAC 266.8 KCMIL (BUTTE)	50 %	19 %	11.5 %	11.5 %
AAAC 336.4 KCMIL (CANTON)	50 %	19 %	11 %	11 %

Fuente: WSP 2019

En zonas rurales con terrenos irregulares se pueden requerir tensiones mecánicas superiores a las definidas en la Tabla 3 fin de obtener mayor longitud de vano o disminuir la flecha, pero no deben ser superiores a las mostradas en la Tabla 2.

6.3.2 Ecuación cambio de estado

La ecuación cambio de estado analiza dos estados para un cable tendido en un vano de longitud dada, si se conoce la tensión (o la flecha) a una temperatura y una sobrecarga (estado inicial), se puede conocer la tensión (o la flecha) a otra temperatura y otra sobrecarga (estado final).

Los conductores y los cables de guarda se encuentran bajo la influencia de variaciones de temperatura ambiente y la acción del viento, para toda condición se deben cumplir ciertas limitantes, tales como tensión máxima admisible, flechas (verticales o inclinadas) y distancias de seguridad.

Los conductores utilizados en redes aéreas son cables compuestos de varios hilos de diferentes materiales, considerados como un conjunto heterogéneo. Por lo tanto, el cálculo mecánico de esfuerzos se hace considerando los parámetros del módulo de elasticidad y coeficiente de dilatación correspondientes a la proporción en que se encuentran cada uno de los materiales.

Se evalúa la ecuación de cambio de estado para valores de temperaturas comprendidos entre la mínima y máxima y de esta manera, se obtienen todos los valores sujetos a las condiciones climatológicas, para la evaluación es necesario contar con herramientas computacionales que resuelvan la siguiente ecuación.

$$t_2 - t_1 = \frac{1}{\alpha_t} * \left[\frac{C_2 * \text{Senh}\left(\frac{a_r}{2C_2}\right)}{C_1 * \text{Senh}\left(\frac{a_r}{2C_1}\right)} - 1 - \frac{1}{ES} * (T_{02} - T_{01}) \right] \quad \text{Ecuación 12}$$

Donde:

- t_i : temperatura del cable en el estado i en °C.
 T_{0i} : tensión horizontal en el estado i en daN
 E : módulo de elasticidad final [kg/ mm²]
 S : sección del conductor en mm²
 a_r : vano regulador en m.
 α_t : coeficiente de dilatación térmica lineal [1/(°C)]

$$C_i: \frac{T_{0i}}{P_i} \quad \text{Ecuación 13}$$

Siendo:

- C_i : parámetro de la catenaria en m en el estado “i”.
 P_i : peso del conductor en el estado i el cual puede incluir el efecto del viento según el estado considerado en daN/m.

6.3.3 Fluencia lenta (creep)

Debido al esfuerzo constante en el cable, con el tiempo se produce un alargamiento llamado fluencia lenta (creep) que ocurre durante los primeros días después del tendido, pero continúa a lo largo de la vida útil de una línea, aunque a un ritmo decreciente. El acero es un material que no se ve afectado significativamente, sin embargo, el aluminio si sufre un alargamiento considerable a medida del tiempo, por esta razón se hace necesario evaluar el parámetro y el comportamiento del cable después del tiempo.

La estimativa del alargamiento debido a la fluencia lenta es probablemente una de las más grandes incertidumbres en los cálculos de flechas y tensiones. Sin embargo, se puede determinar con ecuaciones que se basan en leyes empíricas obtenidas por dos métodos de cálculo y se diferencian en la manera de efectuar los ensayos en los cables para obtener los diversos parámetros de fluencia [19].

Los ensayos efectuados son:

- Ensayo del cable completo
- Ensayo de un gran número de alambres que componen el cable

Se toman en cuenta las ecuaciones con coeficientes basados en ensayos de cables completos, ya que estos permiten calcular la deformación por fluencia total de manera más sencilla, las ecuaciones son:

- a) Para cables de aluminio y aleación de aluminio - ACAR:

$$FL = K * \tau^\phi * \sigma^\alpha * t^\mu * \tau \quad (\tau \geq 15 \text{ } ^\circ\text{C}) \quad \text{Ecuación 14}$$

b) Para cables ACSR:

$$FL = K \left[\frac{100 * \sigma}{\sigma_{rup}} \right] * \tau^\phi * t^\mu * \tau \quad (\tau \geq 15 \text{ } ^\circ\text{C}) \quad \text{Ecuación 15}$$

Donde:

FL : deformación por fluencia lenta, en mm/km
 σ : esfuerzo en condición diaria del conductor, en kg/mm
 σ_{rup} : esfuerzo de ruptura del conductor, en kg/mm
 τ : temperatura en condición diaria, en $^\circ\text{C}$
 t : tiempo de aplicación de la tracción, en horas
 K, α, ϕ, μ : coeficientes que dependen de las características del cable. Ver Tabla 4 a Tabla 7.

Tabla 4 Coeficientes de fluencia para conductores de aleación de aluminio (AAAC) aplicados a la Ecuación 14.

Proceso industrial obtención de hilos	Valores de coeficientes			
	K	ϕ	α	μ
Laminado en caliente	0.15	1.4	1.3	0.16

Fuente: CIGRE No 75, Table III [19]

Tabla 5 Coeficientes de fluencia para conductores de aluminio (AAC) aplicados a la Ecuación 14.

Proceso industrial obtención de hilos	Valores de coeficientes						
	K				ϕ	α	μ
	Número de hilos en el conductor						
7	19	37	61				
Laminado en caliente	0.27	0.28	0.26	0.25	1.4	1.3	0.16
Extruido o Properzzi	0.18	0.18	0.16	0.15	1.4	1.3	0.16

Fuente: CIGRE No 75, Table IV [19]

Tabla 6 Coeficientes de fluencia para conductores ACAR aplicados a la Ecuación 14.

Proceso industrial obtención de hilos	Valores de coeficientes			
	K	ϕ	α	μ
Extruido o Properzzi	$0,04 + 0,24 \frac{m}{m + 1}$	1.4	1.3	0.16
$m = \frac{\# \text{ hilos aluminio}}{\# \text{ hilos acero}}$				

Fuente: CIGRE No 75, Table V [19]

Tabla 7 Coeficientes de fluencia para cables ACSR aplicados a la Ecuación 15

Proceso industrial obtención de hilos	Valores de coeficientes							
	K		φ		α		μ	
	m ≤ 13	m > 13	m ≤ 13	m > 13	m ≤ 13	m > 13	m ≤ 13	m > 13
Laminado en caliente	2.4	0.24	0	1	1.3	1	0.16	0.16
Extruido o Properzzi	1.4	0.24	0	1	1.3	1	0.16	0.16
$m = \frac{\# \text{ hilos aluminio}}{\# \text{ hilos acero}}$								

Fuente: CIGRE No75, Table II [19]

El alargamiento producido en el conductor por el efecto creep es equivalente a un alargamiento producido por un aumento específico en temperatura, este aumento se calcula de la siguiente manera:

$$\Delta t = \frac{FL}{\alpha_t} [^{\circ}\text{C}] \quad \text{Ecuación 16}$$

Donde:

- FL : deformación por fluencia lenta, en mm/km
- α_t : coeficiente de dilatación térmica $^{\circ}\text{C}$
- Δt : aumento de temperatura

7 CÁLCULO MECÁNICO EN ESTRUCTURAS Y ELEMENTOS DE SUJECIÓN DE LOS EQUIPOS.

Los conductores ejercen esfuerzos sobre la estructura y elementos de sujeción, estas cargas tienen tres componentes, longitudinal, transversal y vertical. En el numeral 7.1 se define cada una de estas.

Adicional, en este capítulo se describen las diferentes verificaciones que deben realizarse para seleccionar la estructura, garantizando el cumplimiento de las condiciones técnicas exigidas, como capacidad estructural y deflexión máxima.

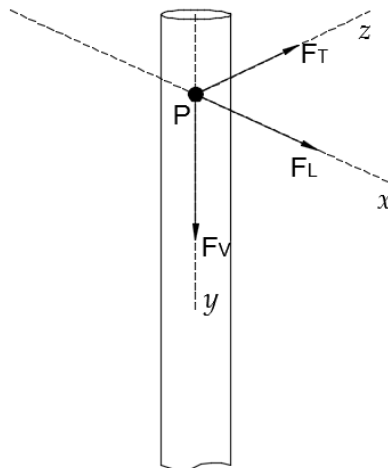
7.1 ÁRBOL DE CARGAS

Para cada tipo de estructura, se definen tres tipos de carga:

- Cargas verticales, F_V : en la dirección axial del poste.
 F_c : fuerza de compresión debida al peso total soportado.
 F_n : fuerza de compresión debida a desnivel entre apoyos.
- Cargas longitudinales, F_L : en el sentido de la línea.
 F_L : fuerza flectora longitudinal, debida a desequilibrio de tracciones (rotura de conductor o tracción en un solo sentido).
- Cargas transversales, F_T :
 F_T : fuerza horizontal transversal debido al cambio de alineación ($F_T\alpha$) y a la presión del viento sobre el conductor (F_Tv).

La Figura 6 muestra el sentido de las cargas descritas (Longitudinal, vertical, transversal) aplicadas a una estructura.

Figura 6 Tipos de cargas sobre la estructura.



Fuente WSP

7.1.1 Cargas verticales

Las fuerzas verticales en las estructuras, incluyendo la debida al peso de los conductores, el peso de los aisladores y la carga de mantenimiento, se determina a partir de la siguiente expresión:

$$FV = (Vp * Pu) + (PCA) \quad \text{Ecuación 17}$$

Donde:

Vp : vano peso, en m.

Pu : peso unitario del conductor, en daN/m.

PCA : peso de aisladores con herrajes y accesorios, en daN/m.

El vano peso depende en gran parte de la topografía del terreno, por lo tanto, se define que, para estructuras de suspensión y angular, el vano peso en terrenos quebrados se puede tomar aproximadamente como el 40% mayor que el vano viento máximo del tipo de estructura correspondiente y para terrenos planos se puede tomar aproximadamente el 20% mayor que el vano viento máximo del tipo de estructura correspondiente.

7.1.2 Cargas longitudinales

Las cargas longitudinales son generadas por el desbalance vectorial ante la presencia de vanos reguladores adyacentes diferentes, así como por desbalanceos originados por rotura de conductores, condición que es la determinante.

La tensión longitudinal es igual al mayor tiro desbalanceado (diferencia entre tensiones horizontales de los vanos adyacentes) para las distintas condiciones de tensión mecánica (viento máximo, viento promedio, diaria, inicial y de máxima temperatura).

La tensión longitudinal está dada por:

$$FL = \text{Max}(|TL_{iVR1} - TL_{iVR2}|) \quad \text{Ecuación 18}$$

Donde:

TL_{iVR1} : tensión longitudinal vano regulador adelante, en daN.

TL_{iVR2} : tensión longitudinal vano regulador atras, en daN.

7.1.3 Cargas Transversales

La carga transversal sobre las estructuras (FT) es la resultante de sumar la carga debida al efecto del viento sobre los conductores y las cadenas de aisladores (FTV) más la carga debida al efecto de la tensión del conductor debido al ángulo de deflexión de la línea ($FT\alpha$), de la siguiente manera:

$$FT = (FTV + (FT\alpha)) \quad \text{Ecuación 19}$$

Fuerza transversal de viento

Para las cargas transversales de viento los cálculos se basan en la metodología presentada en “Guidelines for Electrical Transmission Line Structural Loading, Third Edition, ASCE Manuals and reports on Engineering Practice No, 74”.

En general, la fuerza del viento está dada por:

$$FTV = \gamma_w * Q * K_z * K_{zt} * (V_{PR})^2 * G * C_f * A \quad \text{Ecuación 20}$$

Dónde:

γ_w : factor de carga de viento que ajusta el periodo de retorno para N años. Su valor es 1 para N=50 años.

K_{zt} : factor topográfico que depende de las características del terreno y se calcula según numeral 2.1.7 ASCE No. 74 – 3ª ed. Para las zonas planas del proyecto, se toma como referencia el valor de 1.0. En todo caso para otro tipo de valores se utilizará la Figura 2 – 9 del mismo numeral para realizar los cálculos del K_{zt} requerido para tipo de terreno.

V_{PR} : es la velocidad de viento con periodo de retorno para N años (N=50 años) dada a 10 m sobre el nivel del terreno, en m/s.

C_f : coeficiente de fuerza o arrastre que depende del elemento (forma, tamaño, orientación respecto del viento, apantallamiento respecto del viento, solidez y rugosidad). Para cables se toma como 1.

A : área expuesta, en m². Para el conductor está dada por la longitud del vano (V_v en m) multiplicada por su diámetro (D en m). Para la cadena está dada por la longitud de la cadena (L_c en m) multiplicada por el diámetro del aislador (D_a en m) y afectado por un factor de 0.6 para tener en cuenta la forma del aislador.

Q : constante que convierte la energía cinética del aire en energía potencial de la presión del aire. Depende de la temperatura ambiente y de la altitud sobre el nivel del mar. Debido a la relación directa existente entre la altitud y la temperatura mínima promedio en Colombia, la constante Q se determina:

A partir de la Tabla C-1 de la ASCE No. 74 – 3ª ed., se presentan en la Tabla 8 los valores de Q para temperatura y altitud en sistema métrico.

Tabla 8 Constante Q

Temperatura ambiente °C	Altitud sobre el nivel del mar (m)					
	0	1000	2000	2500	3000	3500
30	0.582	0.515	0.459	0.582	0.404	0.404
26	0.590	0.523	0.466	0.582	0.409	0.409
23	0.596	0.529	0.471	0.582	0.413	0.413
21	0.600	0.533	0.474	0.582	0.415	0.415
15	0.613	0.545	0.484	0.582	0.423	0.423
9	0.622	0.557	0.494	0.582	0.432	0.432
0	0.637	0.576	0.508	0.582	0.447	0.447

K_z : coeficiente de exposición que es función de la altura del elemento sobre el terreno y el tipo de terreno, el cual está dado por:

$$K_z = 2.01 * \left(\frac{Z_h}{Z_g} \right)^{2/\alpha}, \text{ para } 10m \leq Z \leq Z_g \quad \text{Ecuación 21}$$

Dónde:

Z_h : altura efectiva que corresponde a la altura por encima del nivel del suelo a la cual se ejerce la fuerza del viento sobre el elemento. Para el conductor es el promedio de las alturas de amarre de los conductores.

Z_g : es la altura de gradiente de cada categoría de terreno, de acuerdo con la Tabla 9.

α : exponente que depende del tipo de terreno, de acuerdo con la Tabla 9.

Tabla 9 Variables para la definición del coeficiente de exposición

Tipo de Terreno	α	Z_g (m)
B	7.0	366
C	9.5	274
D	11.5	213

Donde el tipo de terreno se define de la siguiente manera según la norma ASCE 74-2009:

Tabla 10 Categorías norma ASCE 74-2009

Terreno	Características
B	Áreas urbanas y suburbanas, áreas bien arboladas, o terreno con numerosas obstrucciones poco espaciadas con tamaño de viviendas unifamiliares e incluso algo más grandes.
C	Terreno abierto con obstrucciones dispersas de alturas generalmente inferiores a 9.1 m. Incluye terrenos planos, campo abierto, granjas, pastizales expuestas al viento. Esta categoría que se debe usar cuando las características del terreno no se ajustan a las descripciones de las demás categorías. Para las líneas del proyecto se utilizará esta categoría.
D	Áreas planas sin obstáculos y directamente expuestas a vientos provenientes de cuerpos de agua abiertos.

G : factor de respuesta de ráfaga de conductores, cables de guarda, aisladores y estructuras. Tiene en cuenta los efectos de la turbulencia del viento. Se puede expresar así:

Para conductores o cable de guarda está dado por:

$$G_w = \frac{1 + 2.7 * E * \sqrt{B_w}}{K_v^2} \quad \text{Ecuación 22}$$

Dónde:

Kv : factor de conversión de velocidad en un periodo integrado de 10 min (normas IEC) a un periodo integrado de 3 seg. Se toma 1.43.

Como los registros de viento que se tienen están en periodos integrados de 3 seg, el valor de Kv es 1.43

$$B_w = \frac{1}{1 + \frac{0.80 * S}{L_s}} \quad \text{Ecuación 23}$$

$$E = 4.9 * \sqrt{K} * \left(\frac{10}{Zh}\right)^{1/\alpha_{FM}} \quad \text{Ecuación 24}$$

Dónde:

S : vano viento de diseño, en m.

Zh : altura efectiva que corresponde a la altura por encima del nivel del suelo a la cual se ejerce la fuerza del viento sobre el elemento. Para el conductor es el promedio de las alturas de amarre de los conductores.

Ls : escala de turbulencia, de acuerdo con la Tabla 11.

K : coeficiente de fricción de la superficie, de acuerdo con la Tabla 11.

α_{FM} : exponente de viento sostenido, de acuerdo con la Tabla 11.

Tabla 11 Variables para la definición del factor de respuesta de ráfaga

Tipo de Terreno	α_{FM}	K	Ls (m)
B	4.5	0.010	52
C	7.0	0.005	67
D	10.0	0.003	76

Fuerza transversal de ángulo

La fuerza transversal debido al ángulo de deflexión ($FT\alpha$ en daN) está dada por:

$$FT\alpha = |T_{iVR1} + T_{iVR2}| * \text{sen}\left(\frac{\alpha}{2}\right) \quad \text{Ecuación 25}$$

Donde:

T : tensión longitudinal máxima para viento máximo y temperatura mínima, en daN.
 α : ángulo de deflexión de la línea.

La acción simultánea del peso propio del conductor y la carga transversal del viento produce el peso virtual del conductor que se representa por:

$$Pr = \sqrt{p^2 + FTVc^2} \quad \text{Ecuación 26}$$

Donde:

Pr : peso virtual del conductor que tiene en cuenta la velocidad del viento, en daN/m.
 p : peso del conductor. daN/m.
 T_{IVR1} : tensión longitudinal vano regulador adelante, en daN.
 T_{IVR2} : tensión longitudinal vano regulador atras, en daN.

7.2 HIPÓTESIS DE CARGAS

Las hipótesis de cargas a considerar son de dos tipos: cargas normales y cargas excepcionales o anormales.

- **Cargas normales (condición 1)**

Para las condiciones de cargas normales se considera que la estructura está sujeta a la acción simultánea de las siguientes fuerzas, todos los conductores y cable de guarda en operación normal en condición climática de viento máximo y temperatura coincidente.

Cargas Verticales:	donde se incluye el peso de los conductores, aisladores y accesorios para el vano correspondiente y el peso propio de la estructura.
Cargas Transversales:	donde se incluye la presión del viento sobre el área total neta proyectada de los conductores y cadena de aisladores para el vano medio correspondiente, la presión del viento sobre la estructura y la componente horizontal transversal de la máxima tensión del conductor determinada por el ángulo máximo de desvío.
Cargas Longitudinales:	Correspondiente a las cargas generadas por el desbalance vectorial ante la presencia de vanos reguladores adyacentes diferentes en una torre y las originadas por rotura de conductores.

- **Cargas anormales (condición 2)**

Para esta condición de carga se considera un conductor roto en cualquier fase, las demás fases y cable de guarda sanos o un cable de guarda roto, las fases y cable de guarda restante (si existe), sanos en condición climática viento máximo promedio y temperatura coincidente.

Cable sano		
Cargas transversales	Esfuerzo permanente bajo la acción del viento promedio	$FT = (FTV + (FT\alpha))$
Cargas verticales:	Esfuerzo permanente bajo la acción del viento promedio	$FV = (Vp * Pu) + (PCA)$
Cargas longitudinales	Esfuerzo permanente bajo la acción del viento promedio	$FL = Max(TL_{iVR1} - TL_{iVR2})$
Cable roto		
Cargas transversales	No considerar ninguna otra acción transversal por viento en conductores, postes, etc.	0
Cargas verticales:	Esfuerzo permanente bajo la acción del viento reducido afectado por un factor de 0.75	$FV = 0.75 * ((Vp * Pu) + (PCA))$
Cargas longitudinales	Esfuerzo horizontal longitudinal por rotura de un conductor bajo la acción del viento reducido	$FL = (TL_{iVR})$

Para esta condición de carga se considera 50% de desequilibrio en las tensiones de todos los cables en la estructura en condición climática viento máximo y temperatura coincidente.

Desequilibrio 50% de tensiones		
Cargas transversales	No considerar ninguna otra acción transversal por viento en conductores, postes, etc.	0
Cargas verticales:	Esfuerzo permanente bajo la acción del viento reducido.	$FV = (Vp * Pu) + (PCA)$
Cargas longitudinales	Esfuerzo horizontal longitudinal por 50% de desequilibrio de tensiones bajo la acción del viento máximo.	$FL = Max(TL_{iVR1}, TL_{iVR2}) * 50%$

7.3 PARÁMETROS MECÁNICOS PARA LA SELECCIÓN DE LAS ESTRUCTURAS

La selección de las estructuras requiere verificaciones mecánicas y es necesario conocer los siguientes parámetros.

7.3.1 Capacidad de carga estructural

Hace referencia a la capacidad de los elementos de cada tipo de estructura, teniendo en cuenta los factores de seguridad con el fin de abarcar las posibles sobrecargas que se puedan presentar en la estructura.

Los factores de seguridad se definen como la relación entre la carga de rotura especificada del elemento y la carga máxima de trabajo.

La

Tabla 12 muestra los factores de seguridad exigidos por el RETIE para postes, crucetas y aisladores de diferentes materiales.

Tabla 12 Factores de seguridad para estructuras

Material	Postes	Herrajes	Aisladores
Concreto	2.5	-	-
Acero	2.0	2.5	-
Fibra de vidrio	2.0	2.5	-
Cerámica*	-	-	2.5

Fuente: RETIE

*: Se agrupo todos los materiales en los que puede estar compuesto un aislador: vidrio, porcelana y polimérico.

De acuerdo con el RETIE [1] en el literal b del capítulo 20.17.1, los postes deben tener una carga de rotura correspondiente a 510 kg, 750 kg, 1050 kg, 1350 kg, etc., esta es la máxima carga horizontal que soportará el poste y es aplicada a 20 cm de la cima.

7.3.2 Deflexión máxima

Para realizar un óptimo trabajo y respetar las condiciones de diseño eléctrico, tales como distancias de seguridad, es necesario que las estructuras bajo cargas de trabajo no se deformen más de lo descrito en la Tabla 13.

Tabla 13 Deflexión máxima de los postes

Material	Deflexión máxima
Concreto	3%
Acero	10%
Fibra de vidrio	10%

Fuente: RETIE, NTC 1329 y NTC 6275

Esta deflexión se mide como un porcentaje de la altura libre del poste, es decir, desde el nivel del suelo hasta la cima.

7.4 CÁLCULO MECÁNICO EN ESTRUCTURAS Y ELEMENTOS DE SUJECIÓN DE LOS EQUIPOS.

Definidos los parámetros de carga en el numeral 7.1, se procede a describir los métodos de verificación de resistencia de cada una de las partes que compone la estructura. El método de cálculo por el cual se verifica la estructura es ASD (Esfuerzos admisibles), donde la carga actuante divididos en la carga de rotura, sea menor o igual que el factor de seguridad.

$$\frac{F_a}{F_R} \leq FS \quad \text{Ecuación 27}$$

Donde:

F_a : fuerza actuante

FS : factor de seguridad (

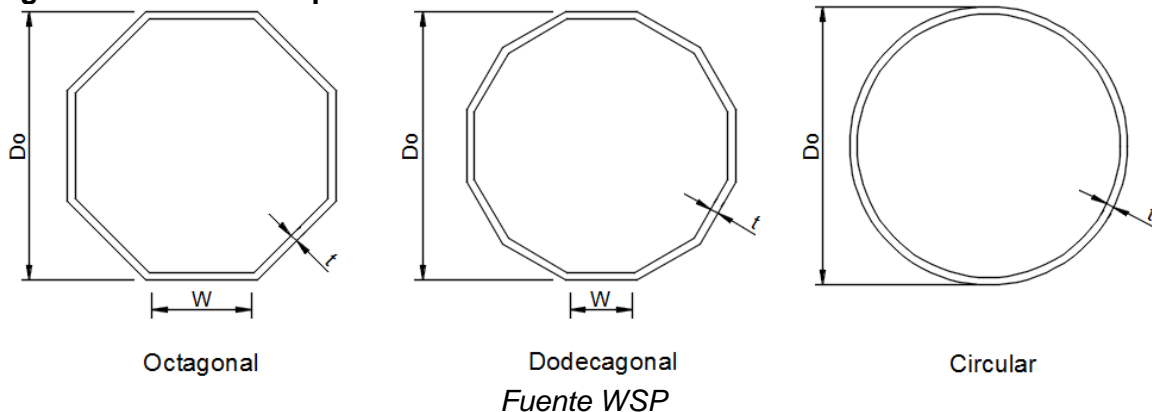
Tabla 12 Factores de seguridad para estructuras)

F_R : fuerza resistente

7.4.1 Verificación de poste de acero

Las secciones usadas comúnmente se definen en el siguiente esquema.

Figura 7 Secciones de postes metálicos más comunes



Donde:

- D_o : diámetro exterior de la sección.
 w : ancho plano sin refuerzo de un lado del polígono.
 t : espesor de la pared de la sección.

Para el cálculo de la capacidad de los postes en acero, se emplea la metodología especificada en la norma ASCE/SEI 48-11, utilizando el siguiente concepto.

$$\frac{\sqrt{[f_a + f_b]^2 + 3[f_v + f_t]^2}}{(F_{Rt} \text{ o } F_{Ra} \text{ o } F_{Rb})} \leq FS \quad \text{Ecuación 28}$$

Donde:

- f_a : esfuerzo actuante debido a cargas axial.
 f_b : esfuerzo actuante debido a la flexión.
 f_v : esfuerzo de corte actuante debido a las fuerzas corte.
 f_t : esfuerzo de corte actuante debido a las fuerzas de torsión.
 F_t : máximo esfuerzo a tensión permitido.
 F_{Ra} : máximo esfuerzo a compresión permitido.
 F_{Rb} : máximo esfuerzo a flexión permitido.
 FS : factor de seguridad (Tabla 12 Factores de seguridad para estructuras)

7.4.2 Verificación de poste de concreto

La capacidad de estos postes se verificará de acuerdo con la carga máxima horizontal de rotura aplicada a 20 cm de la cima, de acuerdo con la NTC 1329 [1]

$$\frac{M_a}{M_r} \leq FS \quad \text{Ecuación 29}$$

Donde:

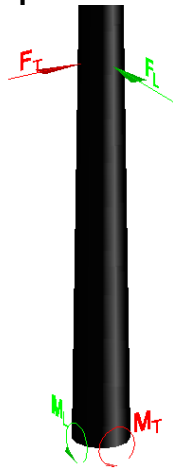
M_r : momento resistente, producido por carga horizontal máxima a 20 cm de la cima.
 M_A : momento actuante.

$$M_A = \sqrt{M_L^2 + M_T^2} \quad \text{Ecuación 30}$$

M_L : momento actuante en el sentido longitudinal.
 M_T : momento actuante en el sentido transversal.
 FS : factor de seguridad (Tabla 12 Factores de seguridad para estructuras)

A continuación, se muestra los momentos actuantes sobre la estructura producidos por sus respectivas cargas.

Figura 8 Cargas actuantes sobre el poste



Fuente: WSP

7.4.3 Verificación de poste de fibra

Los postes de fibra tienen una capacidad estructural de acuerdo con el manual práctico ASCE No. 104 y deben ser verificados de la siguiente manera.

$$\frac{F_a}{F_R} \leq FS \quad \text{Ecuación 31}$$

Donde:

F_a : fuerza actuante
 F_R : fuerza resistente

FS : factor de seguridad (Tabla 12 Factores de seguridad para estructuras)

7.4.4 Verificación de herrajes

Los herrajes son elementos de sujeción que pueden estar contruidos en acero o fibra de vidrio y su verificación se realiza sumando los esfuerzos producidos por la carga axial y los momentos dividido en la resistencia, el cual debe ser menor o igual al factor de seguridad.

$$\frac{\left(\frac{P}{A} + \frac{M_x}{S_x} + \frac{M_y}{S_y}\right)}{F_R} \leq FS \quad \text{Ecuación 32}$$

Donde:

P : fuerza axial en el elemento.
 A : área de la sección transversal.
 M_x : momento de flexión sobre el eje X-X.
 M_y : momento de flexión sobre el eje Y-Y.
 S_x : módulo de sección con respecto al eje X-X.
 S_y : módulo de sección con respecto al eje Y-Y.
 FS : factor de seguridad (Tabla 12 Factores de seguridad para estructuras)
 F_R : Esfuerzo resistente

7.4.5 Verificación de retenidas

La capacidad de las retenidas se verificará de siguiente forma:

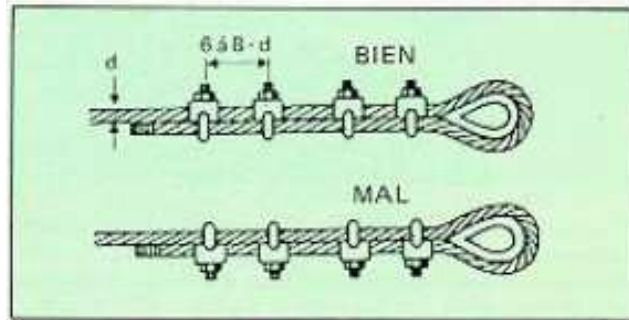
$$T_u \leq T_N * \varphi \quad \text{Ecuación 33}$$

Donde:

T_u : tracción en el cable.
 T_N : tracción nominal resistente del cable.
 φ : porcentaje de tracción última admisible, asumida por el diseñador (se recomienda 65%).

El cierre de la retenida debe realizarse con grapas de acuerdo con la NTP 155 [15].

Figura 9 Cierre de cable de acero



Fuente: NTP 155

7.4.6 Verificación de aisladores

La capacidad mecánica de los aisladores será suministrada por el fabricante y su verificación se realiza teniendo en cuenta el capítulo 22.7 del RETIE, el cual indica que la carga mecánica aplicada en el aislador por un factor de seguridad de 2.5, debe ser menor a la capacidad mecánica del aislador.

7.5 LONGITUD DE EMPOTRAMIENTO

La profundidad mínima a la que debe estar la cimentación descrita en RETIE (capítulo 20.17.2, sección d), está en relación con la longitud total del poste, de acuerdo con:

$$L_e = \frac{L}{10} + 0.6 \text{ m} \quad \text{Ecuación 34}$$

Donde:

L_e : longitud de empotramiento mínima.
 L : longitud total del poste.

7.6 SÍNTESIS DE CÁLCULOS MECÁNICOS

En los anteriores capítulos se presentó la metodología para el cálculo mecánico y verificación de las estructuras y elementos de sujeción, señalando:

- Datos de entrada
- Condiciones limitantes
- Parámetros de carga
- Formulación utilizada
- Programa computacional recomendado

Con esta información, tal como se podrá observar en el ejemplo desarrollado y que se presenta en el Anexo 1 de la presente guía, se desarrolla el procedimiento que permite la selección de las estructuras a utilizar en un proyecto nuevo y/o validar el cumplimiento de las condiciones exigidas en la normativa vigente colombiana, para un proyecto existente.



8 DISTANCIAS MÍNIMAS ENTRE CONDUCTORES EN LA MISMA ESTRUCTURA

Los conjuntos de estructuras para las redes aéreas tanto urbanas como rurales, deben cumplir además de lo señalado en los numerales anteriores para el cálculo mecánico, las distancias mínimas de seguridad descritas en los documentos desarrollados por EPM:

- NORMA TÉCNICA: DISTANCIAS DE SEGURIDAD EN REDES DE DISTRIBUCIÓN. NORMA NT-06.
- DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD DE CONDUCTORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA A EDIFICIOS, OTRAS INSTALACIONES Y AL SUELO. GUÍA METODOLÓGICA.

Dentro de estos documentos se define el cálculo de las distancias mínimas entre conductores en la misma estructura y a partir de estas se dimensionan los diferentes conjuntos de estructuras.

La geometría de cada conjunto de estructuras se definió teniendo en cuenta la tensión de operación, la zona, el vano regulador y la flecha máxima.

Las distancias verticales para conductores desnudos en instalaciones aéreas dependen únicamente del nivel de tensión, en la Tabla 14 se muestra las distancias mínimas que se deben respetar.

Tabla 14 Distancia mínima vertical entre conductores sobre la misma estructura.

Nivel de tensión [kV]		Distancia Vertical [cm]
Nivel 3	44	76
	34.5	67
	33	65
Nivel 2	13.2	46
	7.6	40

Fuente: WSP

De acuerdo con el RETIE, los conductores del mismo circuito de una red compacta con cables cubiertos o semiaislados, no deben tener una separación menor a 18 cm para tensiones menores de 15 kV, ni menor a 27 cm para tensiones entre 15 kV y 44 kV.

Las distancias mínimas horizontales se calculan por medio de la Ecuación 35 tomada del NESC, Sección 235B1b.

$$S_H = 0,007U + 0,368\sqrt{f} \quad \text{Ecuación 35}$$

Donde:

S_H : distancia mínima Horizontal entre conductores (m)
 U : tensión nominal de línea (kV)

f : flecha máxima del conductor a en condición final, sin viento y a temperatura máxima.

De acuerdo con la zona de instalación de la red de distribución, se define un vano regulador y una flecha máxima para el desarrollo de la anterior ecuación y definir las distancias mínimas horizontales con base a los datos de la Tabla 15.

Tabla 15 Vano regulador por zona

Zona	Vano regulador
Urbano	80 metros
Rural	150 metros

Fuente: Grupo EPM

9 ZONA DE SERVIDUMBRE

Aunque el RETIE no establece una zona de servidumbre para niveles inferiores a 57.5 kV, el Grupo EPM considera necesario fijar un mecanismo para establecer un área que haga las veces de ésta.

La zona de servidumbre debe ser una franja de terreno donde no se presenten obstáculos a lo largo de la línea, como margen de seguridad para la construcción, operación y mantenimiento de la red de distribución, de igual manera para tener una interrelación segura con el entorno en las zonas rurales y garantizar el cumplimiento de los niveles de campos eléctricos, campos magnéticos y niveles de radio interferencia, medidos a partir de la franja de servidumbre.

Esta franja de servidumbre se obtiene a partir de las distancias mínimas horizontales a obstáculos que se puedan presentar en ambos costados de la línea, el ángulo de apertura de las cadenas, más el ancho promedio de una estructura.

$$\textit{Servidumbre} = DS * 2 + AC + AB \quad \text{Ecuación 36}$$

Donde:

- DS : distancia mínima de seguridad horizontal a edificaciones en m, el valor se define en 2.3m para los niveles de media tensión.
- AC : longitud de ancho de la cruceta en m.
- AB : apertura de las fases por balanceo en aisladores de cadena, para aisladores line post valor es 0.