



EBSA

CAPITULO 1

TÍTULO 1: REDES AÉREAS

CONVENCIONALES DE MEDIA TENSIÓN

EBSA 1.1-RAMT



ÍNDICE

1.1.1

SECCIÓN 1: GENERALIDADES

SECCIÓN 2: TECNOLOGÍAS DE CONDUCTORES: PROPIEDADES MECÁNICAS, ELÉCTRICAS Y CONSTANTES DE REGULACIÓN DE TENSIÓN

1.1.2

1.1.3

SECCIÓN 3: SELECCIÓN DE RUTA Y CONDICIONES DE IMPLANTACIÓN

SECCIÓN 4: CÁLCULO DE VANO Y CURVAS DE TENDIDO

1.1.4

1.1.5

SECCIÓN 5: CÁLCULO DE ESFUERZOS SOBRE CONDUCTORES Y ESTRUCTURAS

SECCIÓN 6: COMPONENTES MECÁNICOS: POSTES, CRUCETAS Y RETENIDAS

1.1.6

SECCIÓN

1.1.1 GENERALIDADES





1.1.1.1 INTRODUCCIÓN



El presente documento establece el marco conceptual para el diseño y la construcción de redes aéreas convencionales de media tensión en el área de operación de EBSA. Su propósito es definir los criterios técnicos generales que orientan la configuración de estas infraestructuras, así como las condiciones bajo las cuales deben seleccionarse y emplearse las diferentes tecnologías de conductor, estructuras de soporte y elementos asociados a la red.

Las redes aéreas de media tensión constituyen uno de los componentes principales del sistema de distribución eléctrica, ya que permiten transportar la energía desde las subestaciones hasta los centros de transformación y los puntos de suministro en el territorio. Su diseño debe considerar de manera integral factores eléctricos, mecánicos, climáticos y topográficos que influyen directamente en el comportamiento y la confiabilidad de la red durante su vida útil.

En este contexto, se establecen los principios técnicos que permiten definir la compatibilidad entre las distintas tecnologías de conductor utilizadas en la red, las configuraciones constructivas de las estructuras y las condiciones ambientales predominantes en la región. Estos criterios buscan garantizar que las redes se diseñen bajo parámetros uniformes, que faciliten su construcción, operación y mantenimiento, manteniendo condiciones adecuadas de seguridad, desempeño y continuidad del servicio.

De igual manera, se reconoce que las condiciones geográficas y climáticas del departamento de Boyacá influyen de manera significativa en el diseño de este tipo de infraestructuras. Por esta razón, los criterios aquí establecidos consideran aspectos como la altitud, la temperatura, las cargas de viento y la actividad eléctrica atmosférica, con el fin de asegurar que las soluciones técnicas adoptadas respondan adecuadamente a las condiciones reales del territorio.

En conjunto, estos lineamientos constituyen la base para el desarrollo de las redes aéreas de media tensión, proporcionando un marco técnico uniforme que orienta la selección de materiales, la configuración de las estructuras y los criterios de diseño aplicables a los proyectos de expansión, reposición o modernización de la red.

1.1.1.2 NORMAS Y ESTANDARES

Normativa / Estándar	Descripción
RETIE 2024 – Resolución 40117	Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas de Colombia. Define requisitos de seguridad, distancias, criterios mecánicos y condiciones generales para instalaciones y redes eléctricas.
NSR-10 – Título B, Capítulo B.6	Reglamento Colombiano de Construcción Sismo Resistente. Define cargas de viento y criterios para su aplicación en estructuras.
NTC 4552	Norma colombiana de protección contra rayos. Incluye referencias sobre nivel cerámico por regiones de Colombia.
NTC 309	Conductores de aluminio con refuerzo de acero (ACSR). Establece requisitos técnicos para este tipo de conductor.
NTC 5346	Cables aislados para media tensión. Define requisitos constructivos y de desempeño para cables de MT.
NTC 1329	Postes de concreto para líneas aéreas. Establece requisitos mecánicos y de fabricación.
NTC 5285	Postes de concreto pretensado. Define especificaciones técnicas de fabricación y desempeño estructural.
NTC 2265	Madera inmunizada para uso en construcción. Aplicable a crucetas y otros elementos de madera tratados.
NTC 1920	Acero estructural. Requisitos aplicables a elementos metálicos estructurales.
NTC 2076	Recubrimientos de zinc aplicados en caliente. Requisitos de galvanizado para protección anticorrosiva.
ASTM B232	Especificación para conductores ACSR.
ASTM B498	Especificación para el alma de acero galvanizado de conductores ACSR.
ASTM D4923	Especificación para postes de fibra de vidrio reforzada.
ASTM A36	Especificación para acero estructural al carbono.
ASTM A123 / ASTM A153	Especificaciones para galvanizado por inmersión en caliente.
ASTM D1760	Requisitos asociados a preservación y tratamiento de madera.
AWPA C4	Criterios de tratamiento preservante para madera utilizada en infraestructura.
IEC 60826	Criterios de diseño de líneas aéreas de transmisión y referencia para cargas mecánicas ambientales.
IEEE 738	Método para calcular la relación corriente-temperatura en conductores aéreos desnudos.
NMX-J-142/1	Referencia técnica para cables de media tensión con aislamiento XLPE.
CFE E0000-29	Especificación técnica de referencia para cables semiaislados de media tensión.
IDEAM – Datos climatológicos para Boyacá	Fuente de referencia para temperatura, viento y condiciones climáticas regionales aplicables al diseño.
Bacigalupe Camarero, Fernando. Líneas Aéreas de Media y Baja Tensión – Cálculo Mecánico	Referencia bibliográfica técnica para criterios y metodología de cálculo mecánico de líneas aéreas.
Catálogos técnicos de fabricantes (Nexans, Viakon)	Fuente de apoyo para propiedades mecánicas, dimensiones y características técnicas de conductores y cables.

Tabla 1. Documentos de referencia, normas y reglamentos adicionales

El presente numeral constituye el marco conceptual del Título 1 de la Norma Técnica de Redes Aéreas Convencionales de EBSA. Su propósito es establecer las definiciones esenciales, el alcance de aplicación, la clasificación de las tecnologías normalizadas y los principios de compatibilidad que articulan los numerales 1.1.2 a 1.1.6 en una secuencia de diseño coherente e integrada.



Figura 1. Vista General de una Red Aérea de Media Tensión en el sector Rural



1.1.1.3 DEFINICIÓN, ALCANCE Y CONDICIONES DE USO



A) DEFINICIÓN

Las redes aéreas de media tensión son el conjunto de infraestructuras eléctricas destinadas al transporte y distribución de energía eléctrica en los niveles de tensión de 13,2 kV y 34,5 kV, mediante conductores suspendidos sobre estructuras verticales instaladas a lo largo de un corredor de implantación definido. Forman parte integral del sistema de distribución de EBSA y constituyen el eslabón técnico entre las subestaciones de transformación y los centros de transformación de distribución.

B) ALCANCE

El presente Título 1 establece los criterios técnicos, metodologías de diseño y especificaciones de construcción aplicables a la totalidad de las redes aéreas de media tensión que sean diseñadas, construidas, ampliadas o modificadas en el área de operación de EBSA. Su ámbito comprende:

- La selección y caracterización de las tecnologías de conductores normalizados.
- El trazado y condiciones de implantación sobre el territorio del departamento de Boyacá.
- El cálculo mecánico de vanos, flechas y curvas de tendido.
- La determinación de los esfuerzos sobre conductores y estructuras.
- La especificación de los componentes estructurales: postes, crucetas y sistemas de retenidas.

El Título 1 **no cubre** el dimensionamiento eléctrico del sistema de distribución (protecciones, coordinación de aislamiento, compensación reactiva ni análisis de perfiles de tensión en la red), materias tratadas en los títulos correspondientes de esta norma técnica. La verificación de caída de tensión por tramo mediante las constantes K, desarrollada en el numeral 1.1.2, constituye un criterio de selección de conductor y no reemplaza dicho análisis sistémico.

C) CONDICIONES DE USO

Las disposiciones del presente título son de aplicación obligatoria para todos los proyectos de redes aéreas de media tensión de EBSA. Son igualmente de cumplimiento obligatorio para contratistas, diseñadores y constructores que actúen bajo mandato de EBSA en cualquier etapa del ciclo de vida de las redes. El incumplimiento de cualquier criterio aquí establecido deberá ser justificado documentalmente y aprobado por la dependencia técnica competente de EBSA antes de su implementación.

Notas:

MARCO REGULATORIO: El marco normativo base es el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE), Resolución 40117 de 2024 del Ministerio de Minas y Energía, complementado por las NTC e IEC referenciadas en cada numeral. Ante eventual contradicción entre esta norma y el RETIE vigente, prevalece el RETIE.



1.1.1.4 CLASIFICACIÓN DE ESTRUCTURAS: CONVENCIONALES Y SEMIAISLADAS



Las redes aéreas de media tensión de EBSA se clasifican según la tecnología del conductor empleado, la cual determina el tipo de estructura, los accesorios requeridos y las condiciones de operación admisibles. Se reconocen tres tecnologías normalizadas, agrupadas en dos categorías estructurales.

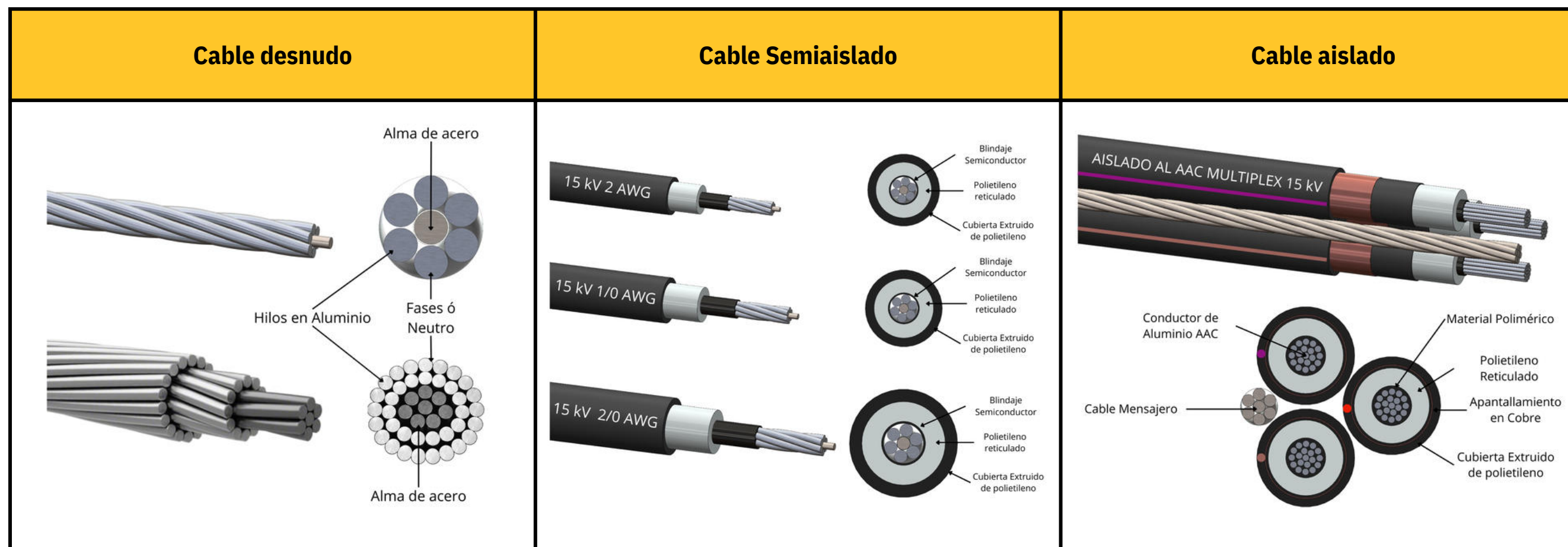


Figura 2. Sección Transversal Comparativa – Tres Tecnologías de Conductores Normalizados EBSA

• **Estructuras convencionales con conductor desnudo**

Corresponden a las redes construidas con conductor ACSR (Aluminium Conductor Steel Reinforced), compuesto por alambres de aluminio 1350-H19 sobre alma de acero galvanizado. El conductor opera sin aislamiento propio; el aislamiento eléctrico respecto a la estructura se garantiza mediante aisladores de porcelana o vidrio templado instalados en las crucetas de los postes. Esta es la tecnología de mayor cobertura histórica en la red de EBSA y admite configuraciones de circuito trifásico y bifásico, siendo este último exclusivo para redes de 13,2 kV. Los calibres normalizados abarcan desde el #2 AWG hasta el 4/0 AWG en 13,2 kV, y desde 1/0 AWG hasta 266,8 MCM en 34,5 kV.

Las propiedades mecánicas y eléctricas de los conductores ACSR, incluyendo las constantes de regulación de tensión K precalculadas por configuración geométrica, zona climática y nivel de tensión, se desarrollan en el numeral 1.1.2 de esta norma.

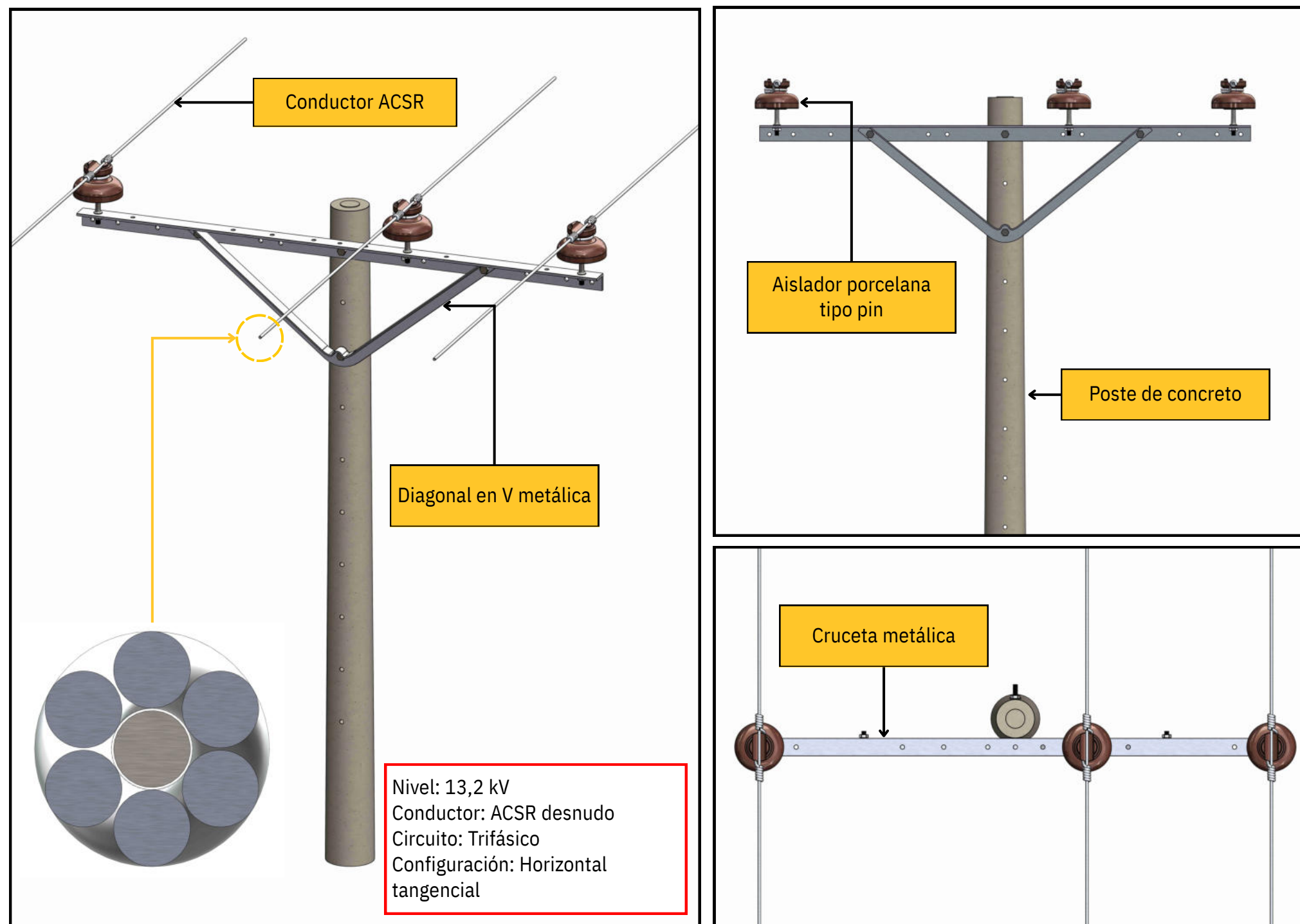


Figura 3. Estructura Convencional Estándar – Conductor ACSR Desnudo, Configuración Horizontal 13,2 kV

• Estructuras semiaisladas

Conductor semiaislado en configuración rombo: Conductor ACSR recubierto con polietileno reticulado (XLPE) de nivel 15 kV o 35 kV, agrupado en configuración triangular mediante espaciadores tipo rombo. Opera exclusivamente en circuito trifásico. La cubierta de XLPE reduce la distancia media geométrica (DMG) entre conductores respecto al desnudo, con efecto favorable sobre la regulación de tensión. No se autoriza para circuito bifásico.

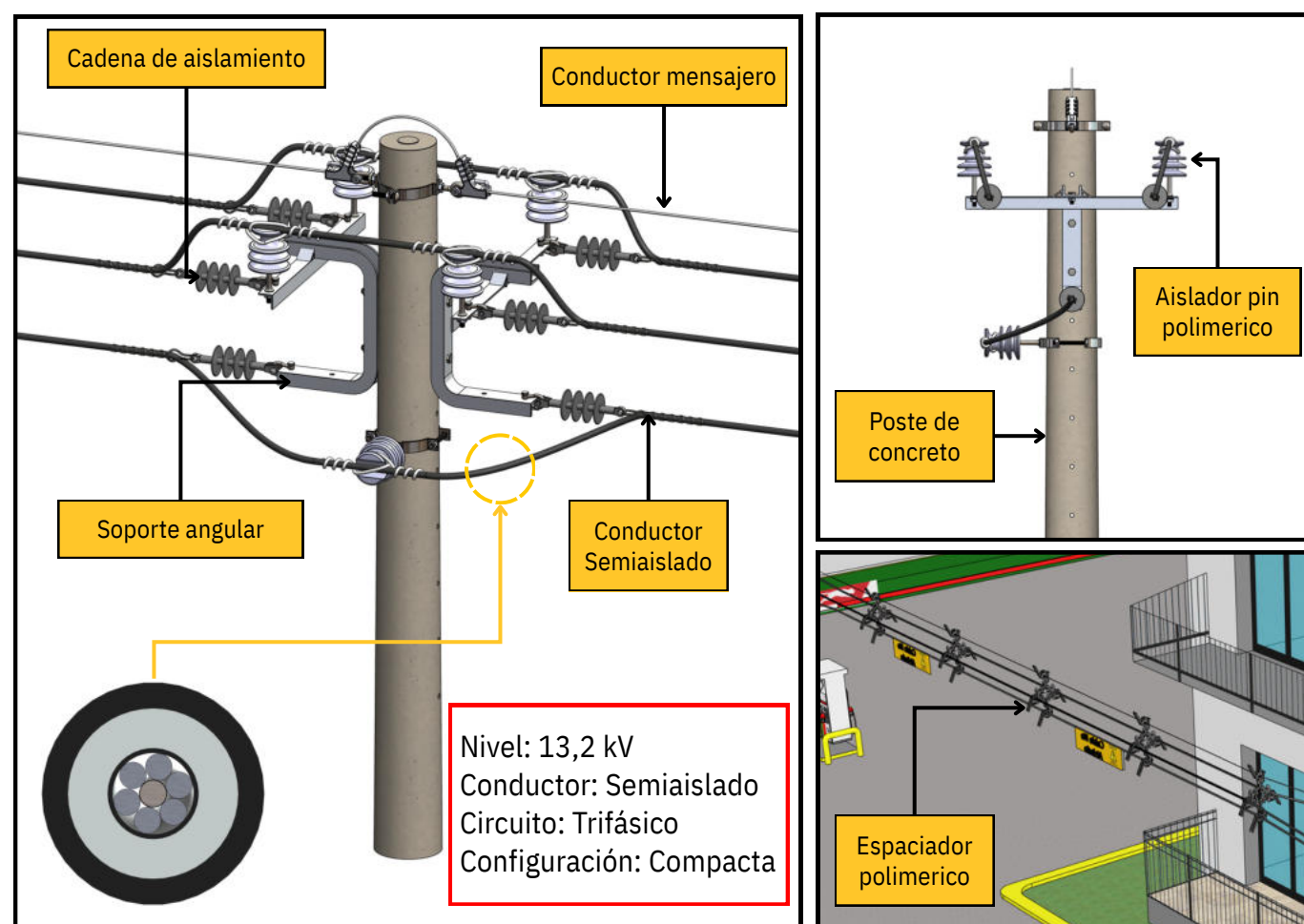


Figura 4. Red Semiaislada Configuraciones Compacta – Rombo 13,2 kV

• Estructuras aisladas

Cable XLPE autoportado con mensajero AAC: Tres conductores de aluminio con aislamiento XLPE completo y pantalla, trenzados alrededor de un mensajero de aleación de aluminio que aporta la resistencia mecánica para el autoportado. La distancia media geométrica (DMG) efectiva es igual al diámetro exterior del conductor de fase. Opera exclusivamente en circuito trifásico. Los calibres normalizados son 1/0, 2/0 y 4/0 AWG en niveles 15 kV y 35 kV.

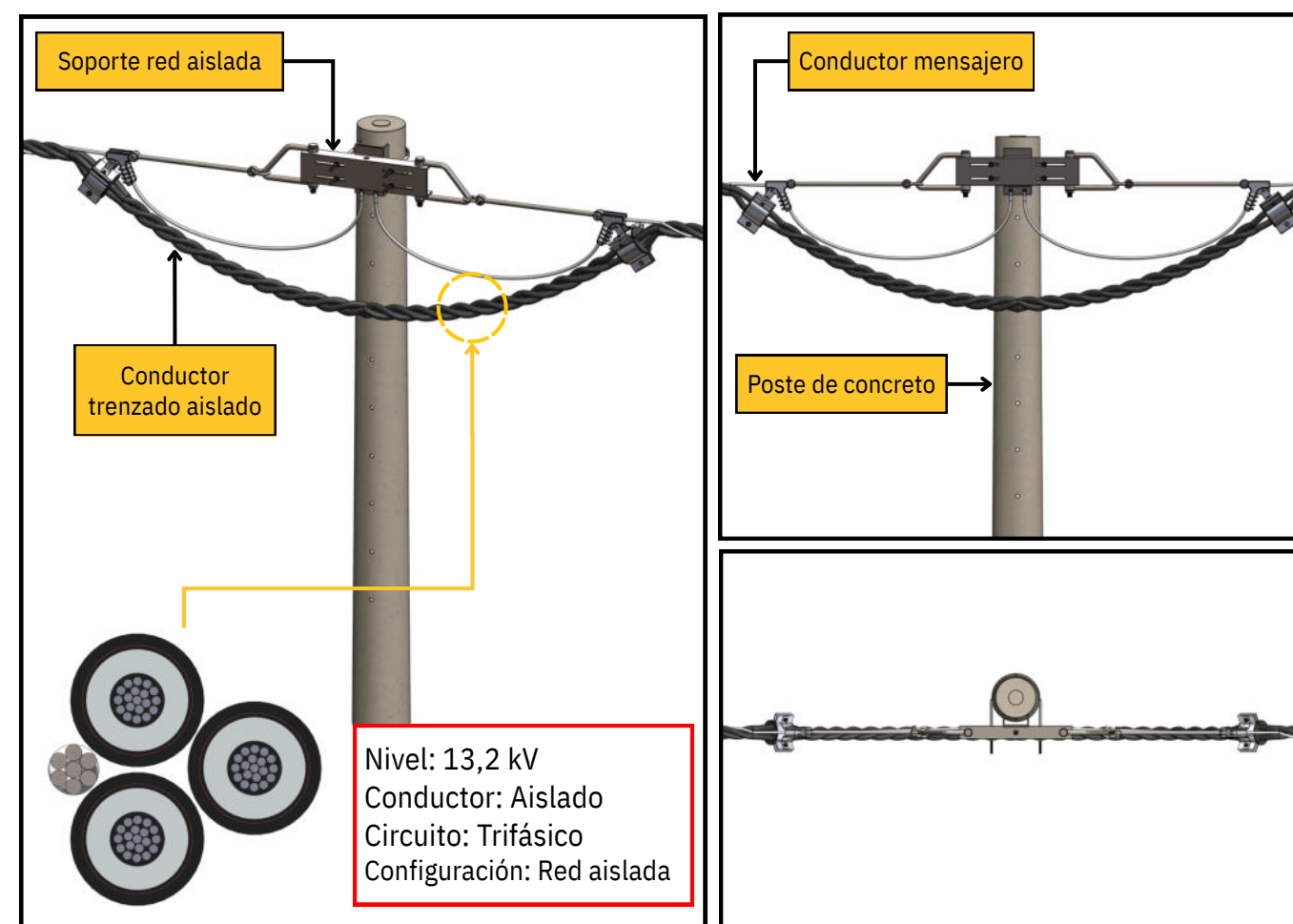


Figura 5. Red Aislada XLPE Autosoportado

- **Restricciones de aplicación por nivel de tensión**

La siguiente tabla resume la compatibilidad de cada tecnología de conductor con los niveles de tensión y configuraciones de circuito admitidas:

Tecnología	13,2 kV	34,5 kV	Circuito bifásico
ACSR desnudo	✓	✓	Solo 13,2 kV
Semiaislado rombo	✓	✓	No autorizado
XLPE autosoportado	✓	✓	No autorizado

Tabla 2. Compatibilidad de tecnologías de conductor con niveles de tensión y configuraciones de circuito

Las tecnologías semiaisladas no están autorizadas para configuraciones de vanos extendidos (estructuras H y R300), conforme se establece en el numeral 1.1.4.5.



1.1.1.5 COMPATIBILIDAD ESTRUCTURAL Y ELÉCTRICA



- **Articulación entre tecnologías y componentes estructurales**

La selección de la tecnología de conductor no es independiente de los demás elementos del sistema. Cada tecnología condiciona de forma directa: la configuración geométrica de la cruceta y la distancia media geométrica entre fases, los parámetros mecánicos que determinan los vanos y flechas máximos admisibles, los esfuerzos que las estructuras deben resistir, y la selección de accesorios de empalme, suspensión y retención específicos por tipo.

Las tablas de constantes K de regulación de tensión (numeral 1.1.2), los vanos máximos por tipo de conductor (numeral 1.1.4) y las guías de preselección de postes (numerales 1.1.4 y 1.1.6) han sido elaboradas de forma coherente para las tres tecnologías normalizadas, lo que permite al diseñador transitar entre ellas sin ruptura metodológica.

• **Compatibilidad eléctrica**

La compatibilidad eléctrica entre tecnologías de conductores distintas en un mismo tramo de red requiere verificación expresa de los parámetros de regulación de tensión y de la capacidad de corriente. No se autoriza la mezcla de tecnologías dentro de un mismo cantón. El diseñador debe garantizar que los empalmes entre tramos de diferente tecnología se realicen exclusivamente en estructuras de retención, con los accesorios certificados por el fabricante para la combinación específica.

• **Coherencia con las condiciones climáticas de Boyacá**

El diseño de las redes aéreas de media tensión en el área de EBSA debe reconocer la diversidad altimétrica del departamento de Boyacá, que comprende desde los 150 msnm en la vertiente oriental hasta los 3.200 msnm en el altiplano cundiboyacense. Esta variación determina tres zonas climáticas de diseño que inciden sobre los parámetros de temperatura de operación, velocidad de viento de diseño y nivel cerámico, y que son transversales a todos los numerales del presente título.

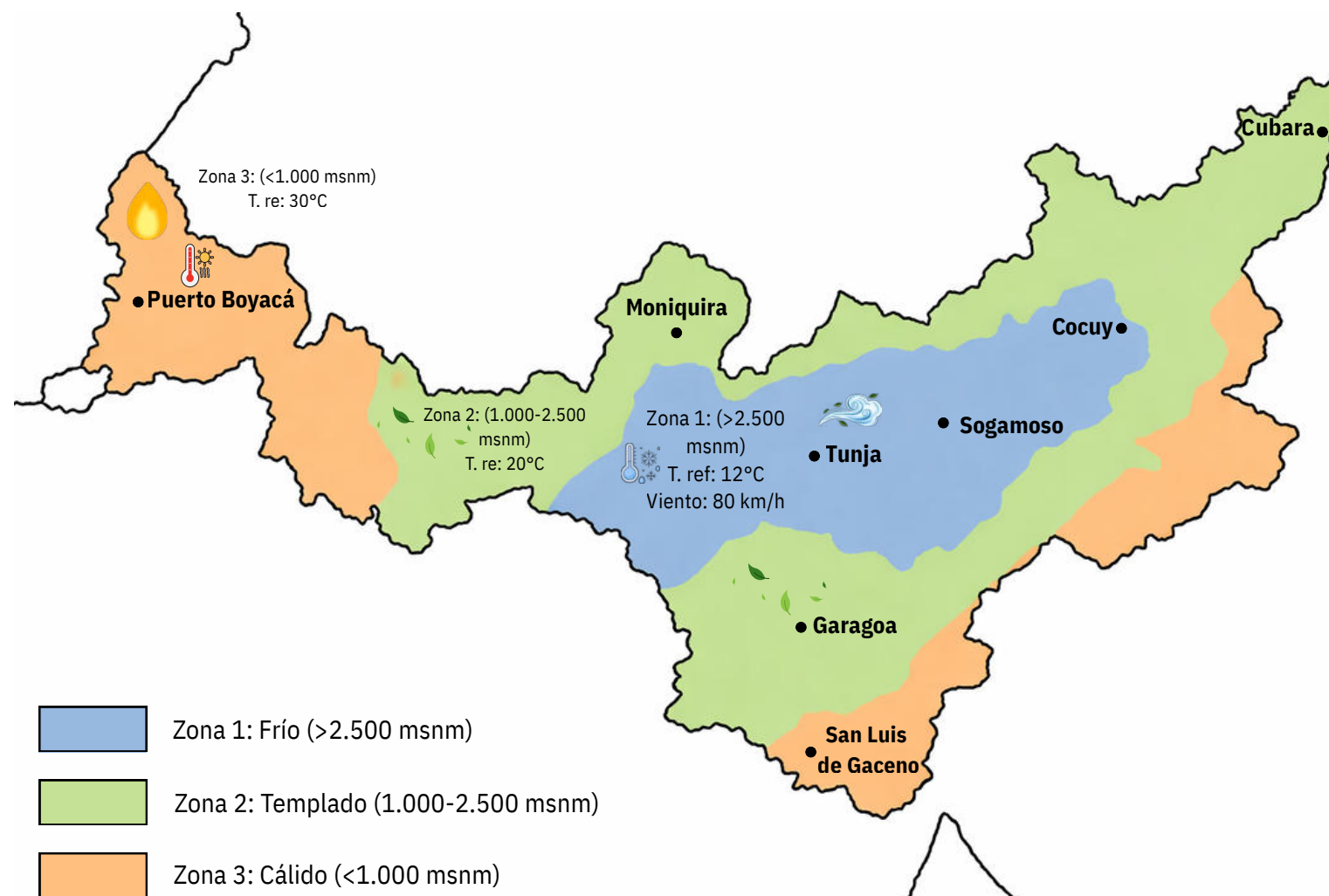


Figura 6. Mapa Esquemático de Zonificación Climática del Departamento de Boyacá.

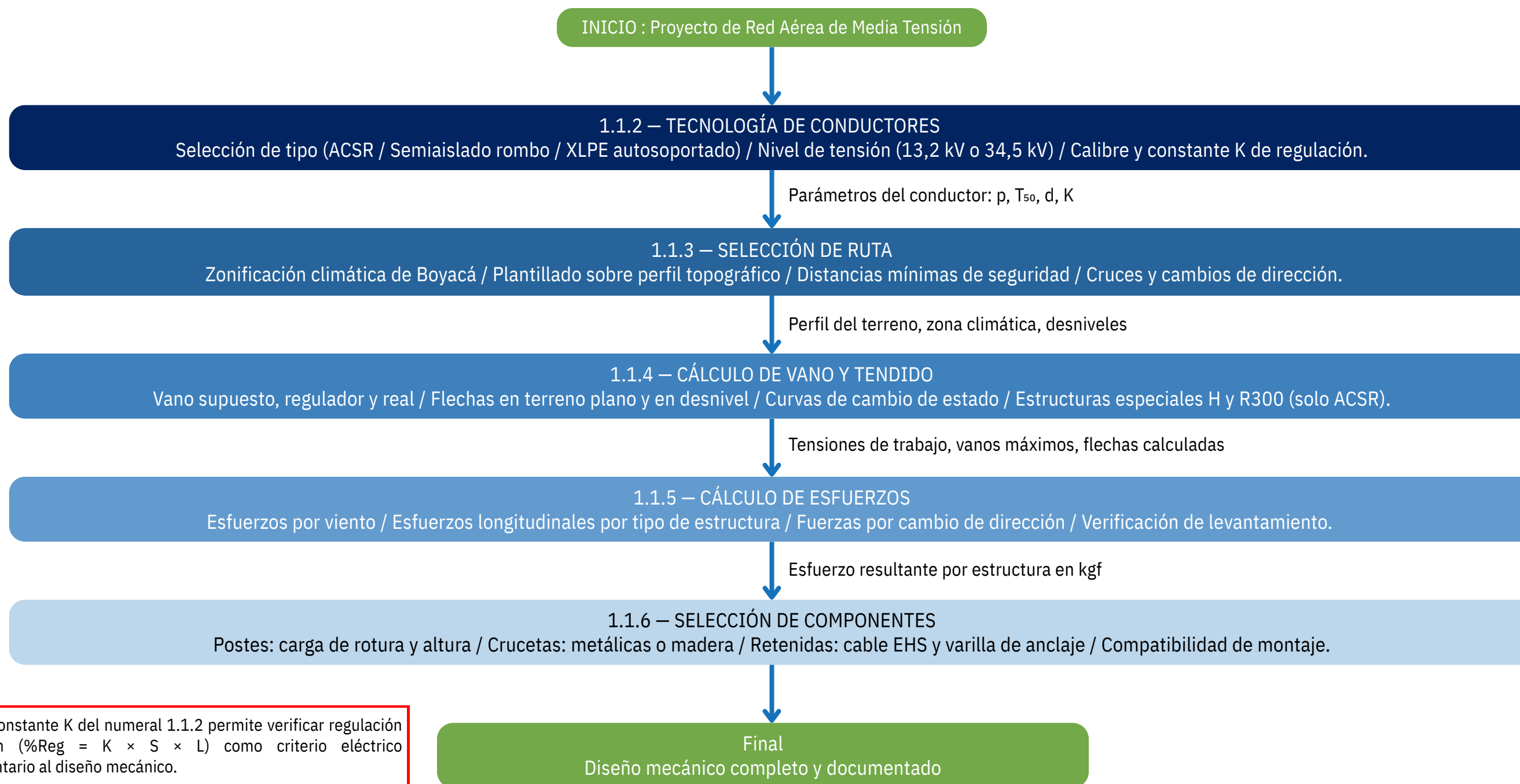
Zona	Altitud (msnm)	Temperatura ref.	Condición dominante
Zona 1 — Frío	> 2.500	12 °C	Viento / nivel cerámico medio
Zona 2 — Templado	1.000 - 2.500	20 °C	Condición intermedia
Zona 3 — Cálido	< 1.000	30 °C	Temperatura / nivel cerámico alto

Tabla 3. Zonificación climática de diseño para redes de media tensión en el departamento de Boyacá

Nota: El dibujo presentado es de carácter ilustrativo y tiene como finalidad representar de manera general la zonificación altimétrica para efectos de diseño. No corresponde a una delimitación geográfica oficial ni sustituye los estudios técnicos específicos que deben realizarse para cada proyecto en particular.

• **Lógica de diseño integrado**

El proceso de diseño de una red aérea de media tensión conforme al presente título sigue una secuencia lógica encadenada: la definición de la tecnología de conductor (1.1.2) antecede a la selección del corredor de implantación (1.1.3); la selección de ruta alimenta el cálculo de vanos y flechas (1.1.4); los parámetros mecánicos del conductor y el perfil del terreno determinan los esfuerzos sobre las estructuras (1.1.5); y los esfuerzos resultantes permiten la selección definitiva de postes, crucetas y retenidas (1.1.6). Ninguna etapa de este proceso puede realizarse de forma aislada sin comprometer la integridad del diseño.



NOTA: La constante K del numeral 1.1.2 permite verificar regulación de tensión (%Reg = $K \times S \times L$) como criterio eléctrico complementario al diseño mecánico.

Figura 7. Diagrama de Flujo del Proceso de Diseño Integrado

SECCIÓN

1.1.2 TECNOLOGÍAS DE
CONDUCTORES: PROPIEDADES
MECÁNICAS, ELÉCTRICAS Y
CONSTANTES DE REGULACIÓN
DE TENSIÓN

2

A) DEFINICIÓN Y OBJETIVO

El presente numeral define y clasifica las tecnologías de conductores eléctricos aéreos normalizadas por EBSA para las redes de media tensión a 13,2 kV y 34,5 kV. Se establecen las propiedades mecánicas y eléctricas de cada tipo de conductor, los parámetros geométricos de las configuraciones de armado de red y las constantes de regulación de tensión K precalculadas para cada escenario de diseño.

Las constantes K constituyen una propiedad intrínseca del conjunto conductor–configuración geométrica–temperatura de operación. Su inclusión en este numeral permite al diseñador seleccionar directamente el valor correspondiente al tipo de conductor, calibre, armado y zona climática del proyecto, y verificar el cumplimiento del límite de regulación de tensión establecido por la norma, mediante la fórmula:

$$\%Reg = K \times S \text{ (kVA)} \times L \text{ (m)}$$

Notas:

Las tablas de K fueron calculadas con el espaciamiento de cruceta 2 m como escenario conservador. El diseño que cumple el 2 % con estos valores cumple en todos los casos con cruceta 2,0 m instalada. Configuraciones H Doble Plano, H Horizontal y Vertical Pull Over presentan espaciamentos idénticos para ambos tipos de cruceta, por lo que sus valores K son los mismos.

B) LÍMITE DE REGULACIÓN DE TENSIÓN Y PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN REDES DE MEDIA TENSIÓN

En cumplimiento de los principios de calidad y seguridad establecidos en el RETIE 2024, y en coherencia con la IEC 60038, se establece que:

- El diseño de las redes de media tensión debe garantizar una regulación máxima del dos por ciento (2%), tanto en zonas urbanas como en zonas rurales, aplicable a los niveles de tensión de 13,2 kV y 34,5 kV. Este criterio tiene como finalidad garantizar la calidad del servicio, la operación adecuada de los equipos eléctricos y la confiabilidad del suministro, conforme a los principios establecidos en la normativa eléctrica vigente.

- Las redes de distribución en media tensión deben diseñarse de manera que las pérdidas totales de energía no superen el uno punto cinco por ciento (1.5%), tanto en zonas urbanas como en zonas rurales, para redes operadas a 13,2 kV y 34,5 kV.

En consecuencia, la selección del calibre de los conductores, la definición de longitudes de circuito, la topología de la red y las condiciones de carga deben verificarse de tal forma que tanto la regulación de tensión como las pérdidas de energía se mantengan dentro de los límites máximos permitidos.

VER TABLAS DE CONSTANTES DE REGULACIÓN EN EL SUBNUMERAL 1.1.2.5.

Notas:

Las propiedades mecánicas de los conductores ACSR se rigen por las normas ASTM B232 (aluminio) y ASTM B498 (alma de acero galvanizado). Los parámetros eléctricos como resistencia, reactancia inductiva y constante K– se calculan con base en conductor aluminio 1350-H19 ($\alpha = 0,00403 / ^\circ\text{C}$), factor de potencia $\cos\phi = 0,90$, escenarios de temperatura de 12 °C (Zona 1), 20 °C (Zona 2) y 30 °C (Zona 3), y un espaciamiento de cruceta de 2,5 m como escenario conservador, válido igualmente para cruceta de 2,0 m instalada.



1.1.2.1 CONDUCTORES DESNUDOS ACSR



Los conductores ACSR (Aluminium Conductor Steel Reinforced) son el tipo principal para redes aéreas convencionales de media tensión en EBSA. Están compuestos por capas concéntricas de alambres de aluminio 1350-H19 helicoidados alrededor de un alma de acero galvanizado. El alma aporta resistencia mecánica; el aluminio aporta la capacidad de conducción eléctrica. La tabla siguiente consolida las propiedades mecánicas y eléctricas a 20°C.

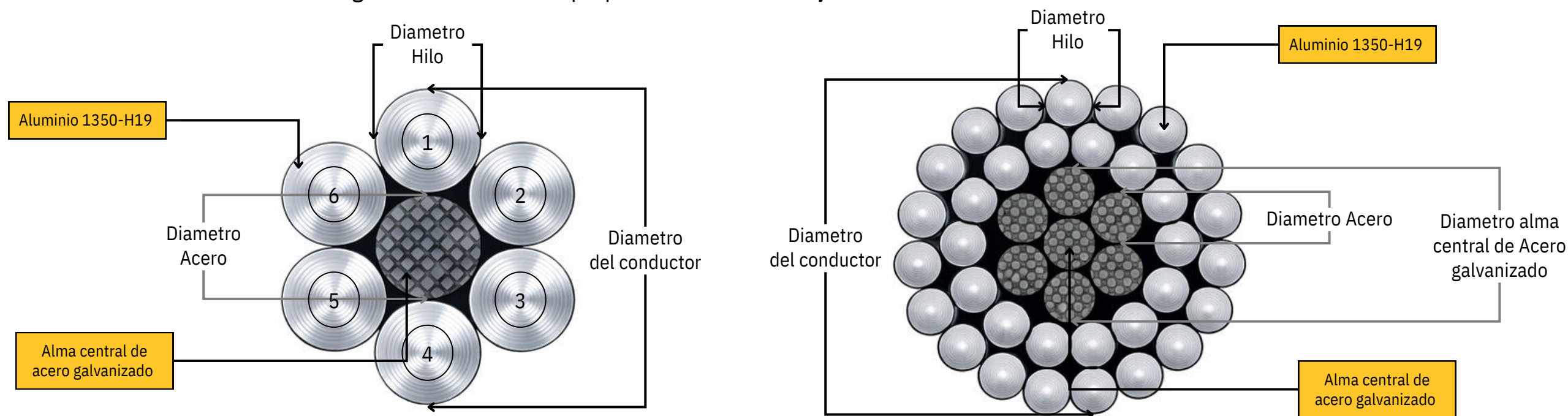


Figura 8. Sección transversal conductor ACSR.

Calibre	Sección (mm ²)	Hilos Al/Ac	Diám. (mm)	Peso (kg/km)	Carga rot. (kN)	R ₂₀ °C (Ω/km)	Amp. (A)
#2 AWG	33.62	6/1	9.27	142	17.2	0.8543	155
1/0 AWG	53.49	6/1	11.68	226	27.6	0.5367	200
2/0 AWG	67.43	6/1	13.26	285	34.8	0.4254	230
4/0 AWG	107.2	6/1	16.51	454	55.4	0.2677	300
266.8 MCM	135.19	26/7	18.29	572	79.7	0.2127	340

* 266,8 MCM (Partridge 26/7): aplica exclusivamente para redes 34,5 kV. Calibre #2 AWG: aplica exclusivamente para redes 13,2 kV.

Tabla 4. Propiedades mecánicas y eléctricas ACSR – calibres normalizados EBSA



1.1.2.2 CONDUCTORES SEMIAISLADOS EN CONFIGURACIÓN ROMBO



El conductor semiaislado en configuración rombo consiste en conductores ACSR con cubierta de polietileno reticulado (XLPE) de 15 kV o 35 kV, agrupados mediante espaciadores tipo rombo que mantienen la separación entre fases. Esta configuración opera exclusivamente en circuito trifásico. El espaciador define la distancia media geométrica (DMG): 180 mm para redes de 13,2 kV y 270 mm para redes de 34,5 kV.

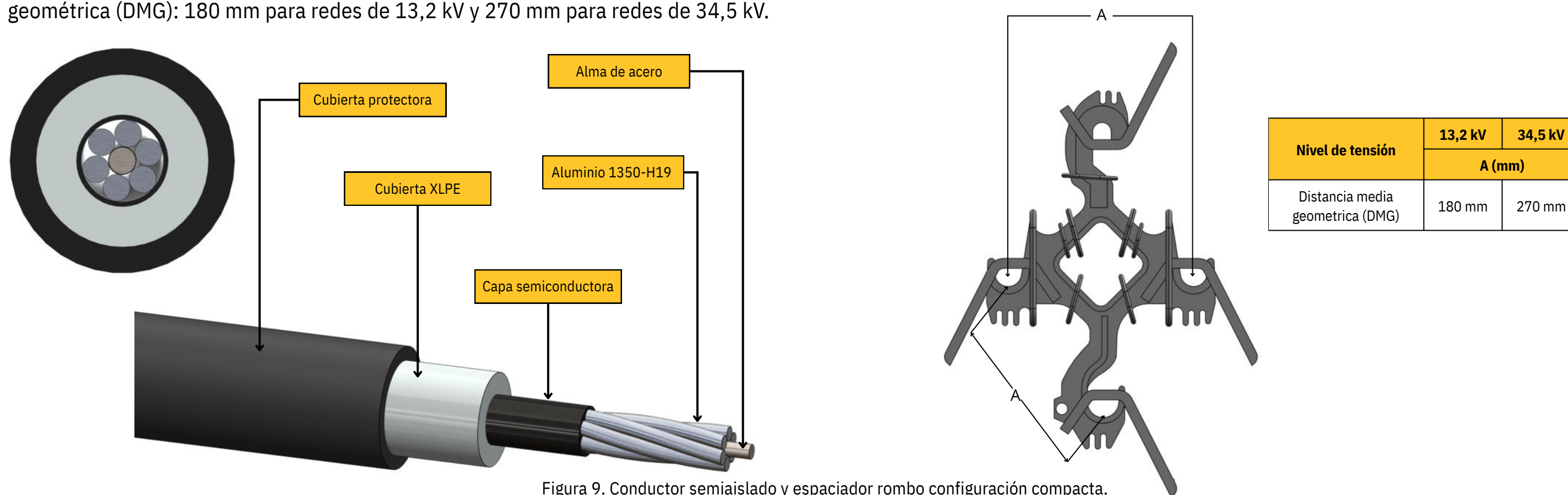


Figura 9. Conductor semiaislado y espaciador rombo configuración compacta.

Calibre (Fase + Neutro)	Secc. alma (mm ²)	Diám. fase (mm)	Espaciador rombo (mm)	Peso (kg/km)	R ₂₀ °C (Ω/km)	Amp. (A)
#2 AWG (F) + #2 AWG (N)	33.62	11	180	~400	0.8543	135
1/0 AWG (F) + 1/0 AWG (N)	53.49	13.5	180	~550	0.5367	175
2/0 AWG (F) + 2/0 AWG (N)	67.43	15.1	180	~680	0.4254	200
4/0 AWG (F) + 4/0 AWG (N)	107.2	18.7	180	~950	0.2677	260

Tabla 5. Propiedades conductores semiaislados rombo – calibres normalizados EBSA

Notas:

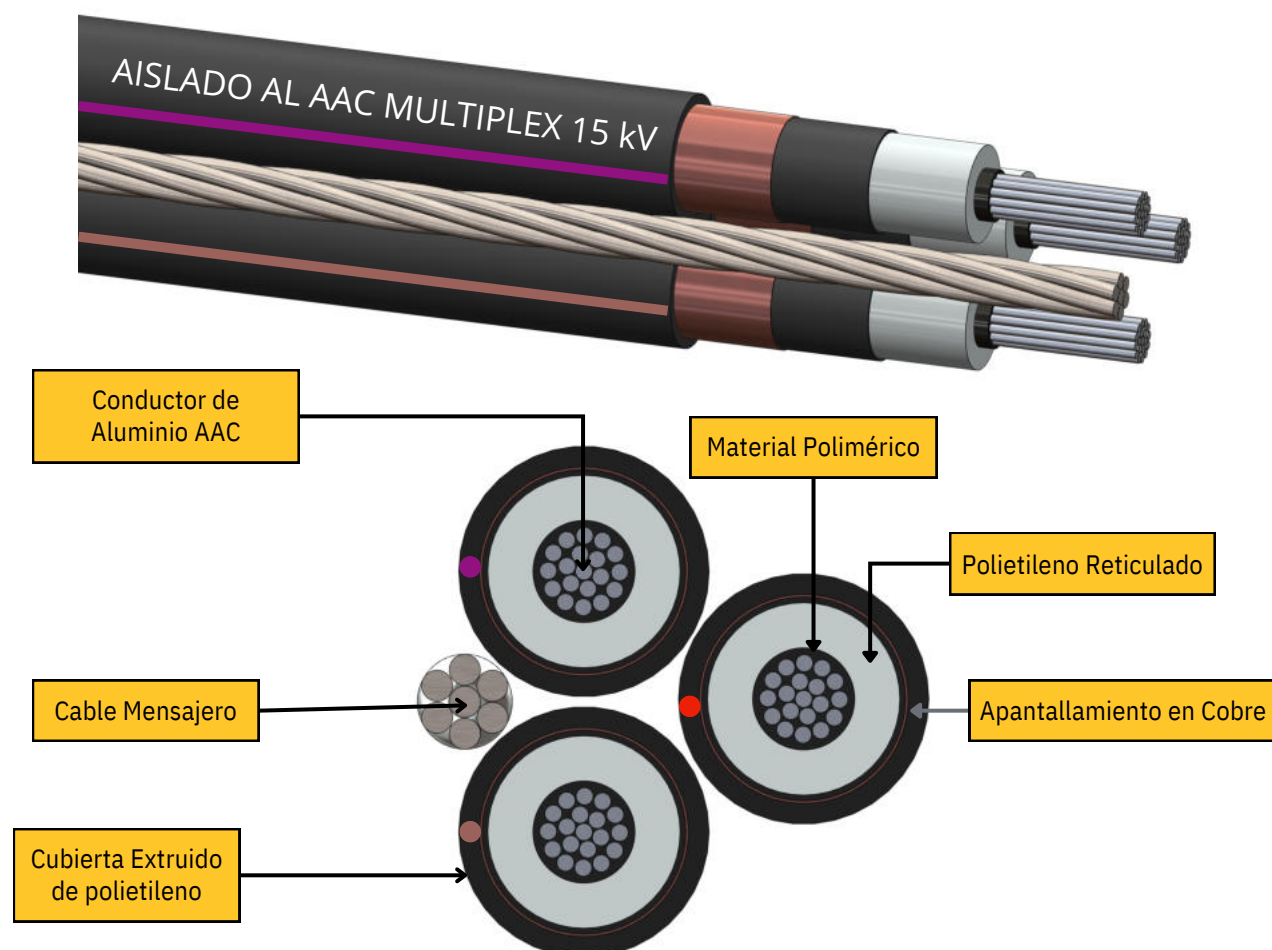
El semiaislado en configuración rombo no admite circuito bifásico. Su constante K es inferior a la del ACSR desnudo del mismo calibre, por la menor DMG del espaciador. Las tablas de K se presentan en el numeral 1.1.2.4.



1.1.2.3 CABLE XLPE AUTOSOPORTADO CON MENSAJERO AAC



El cable XLPE autoportado con mensajero (tipo trébol) consiste en tres conductores de aluminio con aislamiento XLPE, agrupados alrededor de un mensajero de aleación de aluminio (AAC) que aporta la resistencia mecánica para el autoportado. Los tres conductores van en contacto entre sí, por lo que la distancia media geométrica (DMG) efectiva es igual al diámetro exterior del conductor de fase. Opera exclusivamente en circuito trifásico. Los calibres normalizados EBSA son 1/0, 2/0 y 4/0 AWG, en niveles de tensión 15 kV (redes 13,2 kV) y 35 kV (redes 34,5 kV).



Calibre (Fase)	Niv. tensión	Secc. (mm ²)	Diám. ext. (mm)	Mensajero	R _{20°C} (Ω/km)	Amp. (A)
1/0 AWG	15 kV	53.49	28.5	ACSR 6/1	0.5367	175
2/0 AWG	15 kV	67.43	31	ACSR 6/1	0.4254	200
4/0 AWG	15 kV	107.2	36	ACSR 6/1	0.2677	260
1/0 AWG	35 kV	53.49	36	ACSR 6/1	0.5367	165
2/0 AWG	35 kV	67.43	39.5	ACSR 6/1	0.4254	190
4/0 AWG	35 kV	107.2	45	ACSR 6/1	0.2677	245

Tabla 6. Propiedades mecánicas y eléctricas cable XLPE con mensajero AAC – calibres EBSA

Figura 10. Conductor aislado cable XLPE autoportado trifásico con mensajero AAC.



1.1.2.4 CONFIGURACIONES GEOMÉTRICAS



A continuación se presentan los parámetros geométricos de cada configuración de armado:

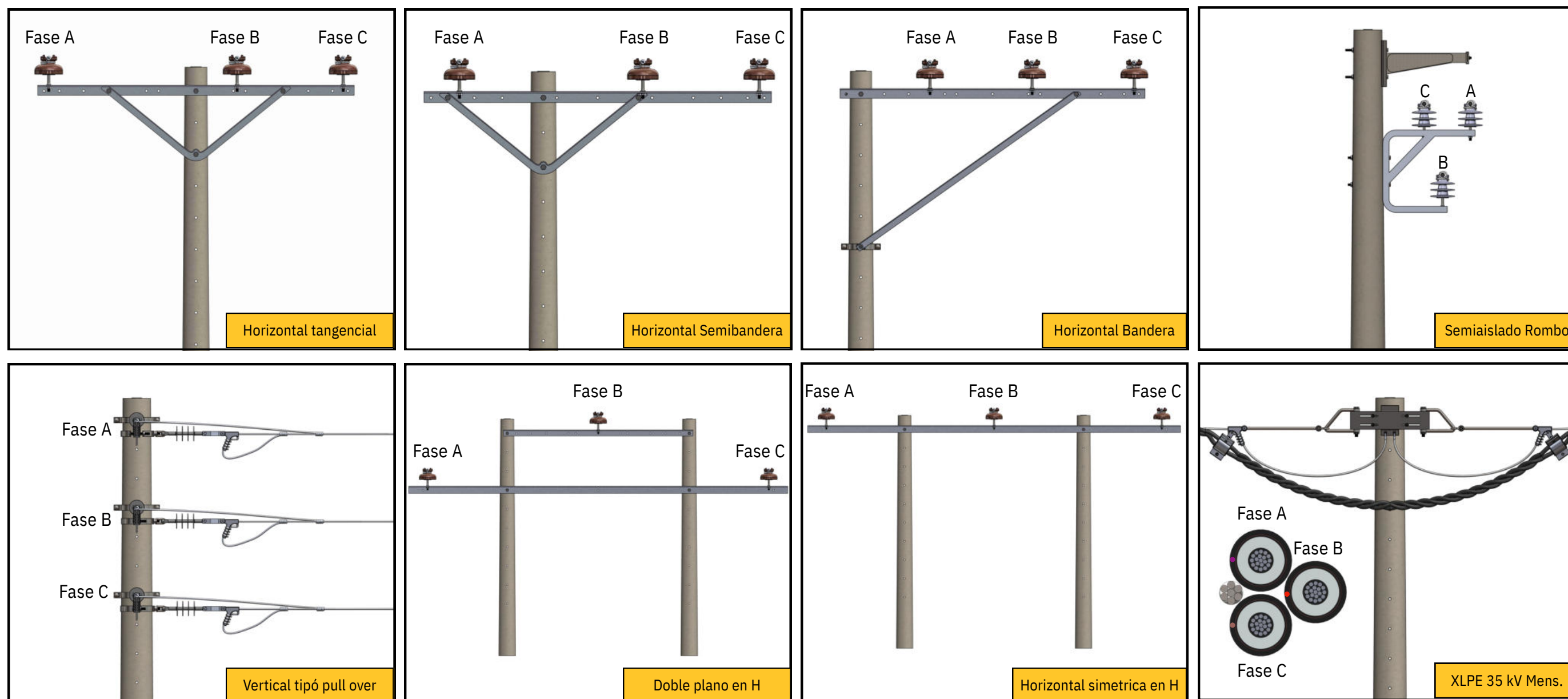


Figura 11. Configuraciones de armado de red – disposición de conductores en estructura

a) Parámetros geométricos – Red de 13,2 kV (cruceta 2.5 m, escenario conservador)

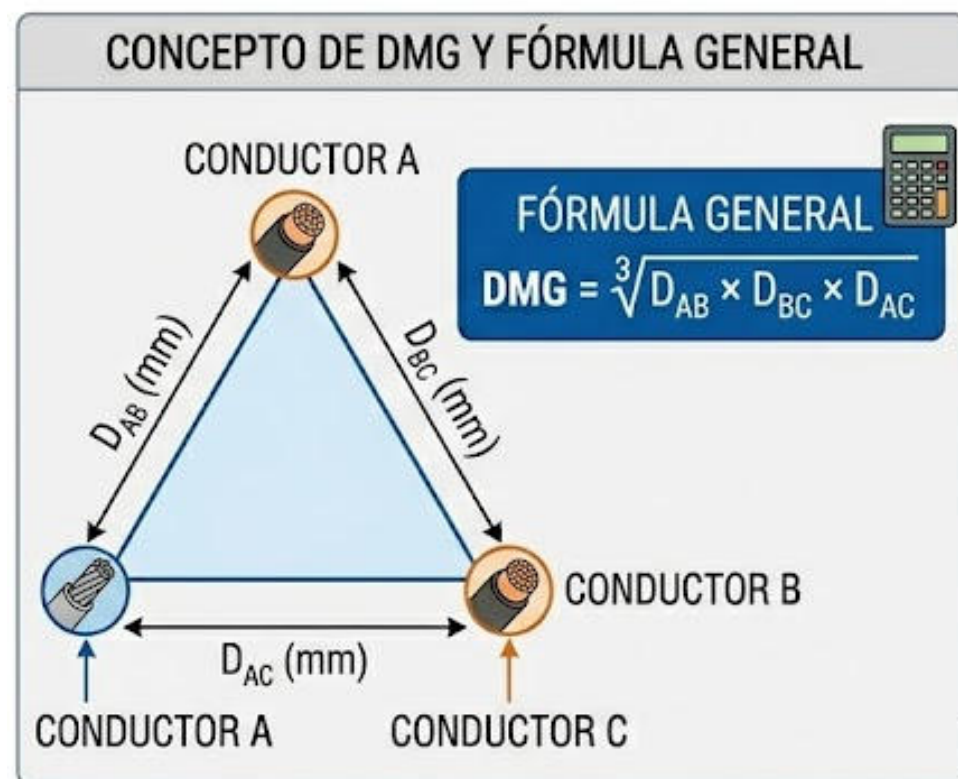
Configuración	D_AB (mm)	D_BC (mm)	D_AC (mm)	DMG 3F (m)	DMG 2F (m)	Sistema
Horiz. Tangencial	870	1430	2300	1.4197	2.300	3F / 2F
Semibandera	870	1430	2300	1.4197	2.300	3F / 2F
Bandera	870	870	1740	1.0961	1.740	3F / 2F
Vertical Pull Over	600	600	1200	0.756	1.200	3F / 2F
H Doble Plano	1993	1993	3800	2.4713	—	Solo 3F
H Horizontal	1900	1900	3800	2.3938	—	Solo 3F
Semiaislado Rombo	180	180	180	0.1800	—	Solo 3F
XLPE 15 kV Mens.	—	—	—	0.0285	—	Solo 3F

Tabla 7. Espaciamientos y DMG por configuración – 13,2 kV

b) Parámetros geométricos – Red de de 34,5 kV (cruceta 2.5 m, escenario conservador)

Configuración	D_AB (mm)	D_BC (mm)	D_AC (mm)	DMG 3F (m)	Sistema
Horiz. Tangencial	870	1430	2300	1.4197	Solo 3F
Semibandera	870	1430	2300	1.4197	Solo 3F
Bandera	870	870	1740	1.0961	Solo 3F
Vertical Pull Over	600	600	1200	0.756	Solo 3F
H Doble Plano	1993	1993	3800	2.4713	Solo 3F
H Horizontal	1900	1900	3800	2.3938	Solo 3F
Semiaislado Rombo	270	270	270	0.27	Solo 3F
XLPE 35 kV Mens.	—	—	—	0.036	Solo 3F

Tabla 8. Espaciamientos y DMG por configuración – 34,5 kV



- $D_{AB} = 1992 \text{ mm}$
- $D_{BC} = 1992 \text{ mm}$
- $D_{AC} = 3800 \text{ mm}$

$$DMG = \sqrt[3]{(1992 \times 1992 \times 3800)} = 2470,51 \text{ mm} = 24,7 \text{ m}$$

Notas:

A mayor DMG, mayor reactancia X_L y mayor constante K. Por esta razón, la configuración H Doble Plano tiene los valores K más altos y el XLPE mensajero los más bajos.

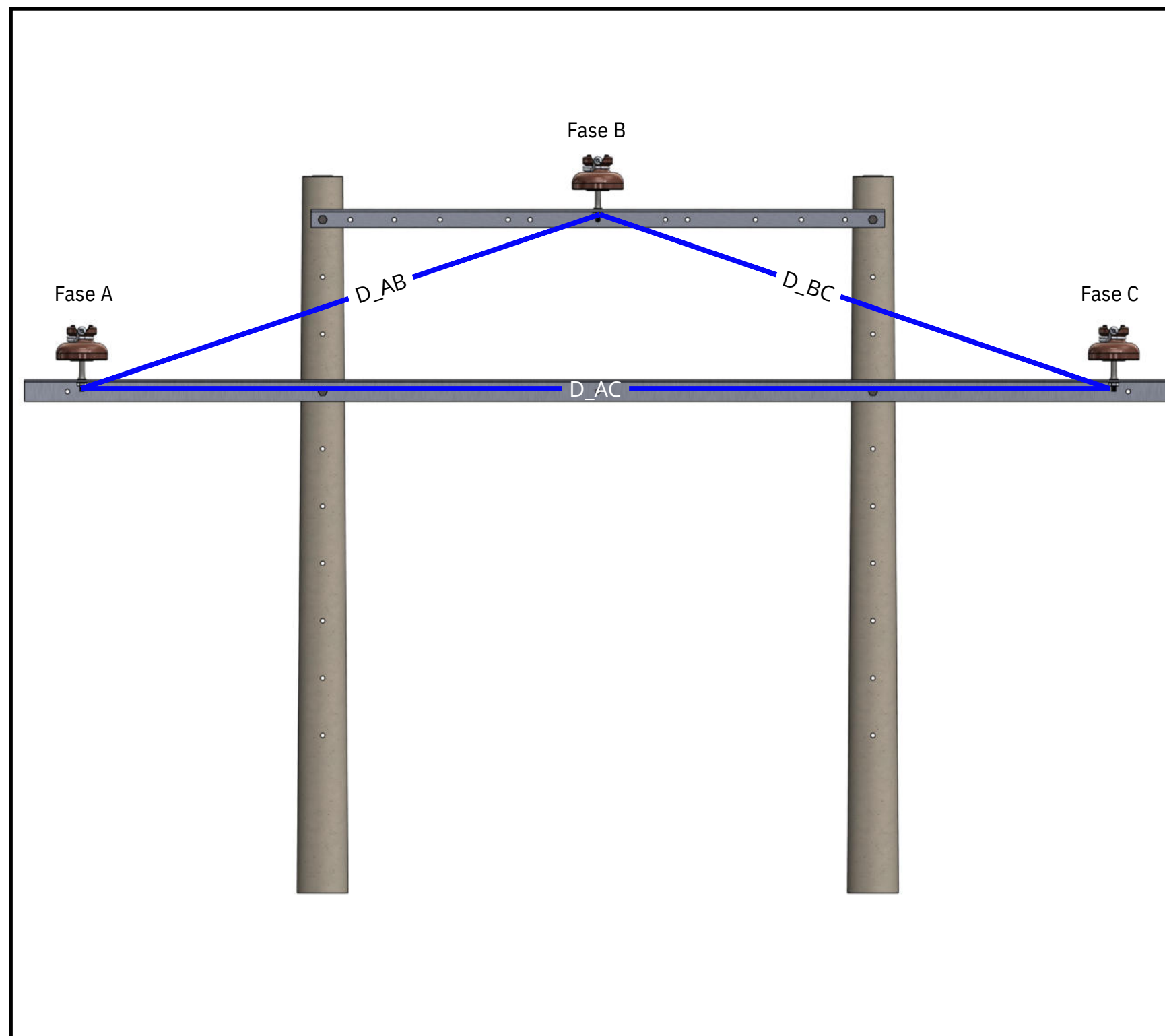


Figura 12. Concepto de Distancia Media Geométrica (DMG) entre conductores de fase



1.1.2.5 CONSTANTES DE REGULACIÓN K



a) Constantes K – Red 13,2 kV – Circuito Trifásico

Configuración	Calibre	K — Zona 1 12°C [%/(kVA·m)]	K — Zona 2 20°C [%/(kVA·m)]	K — Zona 3 30°C [%/(kVA·m)]	Sistema
Horiz. Tangencial / Semibandera	#2 AWG	5.421×10^{-7}	5.563×10^{-7}	5.740×10^{-7}	3F / 2F
	1/0 AWG	3.785×10^{-7}	3.874×10^{-7}	3.985×10^{-7}	
	2/0 AWG	3.211×10^{-7}	3.281×10^{-7}	3.370×10^{-7}	
	4/0 AWG	2.380×10^{-7}	2.424×10^{-7}	2.480×10^{-7}	
Bandera	#2 AWG	5.372×10^{-7}	5.514×10^{-7}	5.692×10^{-7}	3F / 2F
	1/0 AWG	3.736×10^{-7}	3.825×10^{-7}	3.936×10^{-7}	
	2/0 AWG	3.162×10^{-7}	3.233×10^{-7}	3.321×10^{-7}	
	4/0 AWG	2.331×10^{-7}	2.375×10^{-7}	2.431×10^{-7}	
Vertical Pull Over	#2 AWG	5.302×10^{-7}	5.444×10^{-7}	5.622×10^{-7}	3F / 2F
	1/0 AWG	3.666×10^{-7}	3.755×10^{-7}	3.866×10^{-7}	
	2/0 AWG	3.092×10^{-7}	3.163×10^{-7}	3.251×10^{-7}	
	4/0 AWG	2.261×10^{-7}	2.305×10^{-7}	2.361×10^{-7}	
H Doble Plano	#2 AWG	5.525×10^{-7}	5.667×10^{-7}	5.845×10^{-7}	Solo 3F
	1/0 AWG	3.889×10^{-7}	3.978×10^{-7}	4.090×10^{-7}	
	2/0 AWG	3.315×10^{-7}	3.386×10^{-7}	3.474×10^{-7}	
	4/0 AWG	2.484×10^{-7}	2.529×10^{-7}	2.584×10^{-7}	
H Horizontal	#2 AWG	5.519×10^{-7}	5.661×10^{-7}	5.839×10^{-7}	Solo 3F
	1/0 AWG	3.883×10^{-7}	3.972×10^{-7}	4.084×10^{-7}	
	2/0 AWG	3.309×10^{-7}	3.380×10^{-7}	3.468×10^{-7}	
	4/0 AWG	2.478×10^{-7}	2.523×10^{-7}	2.578×10^{-7}	
Semiaislado Rombo	#2 AWG	5.031×10^{-7}	5.173×10^{-7}	5.351×10^{-7}	Solo 3F
	1/0 AWG	3.395×10^{-7}	3.484×10^{-7}	3.596×10^{-7}	
	2/0 AWG	2.821×10^{-7}	2.892×10^{-7}	2.980×10^{-7}	
	4/0 AWG	1.990×10^{-7}	2.035×10^{-7}	2.090×10^{-7}	
XLPE 15 kV Mensajero	1/0 AWG	3.201×10^{-7}	3.294×10^{-7}	3.410×10^{-7}	Solo 3F
	2/0 AWG	2.604×10^{-7}	2.678×10^{-7}	2.770×10^{-7}	
	4/0 AWG	1.741×10^{-7}	1.787×10^{-7}	1.845×10^{-7}	

 Tabla 9. K [$\times 10^{-7}$ %/(kVA·m)] – 13,2 kV – Trifásico (Factor $\times 1$ incorporado)

b) Constantes K – Red 13,2 kV – Circuito Bifásico

Configuración	Calibre	K — Zona 1 12°C [%/(kVA·m)]	K — Zona 2 20°C [%/(kVA·m)]	K — Zona 3 30°C [%/(kVA·m)]	DMG
Horiz. Tangencial / Semibandera	#2 AWG	11.024×10^{-7}	11.308×10^{-7}	11.663×10^{-7}	D_AC = 2.300 mm
	1/0 AWG	7.751×10^{-7}	7.930×10^{-7}	8.152×10^{-7}	
	2/0 AWG	6.604×10^{-7}	6.745×10^{-7}	6.921×10^{-7}	
	4/0 AWG	4.941×10^{-7}	5.030×10^{-7}	5.142×10^{-7}	
Bandera	#2 AWG	10.918×10^{-7}	11.203×10^{-7}	11.558×10^{-7}	D_AC = 1.740 mm
	1/0 AWG	7.646×10^{-7}	7.824×10^{-7}	8.047×10^{-7}	
	2/0 AWG	6.498×10^{-7}	6.640×10^{-7}	6.816×10^{-7}	
	4/0 AWG	4.836×10^{-7}	4.925×10^{-7}	5.036×10^{-7}	
Vertical Pull Over	#2 AWG	10.778×10^{-7}	11.062×10^{-7}	11.417×10^{-7}	D_AC = 1.200 mm
	1/0 AWG	7.506×10^{-7}	7.684×10^{-7}	7.907×10^{-7}	
	2/0 AWG	6.358×10^{-7}	6.499×10^{-7}	6.676×10^{-7}	
	4/0 AWG	4.696×10^{-7}	4.785×10^{-7}	4.896×10^{-7}	

 Tabla 10. K [$\times 10^{-7}$ %/(kVA·m)] – 13,2 kV – Bifásico (Factor $\times 2$ incorporado, DMG = D_AC)

Notas:

Para el circuito bifásico el DMG utilizado es D_AC, la distancia entre los dos conductores extremos de la cruceta (sin conductor central). El factor $\times 2$ ya está incorporado en los valores K de esta tabla. Las configuraciones Semiaislado Rombo y XLPE Mensajero no admiten circuito bifásico.

c) Constantes K – Red 34,5 kV – Circuito Trifásico

Configuración	Calibre	K – Zona 1 12°C [%/(kVA·m)]	K – Zona 2 20°C [%/(kVA·m)]	K – Zona 3 30°C [%/(kVA·m)]	DMG 3F
Horiz. Tangencial / Semibandera	1/0 AWG	5.540×10^{-8}	5.671×10^{-8}	5.834×10^{-8}	1.4197 m
	2/0 AWG	4.700×10^{-8}	4.804×10^{-8}	4.933×10^{-8}	
	4/0 AWG	3.484×10^{-8}	3.549×10^{-8}	3.630×10^{-8}	
	266.8 MCM	3.051×10^{-8}	3.103×10^{-8}	3.168×10^{-8}	
Bandera	1/0 AWG	5.469×10^{-8}	5.599×10^{-8}	5.762×10^{-8}	1.0961 m
	2/0 AWG	4.629×10^{-8}	4.732×10^{-8}	4.861×10^{-8}	
	4/0 AWG	3.412×10^{-8}	3.477×10^{-8}	3.559×10^{-8}	
	266.8 MCM	2.979×10^{-8}	3.032×10^{-8}	3.097×10^{-8}	
Vertical Pull Over	1/0 AWG	5.366×10^{-8}	5.497×10^{-8}	5.660×10^{-8}	0.7560 m
	2/0 AWG	4.526×10^{-8}	4.630×10^{-8}	4.759×10^{-8}	
	4/0 AWG	3.310×10^{-8}	3.375×10^{-8}	3.456×10^{-8}	
	266.8 MCM	2.877×10^{-8}	2.929×10^{-8}	2.994×10^{-8}	
H Doble Plano	1/0 AWG	5.693×10^{-8}	5.824×10^{-8}	5.987×10^{-8}	2.4713 m
	2/0 AWG	4.853×10^{-8}	4.957×10^{-8}	5.086×10^{-8}	
	4/0 AWG	3.637×10^{-8}	3.702×10^{-8}	3.783×10^{-8}	
	266.8 MCM	3.204×10^{-8}	3.256×10^{-8}	3.321×10^{-8}	
H Horizontal	1/0 AWG	5.685×10^{-8}	5.815×10^{-8}	5.978×10^{-8}	2.3938 m
	2/0 AWG	4.845×10^{-8}	4.948×10^{-8}	5.077×10^{-8}	
	4/0 AWG	3.628×10^{-8}	3.693×10^{-8}	3.774×10^{-8}	
	266.8 MCM	3.195×10^{-8}	3.247×10^{-8}	3.313×10^{-8}	
Semiaislado Rombo	1/0 AWG	5.082×10^{-8}	5.212×10^{-8}	5.376×10^{-8}	0.2700 m
	2/0 AWG	4.242×10^{-8}	4.345×10^{-8}	4.475×10^{-8}	
	4/0 AWG	3.025×10^{-8}	3.090×10^{-8}	3.172×10^{-8}	
	266.8 MCM	2.592×10^{-8}	2.645×10^{-8}	2.710×10^{-8}	
XLPE 35 kV Mensajero	1/0 AWG	4.751×10^{-8}	4.887×10^{-8}	5.057×10^{-8}	0.0360 m
	2/0 AWG	3.877×10^{-8}	3.985×10^{-8}	4.120×10^{-8}	
	4/0 AWG	2.613×10^{-8}	2.681×10^{-8}	2.766×10^{-8}	

 Tabla 11. K [$\times 10^{-8}$ %/(kVA·m)] – 34,5 kV – Trifásico (Factor $\times 1$ incorporado)

Notas:

El exponente $\times 10^{-8}$ para las tablas de 34,5 kV (frente a $\times 10^{-7}$ para 13,2 kV) refleja que $V^2(34,5 \text{ kV}) \approx 6,8 \times V^2(13,2 \text{ kV})$; la constante K es proporcionalmente menor para el mismo conductor y configuración. La red 34,5 kV opera exclusivamente en circuito trifásico.



1.1.2.6 TABLA RESUMEN COMPARATIVA DE TECNOLOGÍAS



La tabla siguiente consolida las tecnologías de conductores normalizadas por EBSA, los niveles de tensión de aplicación, los calibres disponibles y las configuraciones de armado admitidas para cada una.

Tecnología	Nivel tensión	Calibres normalizados	Configuraciones aplicables	Circuito
ACSR Desnudo	13.2 kV	#2, 1/0, 2/0, 4/0 AWG	H. Tangencial, Semibandera, Bandera, V. Pull Over, H Doble Plano, H Horizontal	3F y 2F
ACSR Desnudo	34.5 kV	1/0, 2/0, 4/0 AWG, 266.8 MCM	Todas las configuraciones	Solo 3F
Semiaislado Rombo	13.2 kV	#2, 1/0, 2/0, 4/0 AWG	Rombo — espaciador 180 mm	Solo 3F
Semiaislado Rombo	34.5 kV	1/0, 2/0, 4/0 AWG, 266.8 MCM	Rombo — espaciador 270 mm	Solo 3F
XLPE Mensajero AAC	15 kV (13.2 kV)	1/0, 2/0, 4/0 AWG	Trébol en contacto — DMG = diám. exterior	Solo 3F
XLPE Mensajero AAC	35 kV (34.5 kV)	1/0, 2/0, 4/0 AWG	Trébol en contacto — DMG = diám. exterior	Solo 3F

Tabla 12. Comparación de tecnologías de conductores MT normalizadas EBSA

C) RECOMENDACIONES TÉCNICAS

C.1. Zona climática: el diseñador debe verificar la altitud del proyecto para asignar la zona correcta (Zona 1: > 2.500 msnm – 12°C; Zona 2: 1.000–2.500 msnm – 20°C; Zona 3: < 1.000 msnm – 30°C). Usar una zona de temperatura inferior a la real, subestima K y puede llevar a incumplimiento del límite de regulación.

C.2. Escenario conservador de cruceta: las tablas de K fueron calculadas con los espaciamientos de cruceta 2,5 m. El diseño que cumple el 2 % con estos valores cumple en todos los casos con cruceta 2,0 m. Si se requiere mayor precisión, el diseñador puede calcular K directamente con el DMG real de la cruceta instalada.

C.3. Tecnología semiaislada y XLPE: presentan valores K inferiores al ACSR desnudo para el mismo calibre, por su menor DMG. Son favorables para tramos con carga elevada o longitudes críticas. Sin embargo, requieren accesorios de empalme y terminación específicos y mayor cuidado en la instalación.

C.4. Circuito bifásico: aplica únicamente a redes de 13,2 kV con ACSR desnudo. No se autoriza circuito bifásico con conductores semiaislados rombo ni con cable XLPE mensajero.

C.5. Calibre mínimo en 34,5 kV: el calibre #2 AWG no está normalizado para redes de 34,5 kV. El calibre mínimo para ese nivel de tensión es 1/0 AWG.

SECCIÓN

1.1.3 SELECCIÓN DE RUTA Y
CONDICIONES DE
IMPLANTACIÓN



Zonificación Altimétrica del Departamento de Boyacá

El departamento de Boyacá presenta una diversidad altimétrica que abarca desde los 150 msnm en el Territorio Vásquez y la vertiente oriental, hasta los 3,000 msnm en el altiplano cundiboyacense. Esta variación genera condiciones climáticas diferenciadas que inciden directamente en el diseño mecánico de las redes aéreas de media tensión.

Para efectos del diseño de redes aéreas convencionales de media tensión, se establecen tres zonas climáticas basadas en la clasificación de pisos térmicos del Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM):

ZONA	ALTITUD (msnm)	PISO TÉRMICO	MUNICIPIOS REPRESENTATIVOS
I	150 – 1,000	Cálido	Puerto Boyacá, Otanche, Muzo, San Luis de Gaceno, Cubará
II	1,000 – 2,300	Templado	Moniquirá, Villa de Leyva, Garagoa, Miraflores, Chiquinquirá
III	2,300 – 3,000	Frío	Tunja, Duitama, Sogamoso, Paipa, Cerinza, Toca

Tabla 13. Zonificación altimétrica del departamento de Boyacá y clasificación de pisos térmicos

Parámetros Climáticos de Diseño por Zona:

ZONA	Temp. Mínima	Temp. Máxima	Nivel Cerámico	Viento Diseño
I (Cálido)	18°C	38°C	Alto (70-90)	80 km/h (22.2 m/s)
II (Templado)	8°C	30°C	Alto (60-80)	80 km/h (22.2 m/s)
III (Frío)	0°C	25°C	Alto (40-60)	100 km/h (27.8 m/s)

Tabla 14. Parámetros climáticos de diseño para redes aéreas de media tensión por zona

Notas:

El nivel cerámico indica el número de días con tormenta eléctrica por año. En zonas con nivel Alto (>60 días/año), es obligatoria la instalación de descargadores de sobretensión según NTC 4552. La velocidad de viento de diseño corresponde al mapa de amenaza eólica NSR-10 (Título B, Capítulo B.6). No se considera sobrecarga por hielo en ninguna de las zonas del departamento.



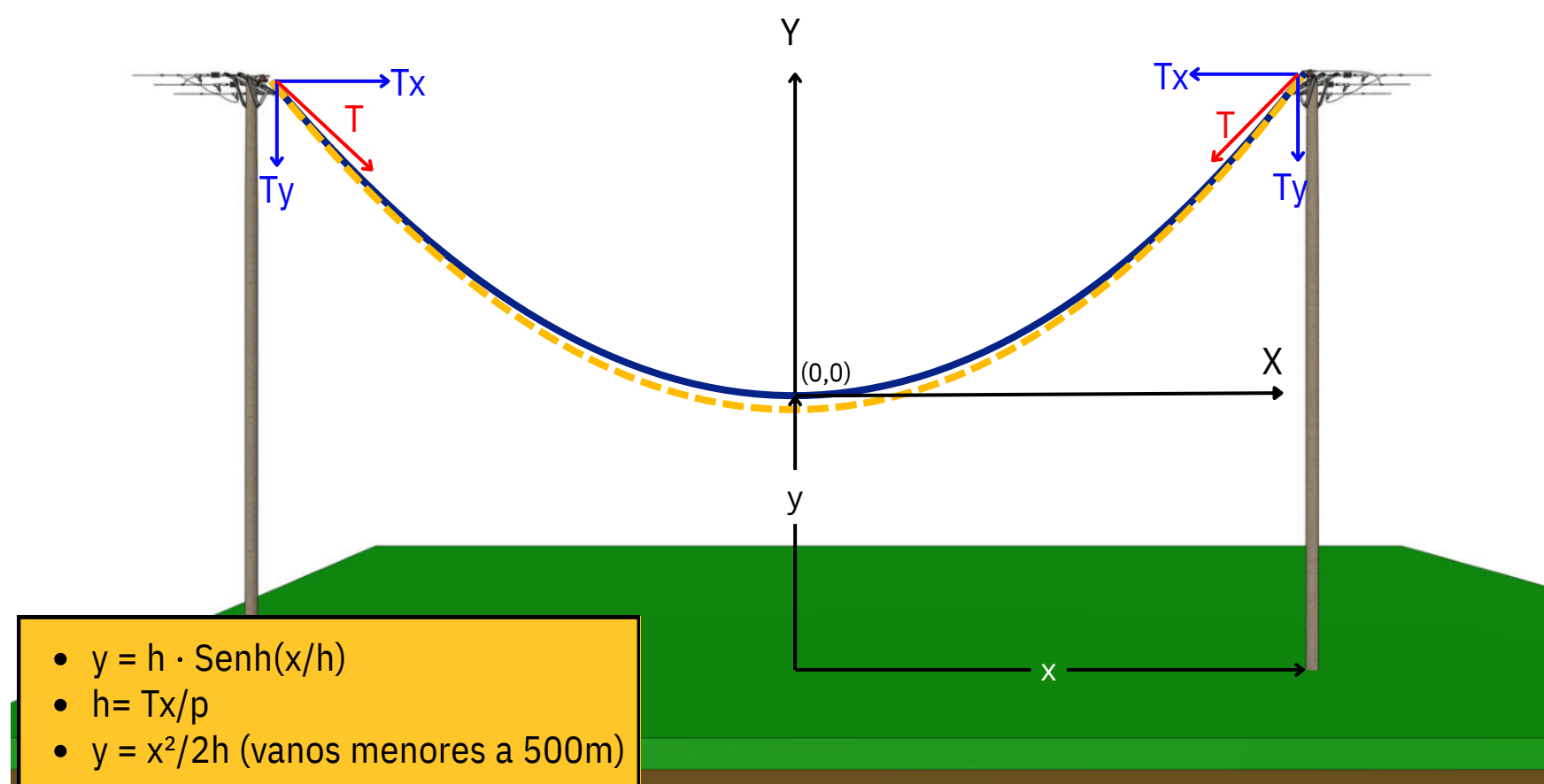
1.1.3.1 PLANTILLADO Y CRITERIOS DE TRAZADO



A) DEFINICIÓN Y OBJETIVO

El plantillado es el procedimiento técnico mediante el cual se define la posición de los apoyos sobre el perfil topográfico del terreno, utilizando la plantilla de distribución de apoyos. Esta plantilla es una representación gráfica a escala que contiene las curvas características del comportamiento mecánico del conductor para el vano ideal de regulación (VIR) del cantón analizado.

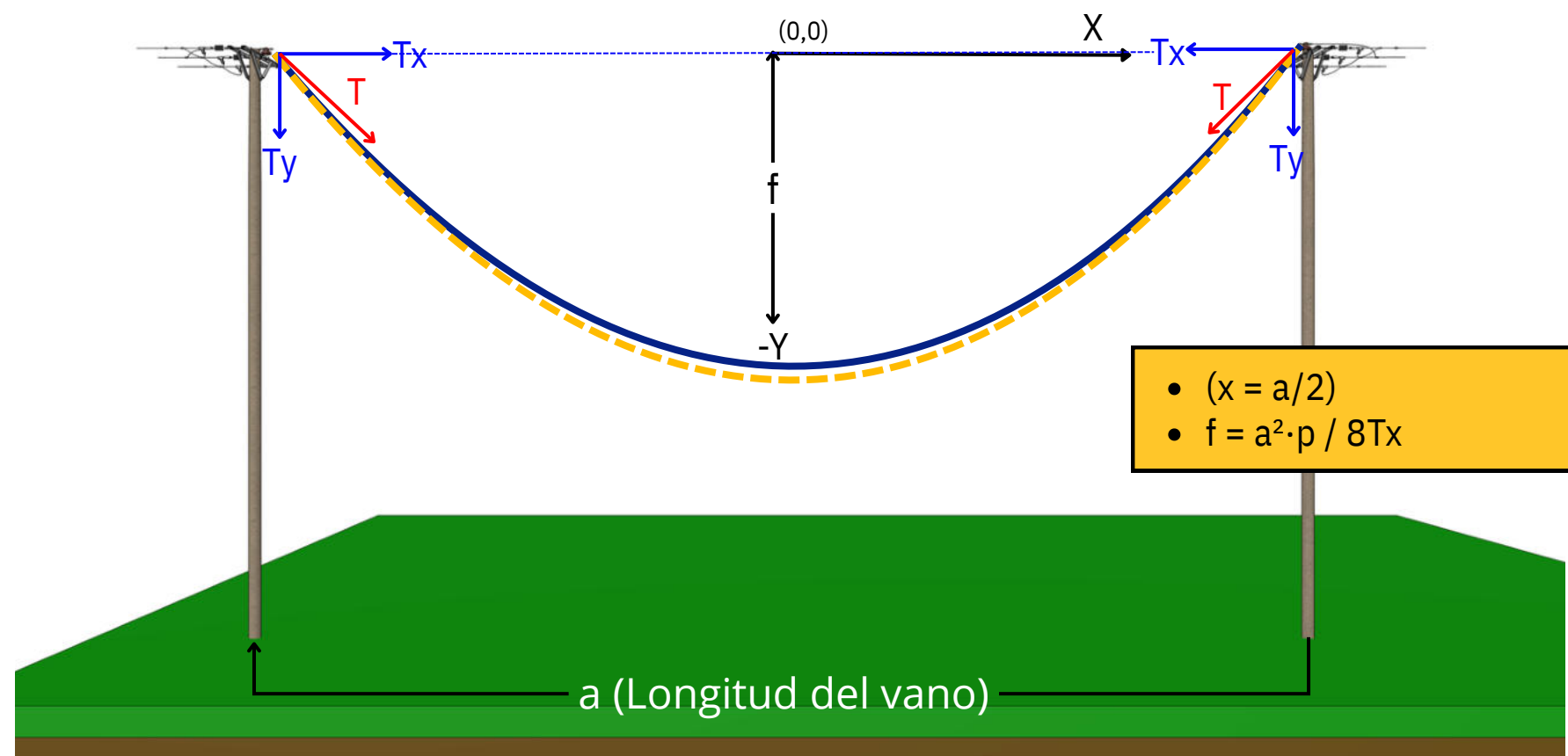
El objetivo del plantillado es garantizar que en todas las condiciones climáticas previstas (temperatura mínima, máxima y de tendido según la zona), el conductor mantenga las distancias mínimas de seguridad al terreno y a los obstáculos, optimizando simultáneamente la cantidad y tipo de estructuras requeridas.



Donde:

- y = Distancia máxima al suelo
- h = Parametro de la catenaria
- p = Peso unitario del conductor
- T_x = Tensión horizontal
- x = Distancia a la flecha máxima

Figura 13. Catenaria y aproximación parabólica del conductor.



Donde:

- f = Flecha máxima
- a = Longitud del vano
- p = Peso unitario del conductor
- T_x = Tensión horizontal

Figura 14. Definición geométrica de la flecha.

B) METODOLOGÍA DE CÁLCULO / CRITERIOS DE DISEÑO.

El plantillado debe realizarse considerando los parámetros climáticos establecidos para cada zona altimétrica del departamento de Boyacá. Los criterios de trazado deben cumplir con:

- Distancia mínima del conductor al suelo: 6.0 metros (todos los niveles de tensión).
- Flecha máxima permitida: ≤ 1.0 metro en condiciones normales de operación.
- Vanos y cantones máximos según tipo de conductor y calibre (ver Tabla 19.).

El procedimiento de plantillado comprende las siguientes etapas:

- Elaboración del perfil topográfico longitudinal a escala adecuada según los rótulos e instructivos de EBSA.
- Determinación del vano ideal de regulación (VIR) mediante la expresión: $VIR = \sqrt{(\sum a_i^3 / \sum a_i)}$, donde a_i son los vanos del cantón.
- Construcción de la plantilla con las parábolas de flecha máxima (temperatura máxima de la zona), flecha mínima (temperatura mínima de la zona) y distancia mínima al terreno 6.0 m.
- Superposición de la plantilla sobre el perfil, verificando que la parábola de distancia mínima no intercepte el terreno ni los obstáculos.
- Ajuste iterativo de la posición y altura de los apoyos hasta cumplir todos los requisitos

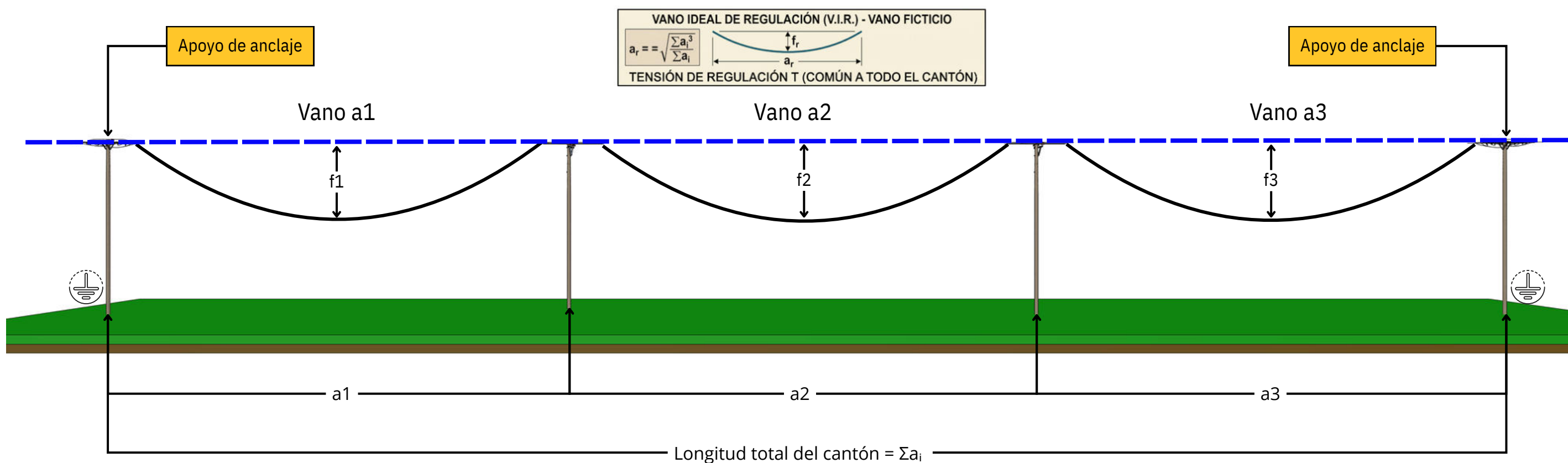


Figura 15. Cantón con vanos de diferente longitud y concepto de V.I.R.

C) TABLAS DE VALORES Y PARÁMETROS NORMALIZADOS

Parámetros de Cantón Normalizados para Media Tensión en Boyacá:

TIPO DE CONDUCTOR	NºMÁX VANOS (Línea recta)	NºMÁX VANOS (Con ángulos)
ACSR desnudo	4	3
Semiaislado 15 kV	4	3
Semiaislado 35 kV	4	3
XLPE Aislado 15 kV	3	3
XLPE Aislado 35 kV	3	3

Tabla 15. Número máximo de vanos por cantón según tipo de conductor

D) RECOMENDACIONES TÉCNICAS / BUENAS PRÁCTICAS

- Utilizar vanos lo más uniformes posible dentro del cantón para minimizar desequilibrios mecánicos.
- El vano regulador no debe exceder el 95% del vano máximo permitido como margen de seguridad.
- En terrenos irregulares con desniveles superiores al 15%, reducir el vano máximo en un 20%.
- Ubicar los postes en zonas accesibles para construcción y mantenimiento.
- Documentar el replanteo con coordenadas georreferenciadas.



1.1.3.2 DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD



Las distancias mínimas de seguridad aplicables a redes aéreas de media tensión se establecen en función del nivel de tensión nominal (13.2 kV o 34.5 kV) y el tipo de zona atravesada (rural, urbana, cruces con vías, proximidad a edificaciones, entre otros).

Durante el proceso de plantillado y selección de ruta, el diseñador debe verificar que en todas las condiciones climáticas previstas (especialmente en temperatura máxima, cuando la flecha es mayor), se cumplan las separaciones mínimas reglamentarias entre los conductores energizados y el terreno, edificaciones, otras líneas y demás elementos del entorno.

Para información detallada sobre valores de distancias mínimas, metodología de verificación, prescripciones especiales para cruces y paralelismos, consultar el **Capítulo 4, Título 5: Distancias de Seguridad y Señalización.**



1.1.3.3 EVALUACIÓN DE TOPOGRAFÍA Y PENDIENTES



A) DEFINICIÓN Y OBJETIVO

La evaluación topográfica comprende el análisis del relieve del terreno a lo largo del corredor de la línea, con el fin de identificar zonas con pendientes pronunciadas, depresiones, crestas y otros accidentes geográficos que incidan en el diseño mecánico de la red y determinen la configuración estructural más adecuada.

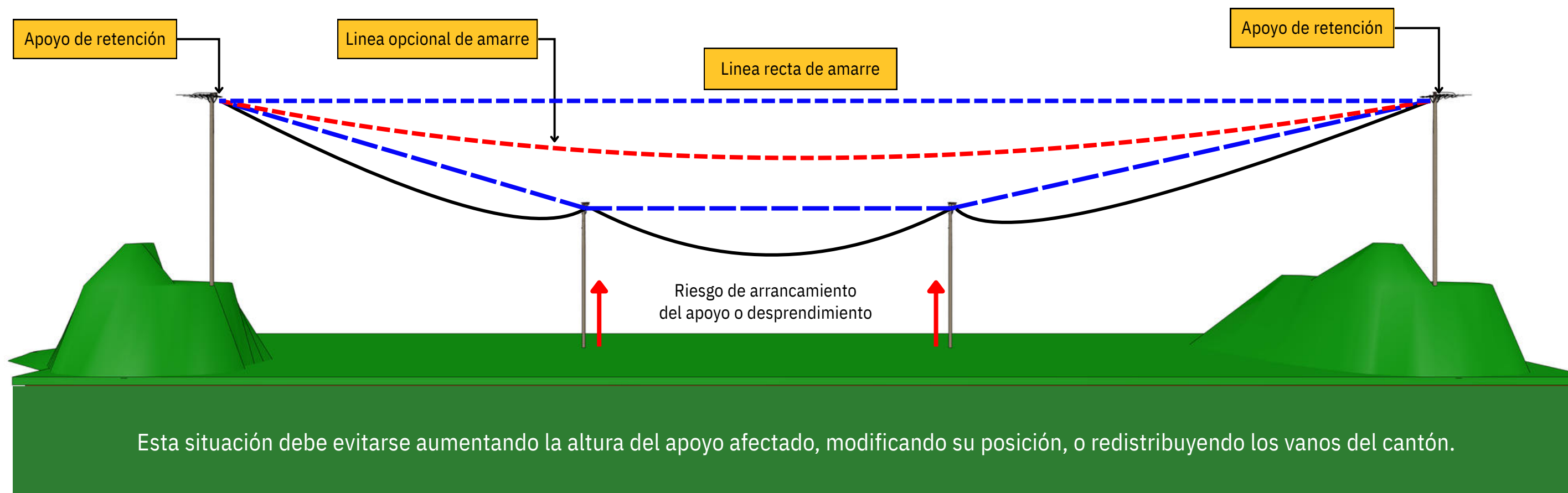


Figura 16. Criterio de arrancamiento de estructuras en postes elevados.

Notas:

Cuando la línea de amarre entre las dos estructuras de retención se mantenga a una altura suficiente que garantice el cumplimiento de las distancias de seguridad reglamentarias y no genere riesgo mecánico ni eléctrico sobre apoyos intermedios, no se deben instalar estructuras adicionales debajo del vano.

La incorporación de apoyos intermedios en estas condiciones puede inducir esfuerzos verticales no previstos, generar riesgos de arrancamiento o inestabilidad estructural y alterar el comportamiento natural de la catenaria del conductor.

B) METODOLOGÍA DE CÁLCULO / CRITERIOS DE DISEÑO.

El departamento de Boyacá presenta una topografía predominantemente montañosa, con pendientes que pueden superar el 30% en amplias zonas de su territorio. Esta condición requiere especial atención en el diseño de redes aéreas para evitar esfuerzos de levantamiento y garantizar la estabilidad de las estructuras.

La clasificación del terreno según su pendiente se establece de la siguiente manera:

TIPO DE TERRENO	PENDIENTE	CONSIDERACIONES
Plano	< 5%	Estructuras convencionales. Sin restricciones especiales.
Ondulado	5% - 15%	Verificar desniveles entre postes. Evaluar H Simple si se requiere.
Montañoso	15% - 30%	Evaluar esfuerzos de levantamiento. Considerar estructuras H.
Escarpado	> 30%	Requiere análisis especial. Evaluar H Doble o R300.

Tabla 16. Clasificación del terreno según pendiente para diseño de redes aéreas

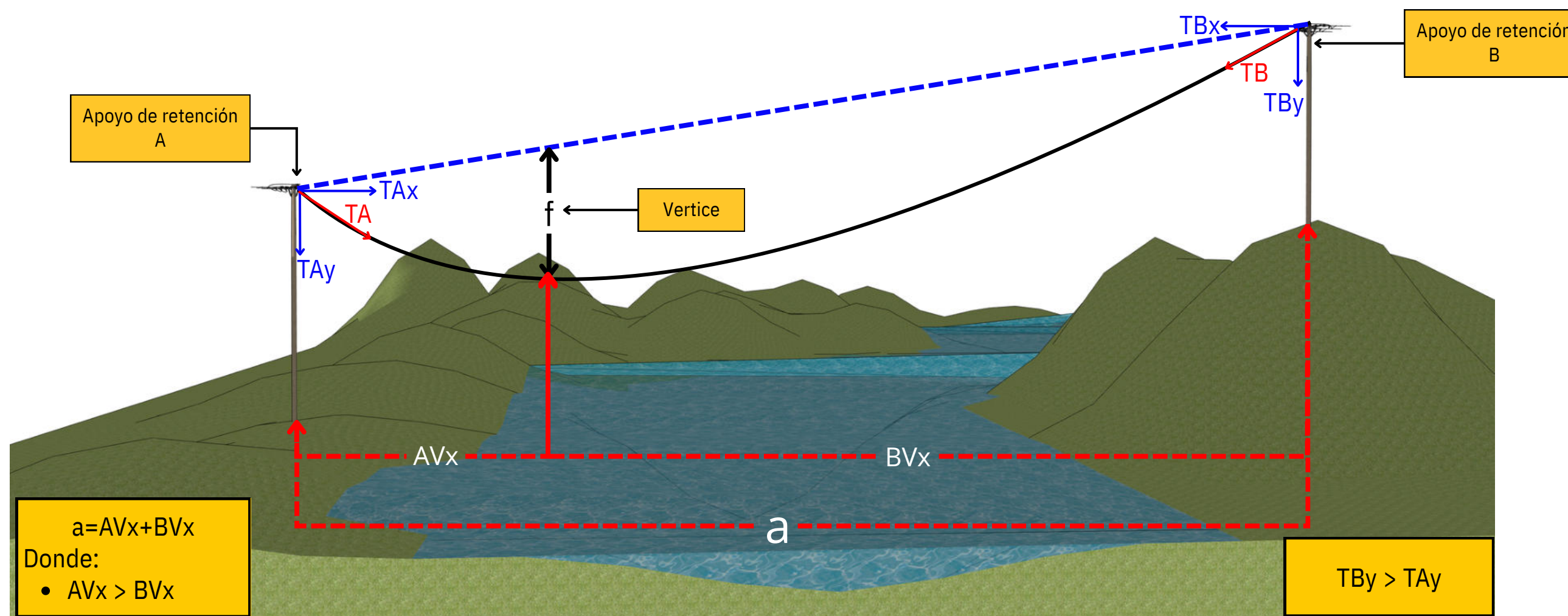


Figura 17. Geometría del vano inclinado y distribución de cargas.

En terrenos con pendiente, el desnivel entre apoyos consecutivos modifica la distribución de tensiones en el conductor. Se debe verificar que el apoyo ubicado en la cota superior no experimente esfuerzos de levantamiento en la condición de temperatura mínima de la zona.

C) TABLAS DE VALORES

Guía de Selección de Configuración según Condición Topográfica

CONDICIÓN DEL TERRENO	CONFIGURACIÓN	Nº MÁX VANOS
Plano (desnivel ≤ 7 m)	Convencional	4 / 3 *
Plano con cruce 140-180 m	H Simple Plano	4
Desnivel 15-25 m, vano 200-250 m	H Simple Desnivel	3
Desnivel 40-50 m, vano 350-500 m	H Doble Triangular	2
Desnivel ≥ 55 m, vano 500-750 m	R300	1

* 4 vanos para ACSR/Semiaislado, 3 vanos para XLPE. Las configuraciones H y R300 aplican exclusivamente para conductor ACSR desnudo.

Tabla 17. Guía de Selección de Configuración según Condición Topográfica

CALIBRE	CONFIGURACIÓN	VANO MÁX (m)	Nº VANOS	CANTÓN MÁX (m)	DESNIVEL TOTAL MÁX (m)
2 AWG	H Simple Plano	180	4	720	≤ 28
	H Simple Desnivel	250	3	750	≤ 45
	H Doble	500	2	1,000	≤ 80
1/0 AWG	H Simple Plano	160	4	640	≤ 28
	H Simple Desnivel	230	3	690	≤ 54
	H Doble	450	2	900	≤ 100

2/0 AWG	H Simple Plano	150	4	600	≤28
	H Simple Desnivel	220	3	660	≤60
	H Doble	400	2	800	≤90
4/0 AWG	H Simple Plano	140	4	560	≤28
	H Simple Desnivel	200	3	600	≤75
	H Doble	350	2	700	≤80
Todos	R300	500-750	1	=Vano	≥55-115

Tabla 18. Cantón Máximo por Configuración Especial y Calibre (Solo ACSR Desnudo)

Notas:

Cantón máx = Vano máx × N° vanos. Desnivel total = Desnivel por vano × N° vanos. Para especificaciones detalladas de cada configuración, consultar la Sección 1.1.4.

D) RECOMENDACIONES TÉCNICAS / BUENAS PRÁCTICAS

- En terrenos montañosos, preferir trazados que sigan las curvas de nivel cuando sea posible.
- Evitar ubicar postes en zonas de ladera con riesgo de deslizamiento.
- En pendientes pronunciadas, considerar el uso de postes de retención para limitar la longitud de los cantones.
- Verificar la accesibilidad para equipos de construcción y mantenimiento.
- Para estructuras H Doble y R300 en Zona III, es obligatoria la instalación de amortiguadores de vibración.



1.1.3.4 VALLES, CRUCES Y CAMBIOS DE DIRECCIÓN



A) DEFINICIÓN Y OBJETIVO

Este numeral establece los criterios para el diseño de la red en situaciones especiales como el cruce de valles y depresiones del terreno, cruces con otras infraestructuras (vías, líneas eléctricas, líneas de comunicación) y cambios de dirección del trazado.

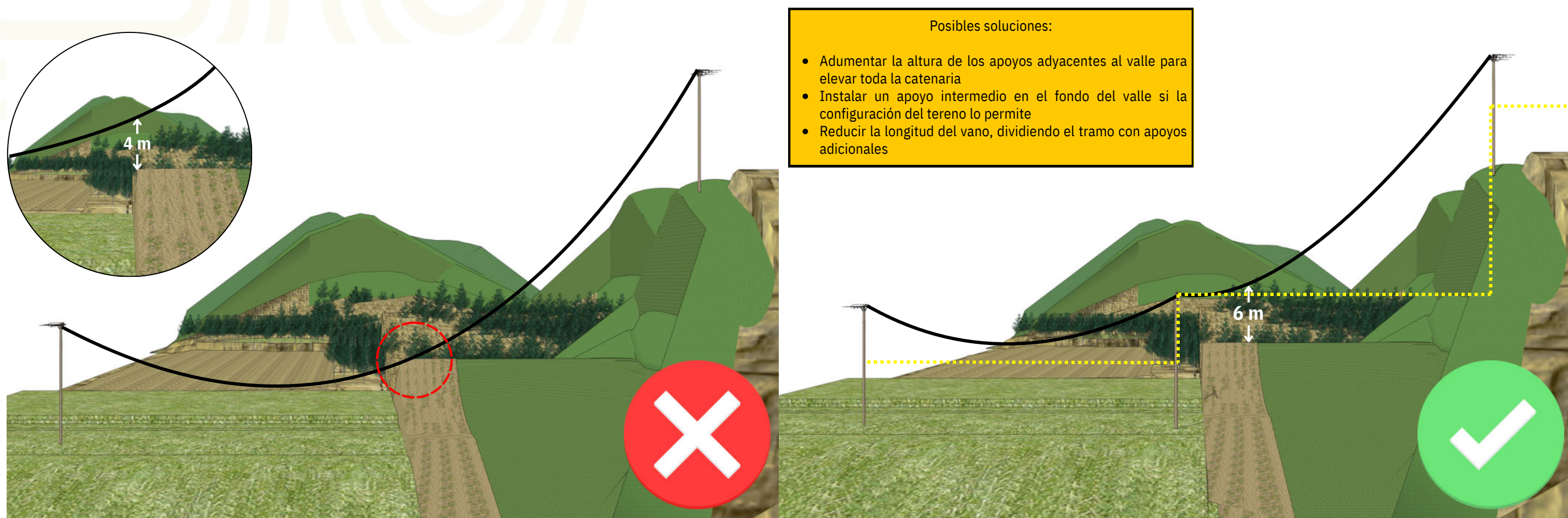


Figura 18. Verificación de distancia mínima en cruce de valle

Notas:

La figura es lustrativa y tiene como finalidad representar el comportamiento general del vano en condiciones de cruce de valle o depresión del terreno. En todo caso, el conductor no deberá aproximarse, tocar el terreno ni incumplir las distancias mínimas de seguridad reglamentarias, independientemente de la configuración topográfica. El diseño definitivo deberá garantizar el cumplimiento de las distancias exigidas por la normatividad vigente en toda condición de carga y temperatura.

B) METODOLOGÍA DE CÁLCULO / CRITERIOS DE DISEÑO.

Los cruces con otras infraestructuras deben cumplir las distancias mínimas establecidas en el RETIE. Los cambios de dirección generan esfuerzos transversales adicionales sobre los apoyos, que deben ser considerados en el cálculo mecánico.

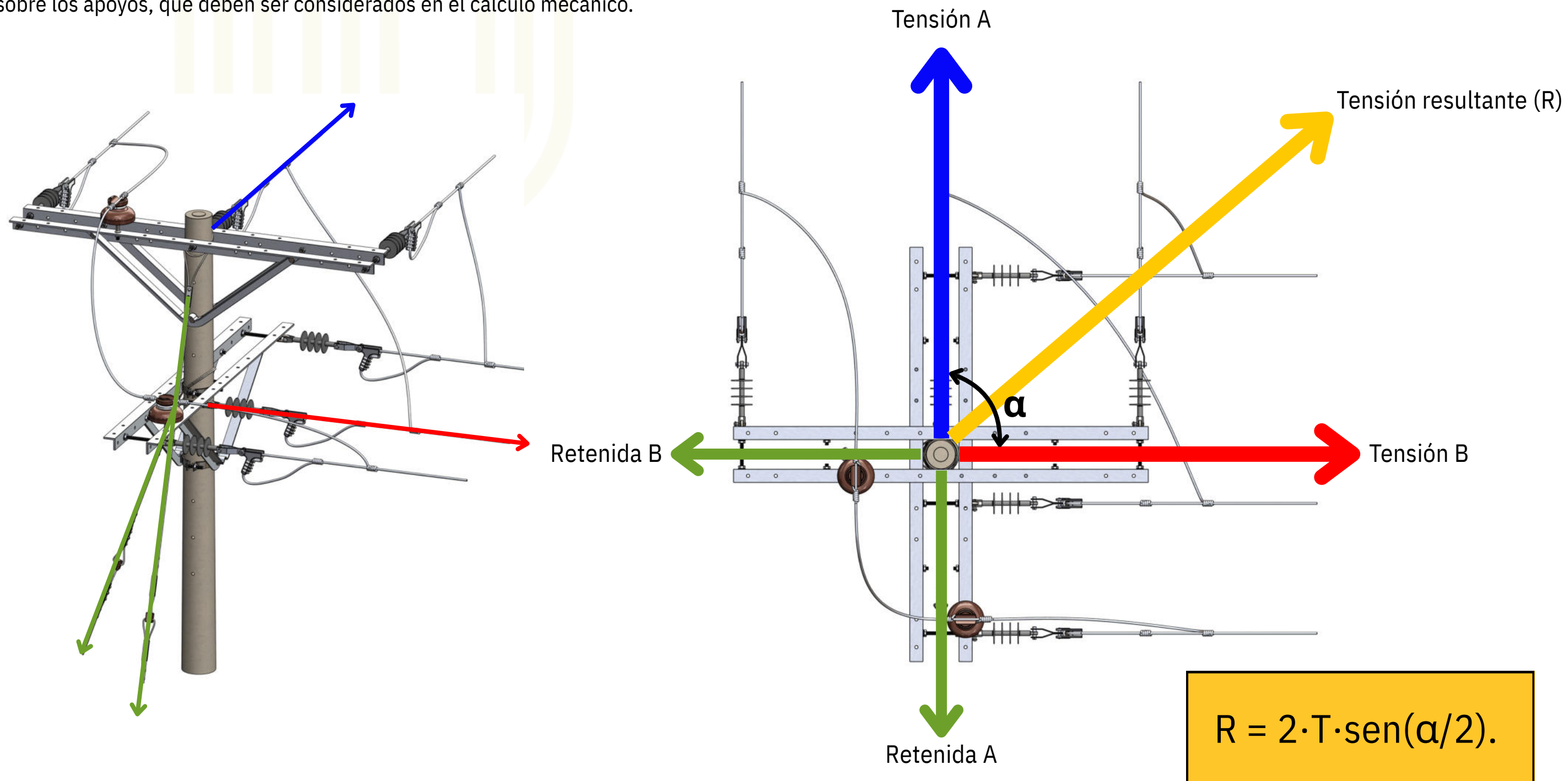


Figura 19. Resultante de fuerzas en apoyo de ángulo

Cruces de valles y depresiones:

- En valles donde la flecha del conductor se aproxima al terreno, verificar la distancia mínima de 6.0 m en condición de temperatura máxima.
- Si no es posible mantener la distancia mínima con estructura convencional, evaluar estructuras H o R300.
- Para cruces sobre vías principales o ferrocarriles, no exceder el 70% del vano máximo permitido.

C) TABLAS DE VALORES

Clasificación de apoyos según ángulo de deflexión:

ÁNGULO	TIPO DE APOYO	RETENIDA	OBSERVACIÓN
0° – 5°	Alineación	No requiere	-Cruceta reforzada
5° – 30°	Ángulo	Simple	Aplica si el poste es <1050 kgf
>30°	Retención	Simple/Doble	Aplica si el poste es <1050 kgf

Tabla 19. Clasificación de estructuras según ángulo de deflexión de la línea

D) RECOMENDACIONES TÉCNICAS / BUENAS PRÁCTICAS

- Minimizar los cambios de dirección mediante una adecuada selección de ruta.
- En cruces con vías importantes, verificar los gálibos establecidos por la autoridad competente.
- En cruces con otras líneas eléctricas, mantener una separación vertical mínima de 2.0 m entre conductores.
- Ubicar los postes de cruce en terreno firme y accesible.
- Documentar fotográficamente todos los cruces especiales.

SECCIÓN

1.1.4 CÁLCULO DE VANO Y
CURVAS DE TENDIDO

4

1.1.4.1 VANO SUPUESTO, REGULADOR Y REAL

A) DEFINICIÓN Y OBJETIVO

Este subnumeral establece las definiciones y criterios para la determinación de los diferentes tipos de vanos utilizados en el diseño de redes de media tensión, así como los valores máximos permitidos según el tipo de conductor y calibre.

Vano: Distancia horizontal entre dos soportes consecutivos de una línea de distribución eléctrica.

Vano Supuesto (Vano de Diseño): Longitud de referencia utilizada para el cálculo mecánico inicial del conductor. Corresponde al vano típico o promedio esperado en un proyecto.

Vano Regulador (Vano Equivalente): Vano ficticio que produce la misma tensión media que el conjunto de vanos reales de un cantón. Se calcula como la raíz cuadrada de la suma de los cubos de los vanos dividida entre la suma de los vanos.

Vano Real: Distancia horizontal efectiva entre dos apoyos consecutivos medida en campo o definida en el diseño topográfico del proyecto.

Cantón: Conjunto de vanos comprendidos entre dos estructuras de retención (anclaje). Todos los vanos de un cantón comparten la misma tensión mecánica.

B) METODOLOGÍA DE CÁLCULO

Cálculo del Vano Regulador:

Para un cantón con n vanos de longitudes a_1, a_2, \dots, a_n , el vano regulador se determina mediante:

$$a_{\text{reg}} = \sqrt[3]{(a_1^3 + a_2^3 + \dots + a_n^3) / n}$$

O de forma equivalente:

$$a_{reg} = \sqrt{[(\sum a_i^3) / (\sum a_i)]}$$

Criterio de Vano Máximo:

El vano máximo se limita por dos criterios principales:

- Flecha máxima permitida: $f \leq 1.0$ metro
- Tensión de trabajo: $T \leq 50\%$ de la carga de rotura del conductor o mensajero

La fórmula para verificar la flecha es:

$$f = (a^2 \times p) / (8 \times T_{50})$$

Metodología de Ajuste de Vanos por Calibre:

Los vanos máximos de referencia están definidos para el calibre 1/0 AWG. Para otros calibres, el vano se ajusta proporcionalmente al peso del conductor, manteniendo la misma tensión de trabajo:

$$a_{calibre} = a_{ref} \times \sqrt{(p_{ref} / p_{calibre})}$$

Donde:

$a_{calibre}$ = vano máximo para el calibre a calcular (m).

a_{ref} = vano máximo de referencia para 1/0 AWG (m).

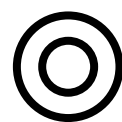
p_{ref} = peso del conductor de referencia 1/0 AWG (kgf/m).

$p_{calibre}$ = peso del conductor del calibre a calcular (kgf/m).

SIMBOLOS



Estructura de retención



Estructura de paso



Retenida de anclaje



Línea de 13,2 kV

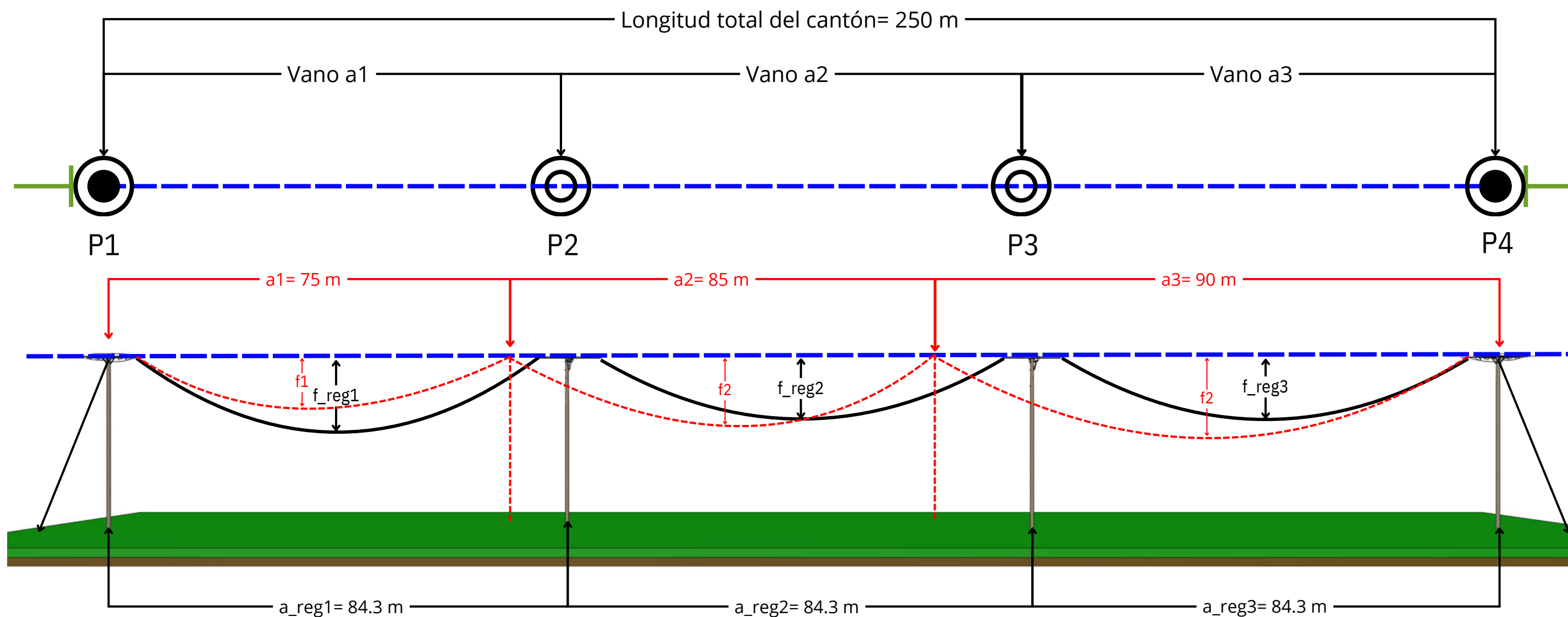


Figura 20. Esquema de Cantón con Tipos de Vano

Notas:

La figura es lustrativa y busca representar de forma conceptual la disposición de vanos y flechas. Las proporciones no corresponden necesariamente a valores reales de diseño, los cuales deberán definirse mediante los cálculos técnicos y conforme a la normatividad vigente.

C) TABLAS DE VALORES Y EJEMPLOS PRÁCTICOS

C.1. Valores de referencia de vano máximo y cantón máximo según tipo y calibre de conductor en un poste

CALIBRE	CÓDIGO	PESO (kgf/m)	VANO MÁX (m)	CANTÓN MÁX (m)
A) CONDUCTOR ACSR DESNUDO				
2 AWG	Sparrow	0.139	115	460
1/0 AWG	Raven	0.22	90	360
2/0 AWG	Quail	0.277	80	320
4/0 AWG	Penguin	0.442	65	260
B) CABLE SEMIAISLADO 15 kV (Conductor ACSR)				
2 AWG*	-	0.21	75	300
1/0 AWG	-	0.35	60	240
2/0 AWG*	-	0.44	55	220
4/0 AWG*	-	0.69	45	180
C) CABLE SEMIAISLADO 35 kV (Conductor ACSR)				
2 AWG*	-	0.32	65	260
1/0 AWG	-	0.5	50	200
2/0 AWG*	-	0.63	45	180
4/0 AWG*	-	1	35	140
D) CABLE XLPE AISLADO 15 kV (Trenzado con mensajero ACSR)				
2 AWG	-	2.00**	40	120
1/0 AWG	-	2.33**	35	105
2/0 AWG	-	2.54**	35	105
4/0 AWG	-	3.11**	30	90
E) CABLE XLPE AISLADO 35 kV (Trenzado con mensajero ACSR)				
1/0 AWG	-	3.69**	30	90
2/0 AWG	-	3.94**	30	90
4/0 AWG	-	4.70**	25	75

* Valores estimados proporcionalmente a partir de datos del calibre 1/0 AWG.

** Peso total del sistema (3 fases aisladas + mensajero ACSR 2 AWG Sparrow). Calibre de referencia: 1/0 AWG. Fuente: Catálogos Viakon y Nexans Colombia.

Notas:

Para vanos superiores a los indicados en esta tabla (conductor ACSR desnudo), consultar la Sección 1.1.4.5 - Estructuras Especiales para Vanos Extendidos, que permite alcanzar hasta 750m con configuraciones H y R300.

C.2. Características técnicas de conductores utilizados en redes aéreas de media tensión

CALIBRE	CÓDIGO	SECCIÓN (mm ²)	PESO (kgf/m)	C. ROTURA (kgf)	T ₅₀ (kgf)
2 AWG	Sparrow	33.62	0.139	1,318	659
1/0 AWG	Raven	53.48	0.22	2,026	1,013
2/0 AWG	Quail	67.43	0.277	2,445	1,223
4/0 AWG	Penguin	107.2	0.442	3,852	1,926

Tabla 21. Características de Conductores ACSR Desnudos

Configuración: 6 alambres de aluminio / 1 alambre de acero galvanizado (6/1). Norma: ASTM B-232, NTC 309. Fuente: Catálogo técnico Viakon - Conductores ACSR.

TENSIÓN	CALIBRE	CONDUCTOR	ESP. AISL. (mm)	DIÁM. EXT. (mm)	PESO (kgf/m)
15 kV	2 AWG*	ACSR 6/1	2.5	14.2*	0.21*
15 kV	1/0 AWG	ACSR 6/1	2.5	16.3	0.35
15 kV	2/0 AWG*	ACSR 6/1	2.5	17.8*	0.44*
15 kV	4/0 AWG*	ACSR 6/1	2.5	21.5*	0.69*
35 kV	2 AWG*	ACSR 6/1	5.3	19.8*	0.32*
35 kV	1/0 AWG	ACSR 6/1	5.3	22.1	0.5
35 kV	2/0 AWG*	ACSR 6/1	5.3	23.8*	0.63*
35 kV	4/0 AWG*	ACSR 6/1	5.3	27.5*	1.00*

* Valores estimados proporcionalmente. Aislamiento: XLPE color negro, resistente a rayos UV. Norma: CFE E0000-29. Fuente: Catálogo técnico Viakon - Cable Semiaislado.

Tabla 22. Características de Cables Semiaislados (15 kV y 35 kV)

CALIBRE	TENSIÓN	ESP. AISL. (mm)	PESO FASE (kgf/m)	DIÁM. (mm)	T ₅₀ MENSAJ. (kgf)
2 AWG	15 kV	4.45	0.62	25.6	659
1/0 AWG	15 kV	4.45	0.72	27.4	659
2/0 AWG	15 kV	4.45	0.8	28.8	659
4/0 AWG	15 kV	4.45	0.99	31.5	659
1/0 AWG	35 kV	8.76	1.18	36.8	659
2/0 AWG	35 kV	8.76	1.27	38.2	659
4/0 AWG	35 kV	8.76	1.52	41.8	659

Tabla 23. Características de Cables XLPE Aislados (Autosoportados)

Configuración: 3 fases aisladas trenzadas + mensajero ACSR 2 AWG (Sparrow). T₅₀ corresponde al mensajero portante. Norma: NMX-J-142/1, NTC 5346. Fuente: Catálogo Viakon - Cables de Media Tensión XLPE 100% nivel de aislamiento.

Ejemplo Práctico 1: Cálculo del Vano Regulador

Problema: Un cantón de conductor ACSR 1/0 AWG tiene 3 vanos con longitudes: 75m, 85m y 90m. Calcular el vano regulador y verificar cumplimiento.

Paso 1 - Calcular la suma de los cubos de los vanos:

$$\sum a_i^3 = 75^3 + 85^3 + 90^3 = 421,875 + 614,125 + 729,000 = 1,775,000 \text{ m}^3$$

Paso 2 - Calcular la suma de los vanos:

$$\sum a_i = 75 + 85 + 90 = 250 \text{ m (longitud del cantón)}$$

Paso 3 - Aplicar la fórmula del vano regulador:

$$a_{\text{reg}} = \sqrt{(1,775,000 / 250)} = \sqrt{7100} = 84.3 \text{ metros}$$

Paso 4 - Verificar cumplimiento (para ACSR 1/0 AWG):

- Vano regulador (84.3 m) < Vano máximo ACSR 1/0 (90 m) → CUMPLE ✓
- Cantón total (250 m) < Cantón máximo ACSR 1/0 (450 m) → CUMPLE ✓
- Vano individual máximo (90 m) = Vano máximo permitido → CUMPLE (límite) ✓

Ejemplo Práctico 2: Ajuste de Vano para Otro Calibre

Problema: ¿Cuál es el vano máximo para ACSR 4/0 AWG?

Datos: $a_{\text{ref}} = 90 \text{ m}$ (1/0 AWG), $p_{\text{ref}} = 0.220 \text{ kgf/m}$, $p_{\text{calibre}} = 0.442 \text{ kgf/m}$ (4/0 AWG)

Cálculo: $a_{4/0} = 90 \times \sqrt{(0.220 / 0.442)} = 90 \times \sqrt{0.498} = 90 \times 0.706 = 63.5 \text{ m} \approx 65 \text{ m}$

Verificación: Este resultado coincide con el valor de la Tabla 1.1.4.1-1.

D) RECOMENDACIONES TÉCNICAS

- Utilizar vanos lo más uniformes posible dentro de un cantón para minimizar desequilibrios mecánicos.
- El vano regulador no debe exceder el 95% del vano máximo permitido como margen de seguridad.
- En terrenos irregulares con desniveles superiores al 15%, reducir el vano máximo en un 20%.
- Para cruces sobre vías principales o ferrocarriles, no exceder el 70% del vano máximo permitido.
- Un cantón no debe contener más de 5 vanos consecutivos para facilitar el tensionado y mantenimiento.

IMPORTANTE

La correcta determinación de los tipos de vano es fundamental para el diseño mecánico de la línea. El vano regulador permite calcular las tensiones y flechas de manera uniforme para todo el cantón, mientras que los vanos máximos establecidos por calibre garantizan el cumplimiento de los criterios de seguridad y estabilidad mecánica para las condiciones de operación en la región de Boyacá.

1.1.4.2 CÁLCULO DE FLECHAS EN TERRENOS PLANOS Y EN DESNIVEL

A) DEFINICIÓN Y OBJETIVO

Flecha: Distancia vertical máxima entre el punto más bajo del conductor y la línea recta imaginaria que une los dos puntos de apoyo del vano.

Este subnumeral establece los métodos de cálculo de flechas para terrenos planos (apoyos a igual altura) y terrenos con desnivel (apoyos a diferente altura), definiendo el límite máximo de 1.0 metro de flecha para garantizar las distancias de seguridad reglamentarias según el RETIE 2024.

B) METODOLOGÍA DE CÁLCULO

Flecha máxima permitida = 1.0 metro bajo condiciones normales de operación

B.1 Flecha en Terreno Plano (Apoyos a Igual Altura)

Para vanos con apoyos a la misma altura, la flecha se calcula mediante la ecuación parabólica simplificada:

$$f = (a^2 \times p) / (8 \times T)$$

Donde:

f = flecha del conductor (metros).

a = longitud del vano (metros), p = peso unitario del conductor (kgf/m).

T = tensión de trabajo, típicamente $T_{50} = 50\%$ de carga de rotura (kgf).

B.2 Flecha en Terreno con Desnivel (Apoyos a Diferente Altura)

Cuando los apoyos están a diferente altura, el punto más bajo del conductor no coincide con el centro del vano. Sea h = desnivel entre apoyos (positivo si B está más alto que A):

Posición del punto más bajo:

$$x_0 = (a/2) - (h \times T) / (a \times p)$$

Flecha respecto al apoyo más bajo:

$$f_A = (x_0^2 \times p) / (2 \times T)$$

Si x_0 resulta negativo o mayor que la longitud del vano, el punto más bajo está fuera del vano (caso de pendiente muy pronunciada) y debe verificarse la altura en el apoyo inferior.

C) TABLAS DE VALORES Y EJEMPLOS PRÁCTICOS

Verificación de Flechas Calculadas (diferentes conductores) en un poste

TIPO CONDUCTOR	CALIBRE	VANO MÁX (m)	PESO (kgf/m)	T ₅₀ (kgf)	FLECHA (m)	CUMPLE
CONDUCTOR ACSR DESNUDO						
ACSR Desnudo	2 AWG	115	0.139	659	0.36	SÍ ✓
ACSR Desnudo	1/0 AWG	90	0.22	1,013	0.22	SÍ ✓
ACSR Desnudo	2/0 AWG	80	0.277	1,223	0.18	SÍ ✓
ACSR Desnudo	4/0 AWG	65	0.442	1,926	0.12	SÍ ✓
CABLE SEMIAISLADO 15 kV						
Semiaislado 15kV	2 AWG	75	0.21	306	0.48	SÍ ✓
Semiaislado 15kV	1/0 AWG	60	0.35	306	0.52	SÍ ✓
Semiaislado 15kV	2/0 AWG	55	0.44	306	0.54	SÍ ✓
Semiaislado 15kV	4/0 AWG	45	0.69	306	0.57	SÍ ✓
CABLE SEMIAISLADO 35 kV						
Semiaislado 35kV	2 AWG	65	0.32	306	0.45	SÍ ✓
Semiaislado 35kV	1/0 AWG	50	0.5	306	0.51	SÍ ✓
Semiaislado 35kV	2/0 AWG	45	0.63	306	0.54	SÍ ✓
Semiaislado 35kV	4/0 AWG	35	1	306	0.5	SÍ ✓
CABLE XLPE AISLADO						
XLPE 15kV	2 AWG	40	2	659	0.3	SÍ ✓
XLPE 15kV	1/0 AWG	35	2.33	659	0.27	SÍ ✓
XLPE 15kV	2/0 AWG	35	2.54	659	0.3	SÍ ✓
XLPE 15kV	4/0 AWG	30	3.11	659	0.26	SÍ ✓
XLPE 35kV	1/0 AWG	30	3.69	659	0.31	SÍ ✓
XLPE 35kV	2/0 AWG	30	3.94	659	0.33	SÍ ✓
XLPE 35kV	4/0 AWG	25	4.7	659	0.28	SÍ ✓

Tabla 24. Verificación de Flechas Calculadas (Todos los Tipos de Conductor)

Todas las flechas son significativamente menores a 1.0 m, garantizando amplio margen de seguridad en todos los tipos de conductor y calibres.

Ejemplo Práctico 1: Cálculo de Flecha en Terreno Plano

Problema: Verificar si un vano de 35 metros es adecuado para cable XLPE 15kV calibre 1/0 AWG.

Datos: $a = 35$ m, $p = 2.33$ kgf/m (peso total sistema), $T_{50} = 659$ kgf (mensajero ACSR 2 AWG), $f_{\text{máx}} = 1.0$ m

Solución: $f = (35^2 \times 2.33) / (8 \times 659) = (1,225 \times 2.33) / 5,272 = 2,854 / 5,272 = 0.54$ m

Verificación: 0.54 m < 1.0 m → CUMPLE ✓

Ejemplo Práctico 2: Cálculo de Flecha en Terreno con Desnivel

Problema: Un vano de 80m con conductor ACSR 1/0 tiene un desnivel de 8 metros. Calcular posición del punto más bajo y flecha.

Datos: $a = 80$ m, $h = 8$ m, $p = 0.220$ kgf/m, $T_{50} = 1,013$ kgf

Paso 1 - Posición del punto más bajo:

$$x_0 = (80/2) - (8 \times 1,013)/(80 \times 0.220) = 40 - 8,104/17.6 = 40 - 460.5 = -420.5$$
 m

Interpretación: x_0 negativo indica que el punto más bajo está FUERA del vano (pendiente muy pronunciada). El conductor desciende continuamente desde B hacia A.

Paso 2 - Verificar altura en apoyo inferior:

En este caso, la altura crítica está en el apoyo A. Se debe garantizar que el apoyo A tenga altura suficiente para cumplir la distancia mínima al suelo (6.0 m para 34.5 kV).
Recomendación: Reducir vano o instalar estructura intermedia.

D) RECOMENDACIONES TÉCNICAS

- Verificar la flecha en campo con teodolito o nivel de precisión después del tensionado.
- La flecha aumenta con la temperatura; calcular para temperatura máxima esperada (Boyacá: 30°C).
- En terrenos con desnivel superior al 10% del vano, siempre verificar la posición del punto más bajo.
- Para cruces sobre carreteras, mantener altura mínima de 6 metros en el punto más bajo.
- En zonas de alta actividad cerámica, aumentar el margen de seguridad en un 20%.

IMPORTANTE

Los vanos máximos establecidos por calibre (115m-65m para ACSR, 75m-35m para semiaislados, 40m-25m para XLPE) garantizan flechas muy inferiores al límite de 1.0 metro en terreno plano. En terrenos con desnivel significativo, el diseñador debe verificar cuidadosamente la posición del punto más bajo y considerar la reducción del vano o estructuras intermedias para mantener las distancias de seguridad establecidas en el RETIE 2024.

1.1.4.3 ELABORACIÓN DE CURVAS DE CAMBIO DE ESTADO

A) DEFINICIÓN Y OBJETIVO

Curva de Cambio de Estado: Representación gráfica que relaciona la tensión mecánica del conductor con la temperatura ambiente para un vano determinado. Permite conocer el comportamiento del conductor bajo diferentes condiciones climáticas.

Este subnumeral establece la metodología para elaborar las curvas de cambio de estado, herramienta fundamental para determinar las tensiones y flechas del conductor durante el tendido y la operación normal de la línea. Estas curvas permiten al constructor ajustar la tensión de tendido según la temperatura ambiente del momento de instalación.

B) METODOLOGÍA DE CÁLCULO

B.1 Ecuación de Cambio de Estado

La ecuación de cambio de estado relaciona las condiciones mecánicas del conductor en dos estados diferentes (inicial y final):

$$\sigma_2 - (a^2 \times p^2 \times E) / (24 \times \sigma_2^2) = \sigma_1 - (a^2 \times p^2 \times E) / (24 \times \sigma_1^2) - \alpha \times E \times (\theta_2 - \theta_1)$$

Donde:

σ_1, σ_2 = tensión unitaria en estado inicial y final (kgf/mm²).

a = longitud del vano regulador (metros).

p = peso unitario del conductor (kgf/m).

E = módulo de elasticidad del conductor (kgf/mm²).

α = coeficiente de dilatación térmica lineal (1/°C).

θ_1, θ_2 = temperaturas en estado inicial y final (°C).

B.2 Procedimiento para Elaborar la Curva

- Definir el estado inicial de referencia (típicamente: tensión al 50% de rotura a 15°C)
- Establecer el rango de temperaturas de análisis (para Boyacá: 5°C a 30°C)
- Resolver la ecuación de cambio de estado para cada temperatura del rango (iteración numérica)
- Calcular la flecha correspondiente a cada tensión obtenida: $f = (a^2 \times p) / (8 \times T)$
- Graficar: Tensión vs Temperatura y Flecha vs Temperatura

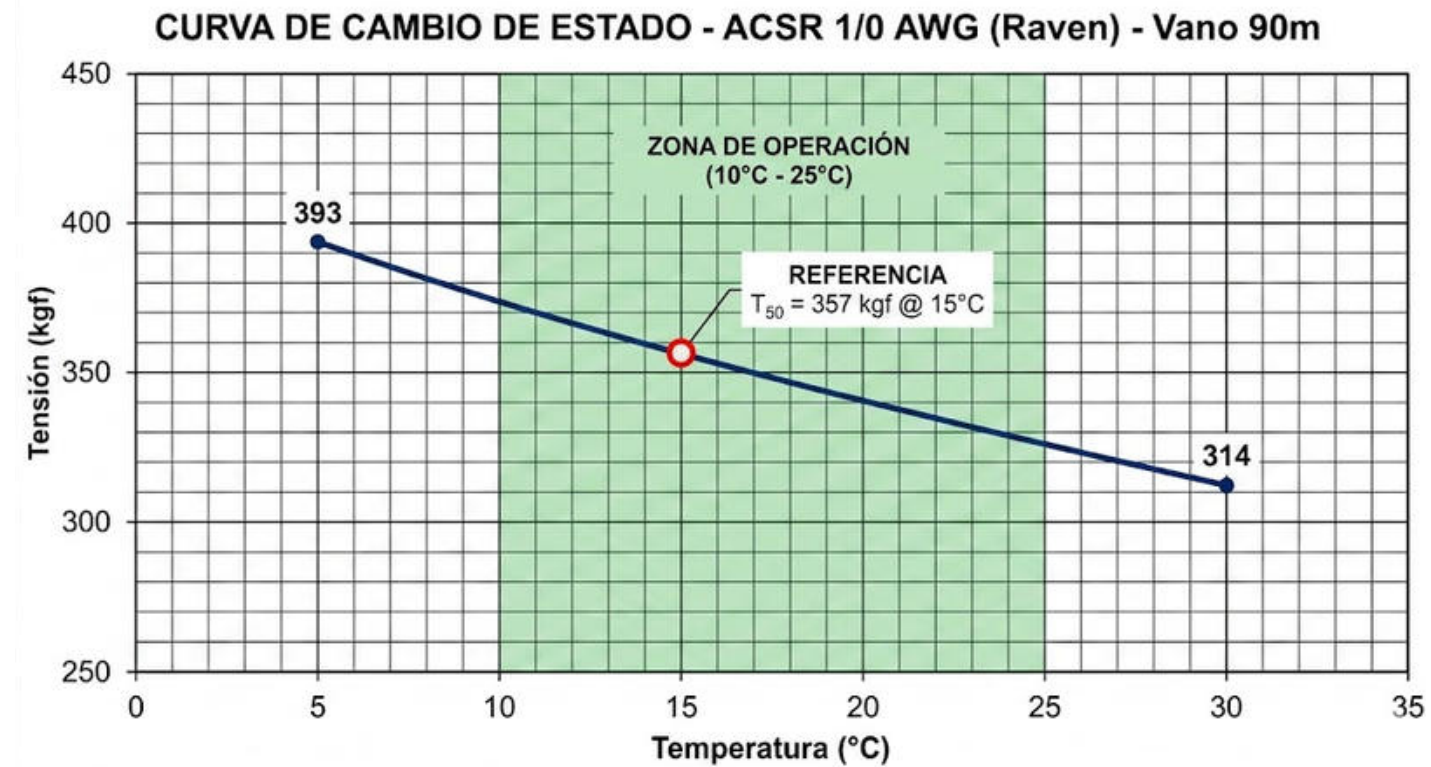


Figura 21 Curva de Cambio de Estado (Tensión vs Temperatura)

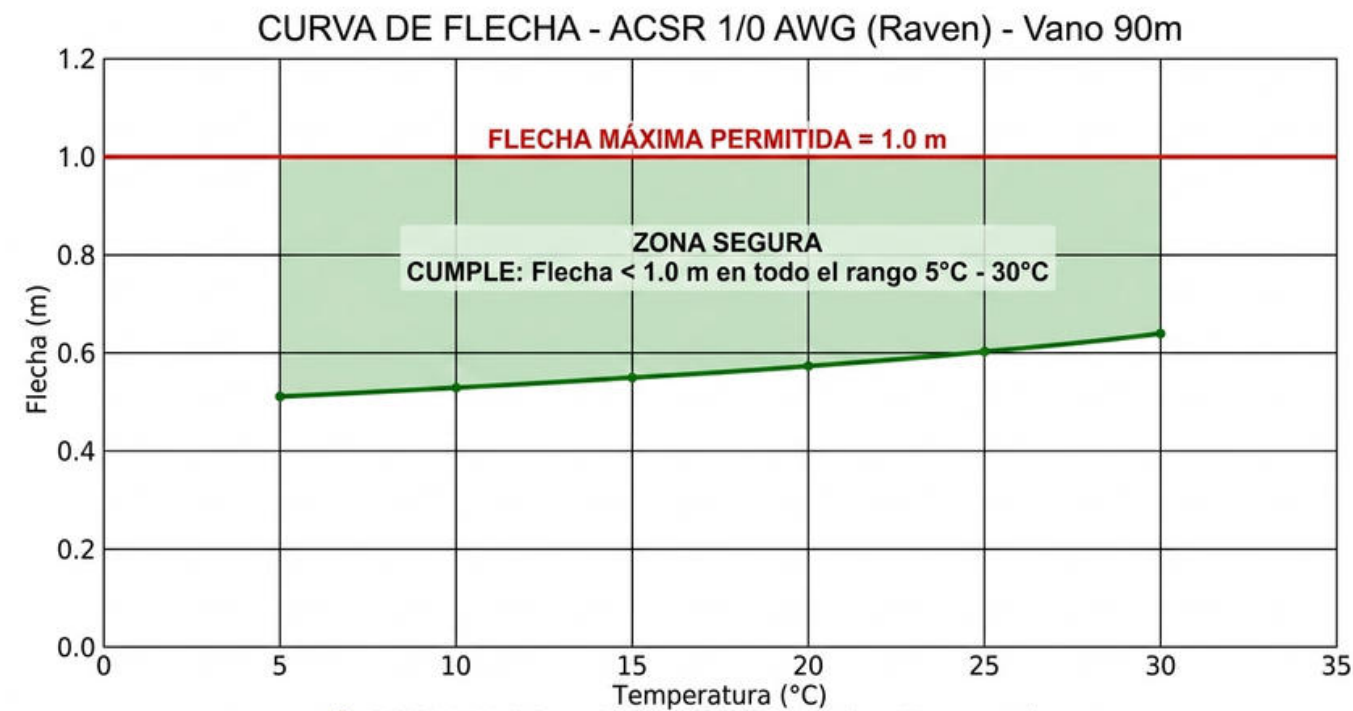


Figura 22. Curva de Cambio de Estado (Flecha vs Temperatura)

C) TABLAS DE VALORES Y EJEMPLOS PRÁCTICOS

C.1. Propiedades mecánicas y coeficientes térmicos de conductores ACSR y AAC utilizados en el cálculo de curvas de estado

TIPO CONDUCTOR	E (kgf/mm ²)	α ($\times 10^{-6}/^{\circ}\text{C}$)	SECCIÓN (mm ²)
ACSR 2 AWG (Sparrow)	7,960	19.3	33.62
ACSR 1/0 AWG (Raven)	7,960	19.3	53.48
ACSR 2/0 AWG (Quail)	7,960	19.3	67.43
ACSR 4/0 AWG (Penguin)	7,960	19.3	107.2
AAC (Aluminio puro)	5,710	23	Variable

E = módulo de elasticidad equivalente del conjunto aluminio-acero. α = coeficiente de dilatación térmica lineal. Fuente: Catálogos técnicos Viakon - ACSR según ASTM B-232.

Tabla 25. Propiedades Mecánicas de Conductores para Curvas de Estado

C.2. Curva de estado para conductor ACSR 1/0 AWG (Raven) – vano 90 m en un poste

TEMPERATURA ($^{\circ}\text{C}$)	TENSIÓN (kgf)	FLECHA (m)	OBSERVACIÓN
5	393	0.51	Temperatura mínima
10	372	0.54	-
15	357	0.56	Referencia (T_{50})
20	342	0.59	Temperatura típica Boyacá
25	327	0.61	Día cálido
30	314	0.64	Temperatura máxima

El rango de 5°C a 30°C corresponde a las condiciones extremas consolidadas de las tres zonas altimétricas del departamento. Para diseños en Zona I (Cálido), considerar temperatura máxima de 38°C Todas las flechas < 1.0 m en todo el rango de temperaturas. Usar esta tabla para ajustar tensión durante tendido

Tabla 26. Curva de Estado - ACSR 1/0 (Raven) - Vano 90m

C.3. Tensiones de tendido recomendadas para conductores usados en media tensión según temperatura ambiente y vano máximo

CONDUCTOR / VANO MÁX	T a 10°C	T a 15°C	T a 20°C	T a 25°C
ACSR 2 AWG / 115 m	286 kgf	270 kgf	255 kgf	240 kgf
ACSR 1/0 AWG / 90 m	372 kgf	357 kgf	342 kgf	327 kgf
ACSR 2/0 AWG / 80 m	454 kgf	439 kgf	423 kgf	408 kgf
ACSR 4/0 AWG / 65 m	530 kgf	510 kgf	490 kgf	469 kgf
Semiaisl. 15kV 1/0 / 60 m	321 kgf	306 kgf	291 kgf	275 kgf
Semiaisl. 35kV 1/0 / 50 m	321 kgf	306 kgf	291 kgf	275 kgf
XLPE 15kV 1/0 / 35 m	301 kgf	286 kgf	270 kgf	255 kgf
XLPE 35kV 1/0 / 30 m	301 kgf	286 kgf	270 kgf	255 kgf

Instrucción: Medir temperatura ambiente con termómetro calibrado antes del tendido y aplicar la tensión correspondiente. Para temperaturas intermedias, interpolar linealmente.

Tabla 27. Tensiones de Tendido según Temperatura Ambiente (Todos los Conductores)

D) RECOMENDACIONES TÉCNICAS

- Elaborar curvas de estado específicas para cada proyecto usando el vano regulador del cantón.
- Medir la temperatura ambiente con termómetro calibrado a la sombra, a 1.5 m del suelo.
- Para temperaturas intermedias, interpolar linealmente entre los valores de la tabla.
- Verificar calibración vigente del dinamómetro antes de cada jornada de tendido.
- Documentar temperatura y tensión aplicada en el acta de tendido para cada cantón.

IMPORTANTE

Las curvas de cambio de estado son herramientas esenciales para el tendido correcto de conductores. Permiten ajustar la tensión según la temperatura ambiente, garantizando que la flecha final cumpla los criterios de diseño bajo todas las condiciones climáticas esperadas en la región de Boyacá (5°C a 30°C).

1.1.4.4 EVALUACIÓN DE CONDICIONES CLIMÁTICAS EN EL TENDIDO

A) DEFINICIÓN Y OBJETIVO

Este subnumeral establece los criterios para evaluar las condiciones climáticas que afectan el tendido de conductores y la operación de las redes de media tensión en el departamento de Boyacá. Se definen los parámetros ambientales de diseño, las limitaciones para trabajos de tendido, consideraciones especiales por zona geográfica, y una guía resumida de selección de postes según tipo de conductor y estructura.

B) CRITERIOS DE DISEÑO

B.1 Parámetros Climáticos de Diseño para Boyacá

- Temperatura ambiente: Mínima 5°C, Media 15°C, Máxima 30°C
- Velocidad del viento de diseño: 80 km/h (condición EDS)
- Nivel cerámico: 40-80 días de tormenta/año según zona
- Altitud: 1,800 - 3,200 msnm (zona andina)
- Humedad relativa: 60-85% promedio anual

B.2 Carga de Viento sobre el Conductor

$$P_v = C_v \times d \times V^2 \times 10^{-3} \text{ (kgf/m)}$$

Donde:

$C_v = 1.0$ (coeficiente de forma para cables)

d = diámetro (mm)

V = velocidad del viento (km/h)

Carga resultante: $p_{res} = \sqrt{p^2 + P_v^2}$ (kgf/m)

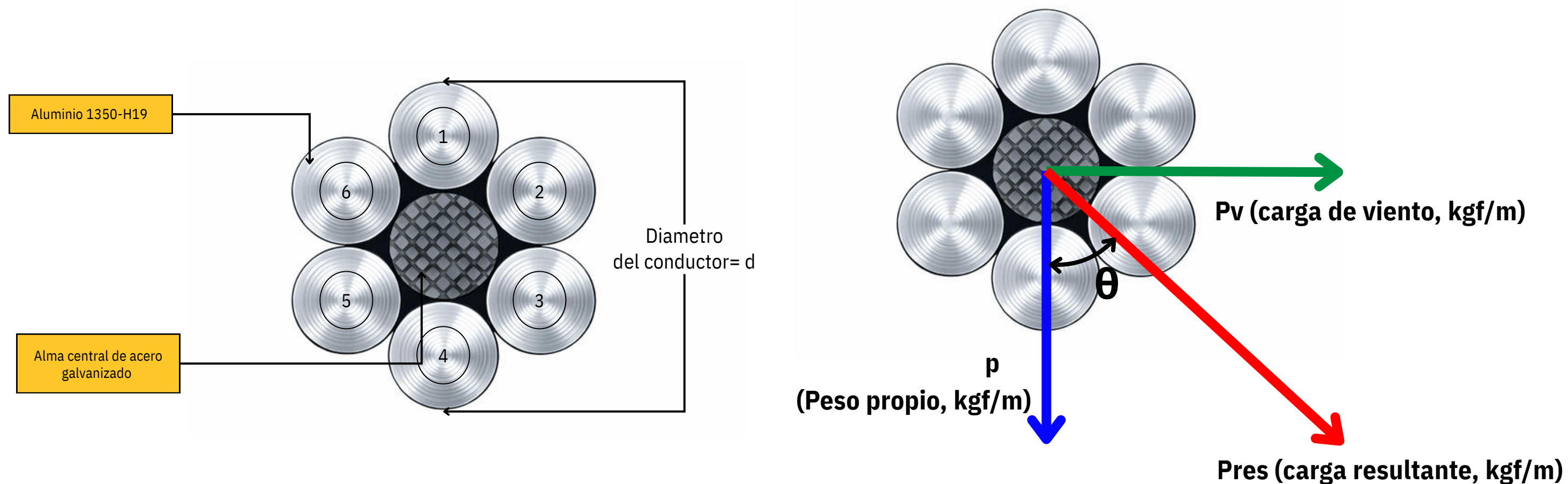


Figura 23. Diagrama de Cargas sobre el Conductor

B.3 Condiciones Límite para Trabajos de Tendido

SUSPENDER el tendido bajo las siguientes condiciones:

- Viento sostenido superior a 40 km/h
- Lluvia o llovizna que reduzca visibilidad
- Tormentas eléctricas detectadas en un radio de 10 km
- Temperatura ambiente inferior a 5°C (riesgo de fragilización del conductor)
- Niebla densa que impida visibilidad entre apoyos consecutivos

C) TABLAS DE VALORES Y EJEMPLOS PRÁCTICOS

C.1. Clasificación de zonas climáticas y parámetros ambientales de diseño para redes eléctricas en Boyacá

ZONA	ALTITUD (msnm)	PISO TÉRMICO	TEMP. MÍN	TEMP. MÁX	NIVEL CERÁUNICO	VIENTO DISEÑO
I	150 – 1,000	Cálido	18°C	38°C	Alto (70-90)	80 km/h
II	1,000 – 2,300	Templado	8°C	30°C	Alto (60-80)	80 km/h
III	2,300 – 3,000	Frío	0°C	25°C	Medio (40-60)	100 km/h

Tabla 28. Condiciones Climáticas por Zonas de Boyacá

El nivel cerámico indica el número de días con tormenta eléctrica por año. En zonas con nivel Alto (>60 días/año), es obligatoria la instalación de descargadores de sobretensión según NTC 4552. Para altitudes superiores a 3,000 msnm (fuera del alcance de esta norma), aplicar nivel cerámico Bajo (30-40) y viento de diseño de 120 km/ho.

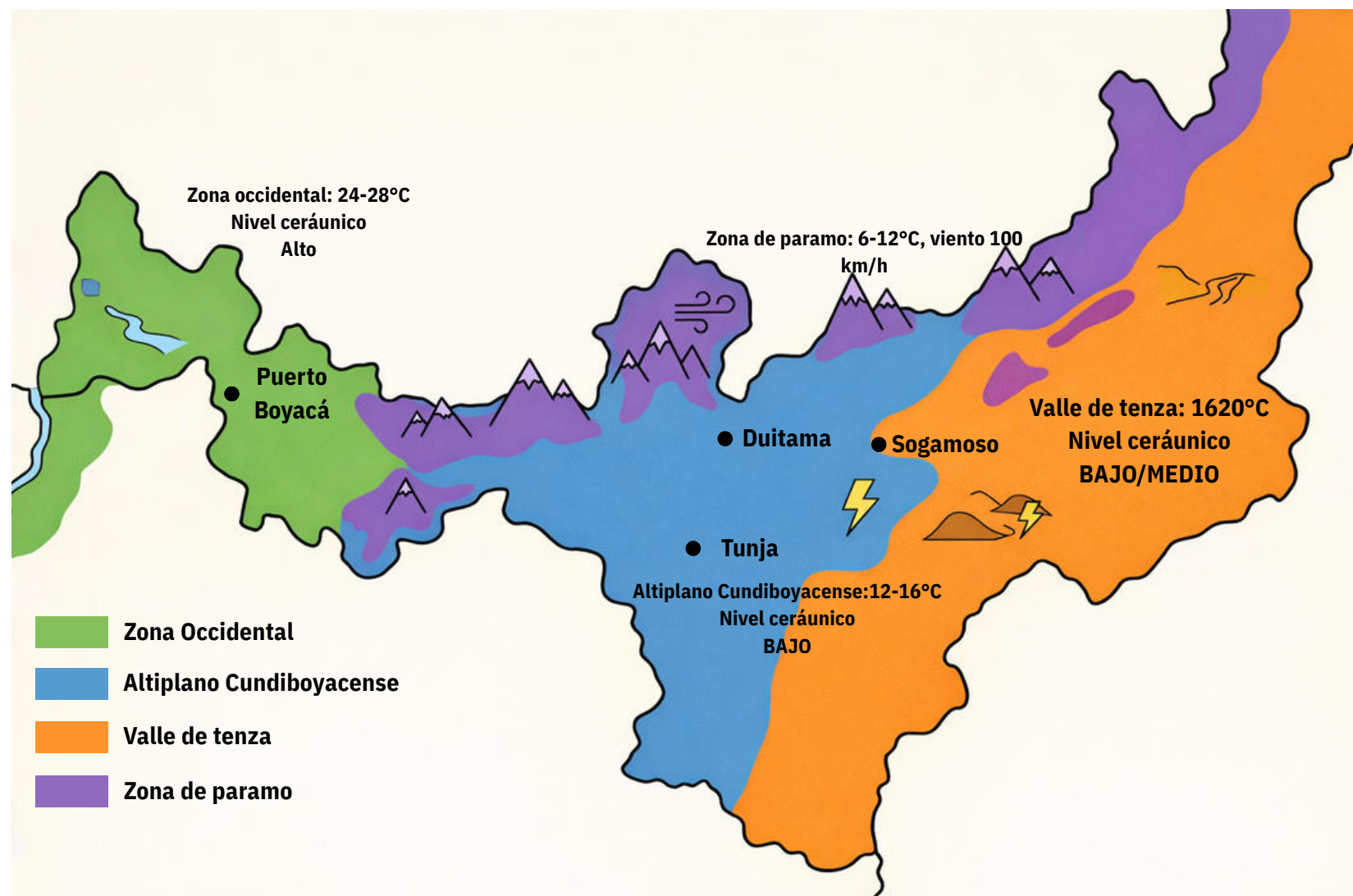


Figura 24. Mapa Esquemático de Zonas Climáticas de Boyacá

ALTITUD (msnm)	FACTOR DENSIDAD AIRE	CORRECCIÓN BIL AISLADORES
0 - 1,000	1	Sin corrección
1,000 - 2,000	0.89	+10% BIL
2,000 - 3,000	0.79	+20% BIL
>3,000	0.7	+30% BIL

En zonas >2,500 msnm (mayoría de Boyacá) usar aisladores con BIL incrementado según esta tabla.

Tabla 29. Corrección de Aislamiento por Altitud

C.2. Preselección de postes según tipo de conductor y configuración de estructura en redes de media tensión

TIPO DE ESTRUCTURA	ACSR DESNUDO	SEMIAISLADO	XLPE AISLADO
Alineamiento	12/510	12/510	12/510
Ángulo menor (<15°)	12/750	12/750	12/750
Ángulo menor (<30°)	12/1050	12/1050	12/1050
Ángulo mayor (30-60°)	12/1050	12/1050	12/1350
Terminal / Retención	12/1050	12/1050	12/1350

Esta es una guía de preselección con las mínimas condiciones de altura y carga de rotura. El cálculo detallado de postes se debe desarrollar de acuerdo con las condiciones reales del terreno y tipología de la red.

Tabla 30. Preselección de Postes por Tipo de Conductor y Estructura CIRCUITO SENCILLO hasta 13.2 kV

TIPO DE ESTRUCTURA	ACSR DESNUDO	SEMIAISLADO	XLPE AISLADO
Alineamiento	14/750	14/750	14/750
Ángulo menor (<15°)	14/1050	14/1050	14/1050
Ángulo menor (15-30°)	14/1350	14/1350	14/1350
Ángulo mayor (30-60°)	14/1350	14/1350	14/2000
Terminal / Retención	14/1350	14/2000	14/2000

Esta es una guía de preselección con las mínimas condiciones de altura y carga de rotura. El cálculo detallado de postes se debe desarrollar de acuerdo con las condiciones reales del terreno y tipología de la red.

Tabla 31. Preselección de Postes por Tipo de Conductor y Estructura DOBLE CIRCUITO hasta 34.5 kV

Ejemplo Práctico: Verificación de Condiciones de Tendido

Situación: Se programa tendido de conductor ACSR 1/0 en zona del Altiplano (2,600 msnm). Condiciones: temperatura 14°C, viento 25 km/h, cielo parcialmente nublado.

Lista de verificación:

- Temperatura 14°C > 5°C mínimo → OK ✓
- Viento 25 km/h < 40 km/h límite → OK ✓
- Sin lluvia ni tormenta eléctrica → OK ✓
- Visibilidad adecuada entre apoyos → OK ✓

Tensión de tendido (interpolación):

$$T_{14} = 372 - [(14-10)/(15-10)] \times (372-357) = 372 - 12 = 360 \text{ kgf}$$

Conclusión: Condiciones aptas. Aplicar 360 kgf en dinamómetro. Registrar en acta.

D) RECOMENDACIONES TÉCNICAS

- Consultar pronóstico meteorológico (IDEAM) antes de programar trabajos de tendido.
- En zonas de páramo, programar tendidos entre 9:00 y 15:00 horas para evitar temperaturas extremas.
- Instalar descargadores de sobretensión en zonas con nivel cerámico alto (>60 días/año).
- Para altitudes >2,500 msnm, especificar aisladores con BIL incrementado según tabla.
- Mantener registro completo de condiciones climáticas en el acta de tendido de cada cantón.
- En zonas de alta contaminación, especificar aisladores con mayor línea de fuga.

IMPORTANTE

La evaluación de condiciones climáticas es crítica para la seguridad del personal durante el tendido y el correcto comportamiento de la línea en operación. El departamento de Boyacá presenta condiciones variables según zona geográfica, requiriendo adaptación de los criterios de diseño. Los parámetros de este subnumeral proporcionan una base conservadora para el diseño y construcción de redes MT en el área de influencia de EBSA. La selección definitiva de postes debe realizarse bajo las condiciones reales de diseño.

1.1.4.5 ESTRUCTURAS ESPECIALES PARA VANOS EXTENDIDOS

A) DEFINICIÓN Y OBJETIVO

Este subnumeral establece las configuraciones estructurales especiales que permiten extender los vanos más allá de los límites establecidos en la Tabla 1.1.4.1-1, hasta un máximo de 750 metros. Estas configuraciones son aplicables exclusivamente para conductor ACSR desnudo y están diseñadas para cruzar valles, ríos, depresiones del terreno y otras situaciones geográficas que requieren vanos extendidos.

Objetivo: Proporcionar soluciones técnicas normalizadas para vanos que excedan los límites estándar (65-115m), garantizando la seguridad mecánica y eléctrica de la línea mediante el uso de estructuras reforzadas tipo H (Simple y Doble) y configuración R300.

- ⊖ **RESTRICCIÓN:** Las configuraciones H Doble y R300 NO son aplicables en terreno plano. Requieren desnivel mínimo según tabla específica de cada configuración.
- ⊖ **RESTRICCIÓN:** Esta sección aplica EXCLUSIVAMENTE para conductor ACSR desnudo. Los cables semiaislados y XLPE NO están permitidos en configuraciones de vanos extendidos.

B) RESUMEN DE CONFIGURACIONES

CONFIGURACIÓN	VANO (m)	TERRENO	POSTE (m/kgf)	APLICACIÓN
Individual (referencia)	65-115	Plano/Desnivel	12/510	Estándar
H Simple - Plano	115-180	Plano	12/510	Cruces menores
H Simple - Desnivel	200-250	Desnivel ≥15m	12/510	Valles, ríos
H Doble Triangular	250-500	Desnivel ≥40m	12/750	Depresiones
R300	>500-750	Desnivel ≥55m	12-14/750-1050	Cañones profundos

Los valores de carga de poste son MÍNIMOS; se puede usar mayor capacidad

Tabla 32. Resumen de Configuraciones para Vanos Extendidos

C) ESTRUCTURAS TIPO H

C.1 Especificaciones Técnicas H Simple y H Doble

PARÁMETRO	H SIMPLE	H DOBLE TRIANGULAR
Número de postes	2	2
Separación mínima entre postes	1.8 m	1.8 m
Altura poste 13.2kV	12 m	12 m
Altura poste 34.5kV	14 m	14 m
Carga mínima poste	510 kgf	510 kgf
Disposición conductores	Horizontal (3 en línea)	Triangular (2+1)
Vano máximo terreno plano	140-180 m	NO APLICA
Vano máximo con desnivel	200-250 m	250-500 m
Flecha máxima plano	≤1.0 m	N/A
Flecha máxima desnivel	≤2.0 m	≤2.0 m

La disposición triangular del H Doble proporciona mayor estabilidad mecánica para vanos largos.

Tabla 33. Comparación de Especificaciones H Simple y H Doble

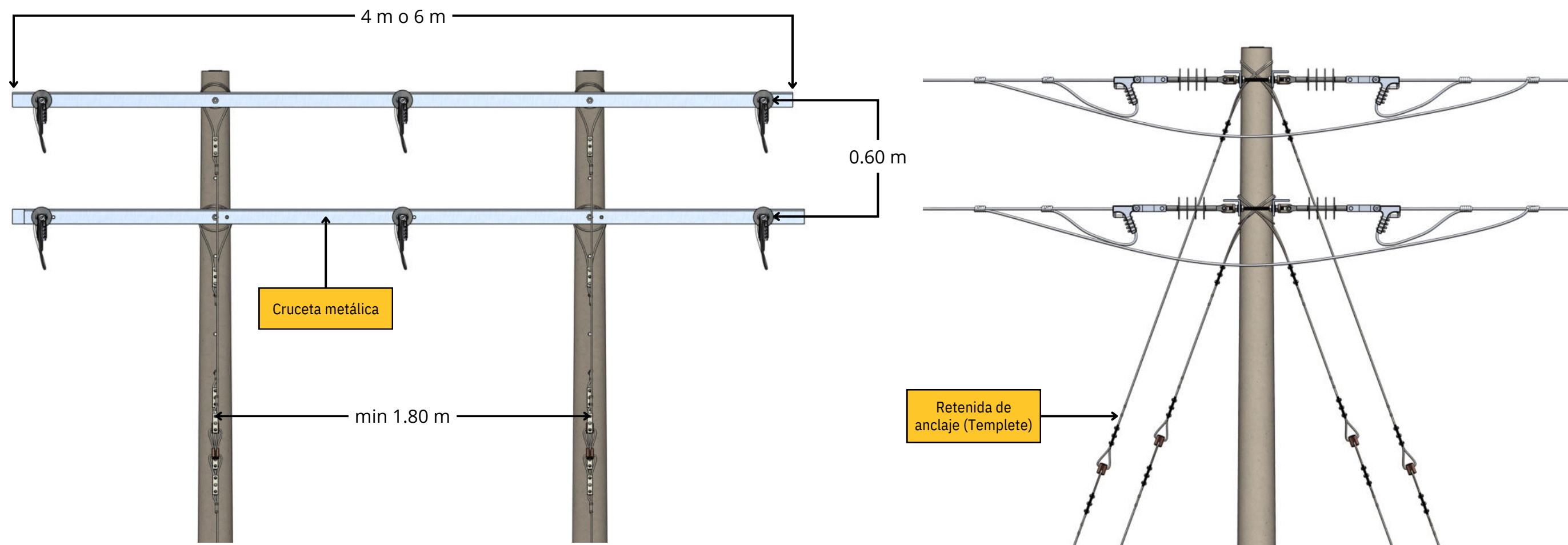


Figura 25. Estructura H Simple - Vista Frontal y Lateral

C.2 Vanos Máximos H Simple - Terreno Plano

CALIBRE	PESO (kgf/m)	T ₅₀ (kgf)	VANO MÁX (m)	FLECHA (m)	H COND. (m)	CUMPLE
H SIMPLE TERRENO PLANO - Flecha ≤1.0m - Poste 12m/510kgf (mínimo)						
2 AWG	0.139	659	180	0.87	≥9.3	SÍ ✓
1/0 AWG	0.22	1,013	160	0.69	≥9.5	SÍ ✓
2/0 AWG	0.277	1,223	150	0.64	≥9.6	SÍ ✓
4/0 AWG	0.442	1,926	140	0.64	≥9.6	SÍ ✓

En terreno plano la flecha debe ser ≤1.0m para garantizar altura de conductor ≥9.0m sobre el suelo.

Tabla 34. Vanos Máximos H Simple en Terreno Plano

C.3 Vanos Máximos H Simple - Con Desnivel

CALIBRE	PESO (kgf/m)	T ₅₀ (kgf)	VANO (m)	FLECHA (m)	DESNIVEL MÍN	H COND. (m)	CUMPLE
H SIMPLE CON DESNIVEL - Flecha ≤2.0m - Poste 12m/510kgf (mínimo)							
2 AWG	0.139	659	250	1.66	≥15 m	≥6.0	SÍ ✓
1/0 AWG	0.22	1,013	230	1.44	≥18 m	≥6.0	SÍ ✓
2/0 AWG	0.277	1,223	220	1.38	≥20 m	≥6.0	SÍ ✓
4/0 AWG	0.442	1,926	200	1.15	≥25 m	≥6.0	SÍ ✓
<i>El desnivel del terreno compensa la mayor flecha, permitiendo mantener la distancia mínima de 6.0m al suelo en el punto más bajo.</i>							

Tabla 35. Vanos Máximos H Simple con Desnivel

C.4 Vanos Máximos H Doble Triangular

CALIBRE	PESO (kgf/m)	T ₅₀ (kgf)	VANO (m)	FLECHA (m)	DESNIVEL MÍN	H COND. (m)	CUMPLE
H DOBLE TRIANGULAR - Solo con desnivel - Poste 12m/750kgf (mínimo)							
2 AWG	0.139	659	500	6.6	≥40 m	≥6.0	SÍ ✓
1/0 AWG	0.22	1,013	450	5.5	≥50 m	≥6.0	SÍ ✓
2/0 AWG	0.277	1,223	400	4.5	≥45 m	≥6.0	SÍ ✓
4/0 AWG	0.442	1,926	350	3.5	≥40 m	≥6.0	SÍ ✓
<i>La configuración H Doble con disposición triangular permite vanos de hasta 500m. La flecha teórica excede 2.0m pero el desnivel pronunciado garantiza altura mínima sobre terreno. NO APLICA para terreno plano.</i>							

Tabla 36. Vanos Máximos H Doble Triangular

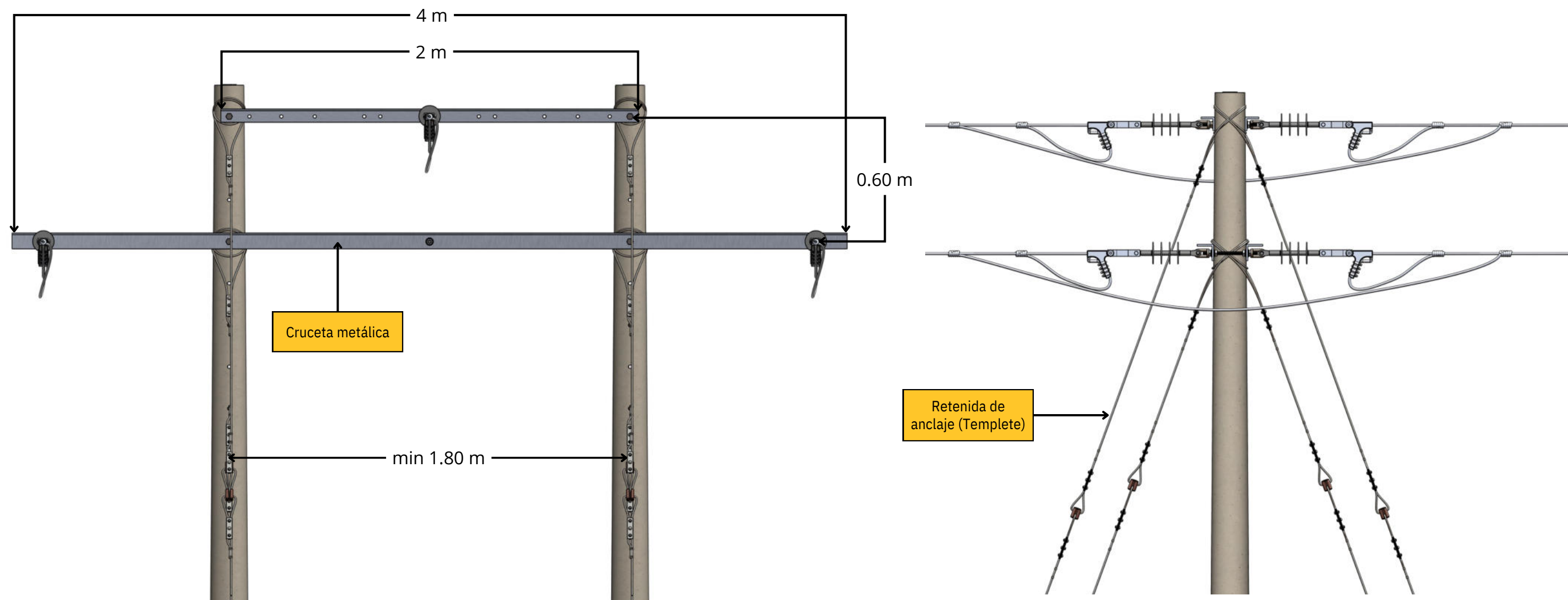


Figura 26. Estructura H Doble Triangular - Vista Frontal

IMPORTANTE

El dibujo es ilustrativo y tiene como objetivo representar la disposición general de las estructuras en una red aérea convencional de media tensión. Las dimensiones y configuraciones representadas pueden variar según las condiciones específicas del diseño y los requisitos del proyecto, por lo que deben ser verificadas y ajustadas conforme a los cálculos y especificaciones técnicas correspondientes.

D) CONFIGURACIÓN R300

D.1 Descripción General

La configuración R300 es la estructura de mayor capacidad para vanos extendidos, permitiendo alcanzar hasta 750 metros. Consiste en tres postes individuales (uno por fase) separados 6.0 metros entre sí, sin crucetas convencionales. La función de soporte del conductor se realiza mediante un viento de acero EHS de 1/4" instalado a 10 cm de la punta del poste.

Característica principal: Los tres postes se conectan entre sí en la punta mediante un viento triangular que proporciona estabilidad mecánica al conjunto. Cada poste tiene 2 vientos de retención y 2 vientos de paso (1 anterior + 1 posterior).

⚠ **RESTRICCIÓN:** La configuración R300 NO es aplicable en terreno plano. Requiere desnivel mínimo de 55m para vanos de 500m, incrementando proporcionalmente hasta 115m para vanos de 750m

D.2 Especificaciones Técnicas R300

PARÁMETRO	VALOR 13.2 kV	VALOR 34.5 kV
Número de postes	3 individuales (1 por fase)	3 individuales (1 por fase)
Separación mínima entre postes	6.0 m	6.0 m
Altura del poste	12 m	14 m
Carga mínima poste	750 kgf	750 kgf
Conexión entre postes	Templete aéreo entre postes	Templete aéreo entre postes
Rango de vanos	>500 m hasta 750 m	>500 m hasta 750 m
Terreno plano	NO APLICA	NO APLICA
Desnivel mínimo	≥55 m (500m) a ≥115 m (750m)	≥55 m (500m) a ≥115 m (750m)

La unión de templetes aéreos entre los tres postes es obligatoria para estabilidad del conjunto.

Tabla 37. Parámetros de Configuración R300

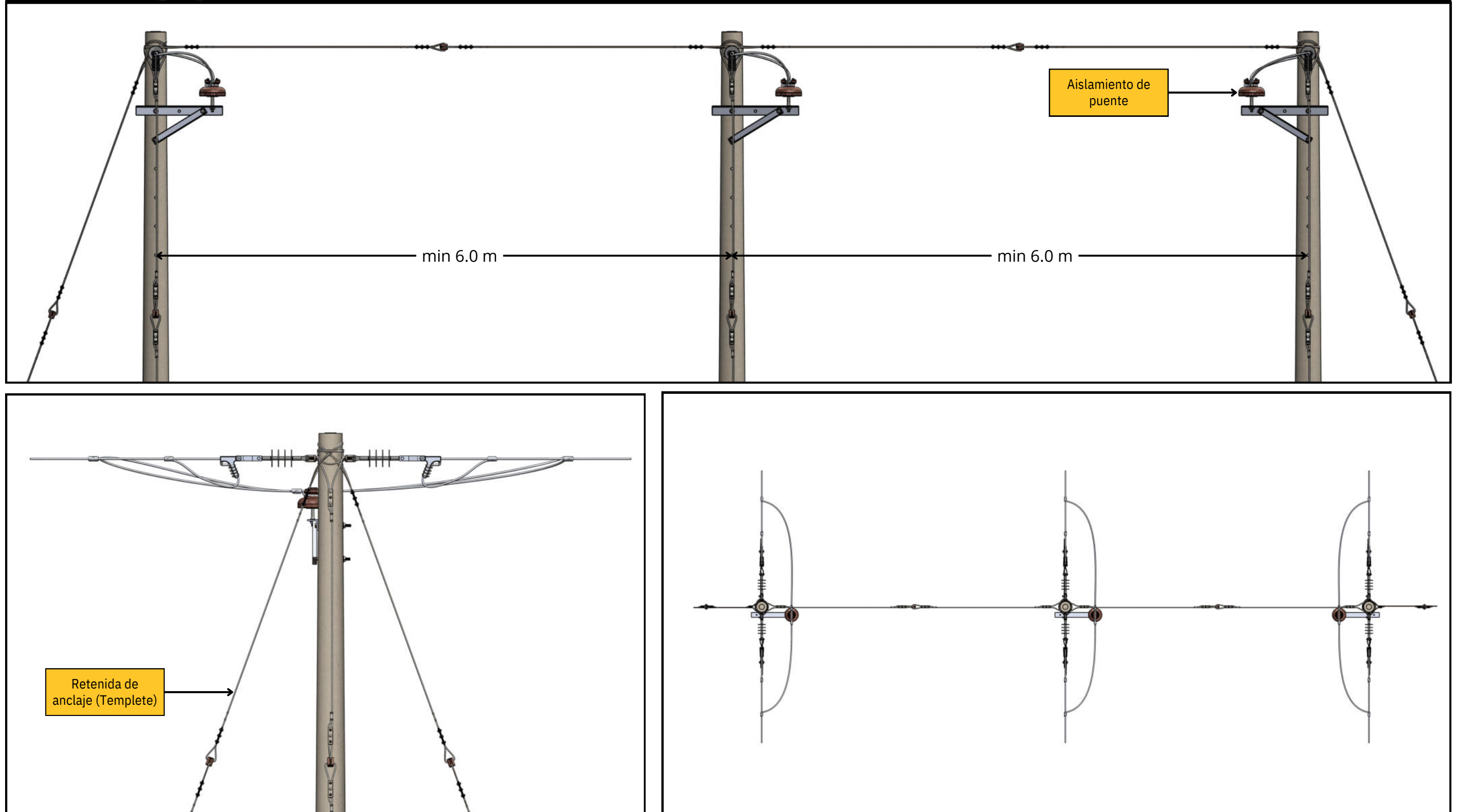


Figura 27. Configuración R300 - Vista Frontal y Detalle de Unión

D.3 Vanos y Desniveles R300

CALIBRE	PESO (kgf/m)	T ₅₀ (kgf)	VANO (m)	FLECHA* (m)	DESNIVEL MÍN	H COND. (m)	CUMPLE
R300 - Solo con desnivel - Poste 12-14m / 750-1050kgf							
2 AWG	0.139	659	750	14.9	≥115 m	≥6.0**	SÍ ✓
1/0 AWG	0.22	1,013	700	13.4	≥100 m	≥6.0**	SÍ ✓
2/0 AWG	0.277	1,223	650	12	≥85 m	≥6.0**	SÍ ✓
4/0 AWG	0.442	1,926	600	10.3	≥70 m	≥6.0**	SÍ ✓
4/0 AWG	0.442	1,926	500	7.2	≥55 m	≥6.0**	SÍ ✓

* La flecha teórica excede significativamente los 2.0m, pero el desnivel pronunciado del terreno garantiza que la altura mínima del conductor sobre el suelo sea ≥6.0m en todo el vano. ** Ver Nota Técnica a continuación.

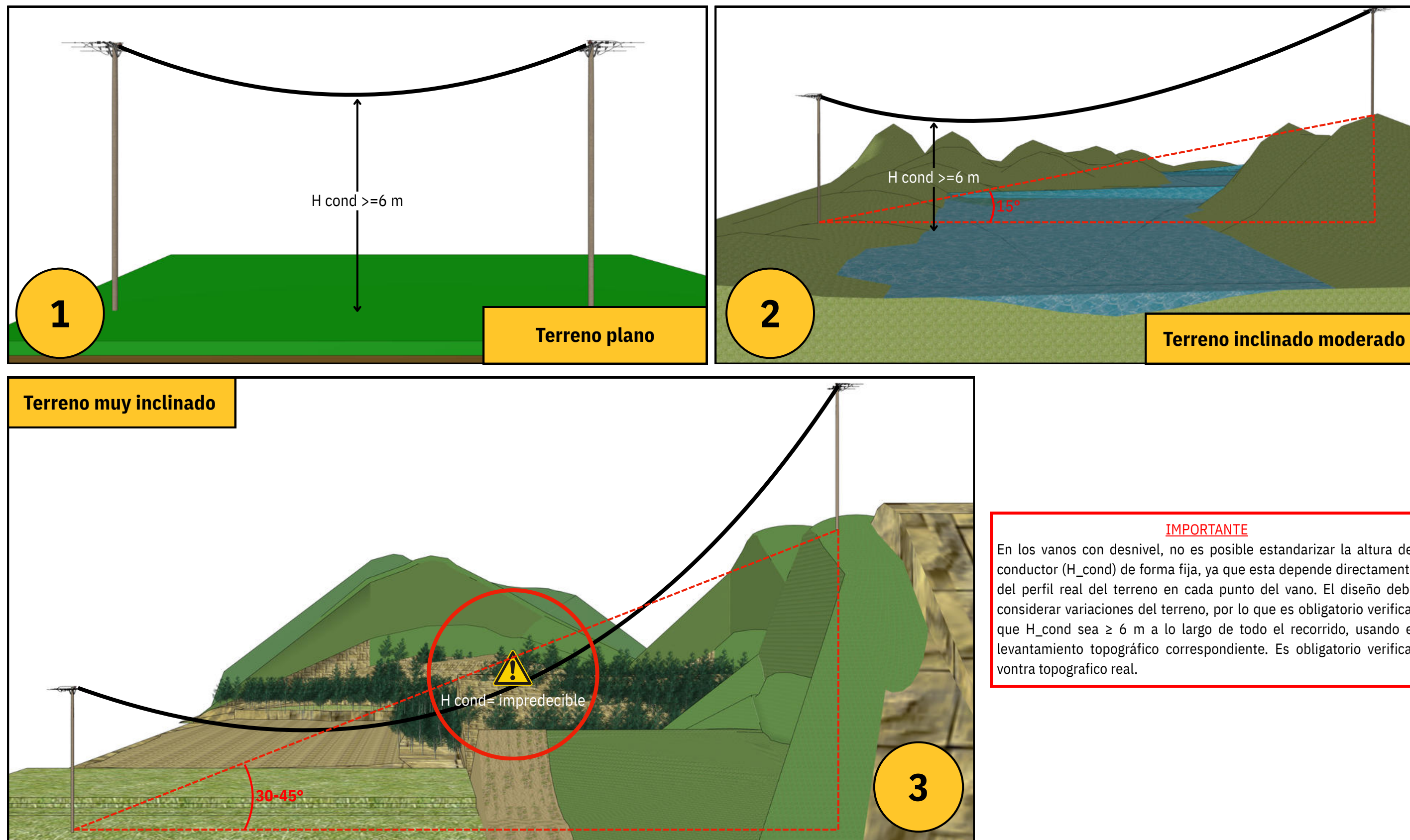
Tabla 38. Vanos Máximos y Desniveles Mínimos R300

⚠ **NOTA TÉCNICA - ALTURA DEL CONDUCTOR (H COND.)**

El valor "≥6.0 m" indicado en la columna H COND. corresponde al **requisito mínimo reglamentario** según RETIE 2024, NO a un valor calculado para cada caso.

En configuraciones R300 con desniveles pronunciados (55 a 115 m), el comportamiento geométrico del conductor difiere significativamente de los vanos en terreno plano:

1. El punto más bajo del conductor generalmente está FUERA del vano ($x_0 < 0$), lo que significa que el conductor desciende continuamente desde el apoyo superior hacia el inferior sin alcanzar un mínimo dentro del vano.
2. El punto crítico de altura **se ubica sobre el apoyo inferior o sobre el terreno intermedio**, dependiendo del perfil topográfico específico.
3. Es **responsabilidad del diseñador** verificar la altura del conductor sobre el terreno en todos los puntos críticos del vano, considerando: perfil topográfico real (levantamiento), altura útil del poste en el apoyo inferior, flecha en condiciones más desfavorables (temperatura máxima), y posibles obstáculos intermedios.
4. Los desniveles mínimos indicados garantizan el cumplimiento de 6.0 m únicamente cuando el perfil del terreno sigue aproximadamente la línea recta entre apoyos. Para perfiles irregulares con protuberancias intermedias, el diseñador debe realizar la verificación punto a punto.



IMPORTANTE

En los vanos con desnivel, no es posible estandarizar la altura del conductor (H_{cond}) de forma fija, ya que esta depende directamente del perfil real del terreno en cada punto del vano. El diseño debe considerar variaciones del terreno, por lo que es obligatorio verificar que H_{cond} sea $\geq 6 \text{ m}$ a lo largo de todo el recorrido, usando el levantamiento topográfico correspondiente. Es obligatorio verificar vontra topografico real.

Figura 28. Comportamiento del Conductor en Vanos con Desnivel

E) AMORTIGUADORES DE VIBRACIÓN

E.1 Vibraciones Eólicas

Los conductores de líneas aéreas están sujetos a vibraciones eólicas (aeólicas) causadas por el desprendimiento de vórtices de Kármán cuando el viento incide perpendicularmente sobre el conductor. Estas vibraciones ocurren en el rango de frecuencias de 3 a 150 Hz para velocidades de viento entre 5 y 25 km/h.

Frecuencia de vibración (Strouhal): $f = (St \times V) / d$, donde $St \approx 0.185$ (número de Strouhal para cilindros), V = velocidad del viento (m/s), d = diámetro del conductor (m).

E.2 Zonificación Eólica de Boyacá

ZONA	ALTITUD	VIENTO TÍPICO	MUNICIPIOS/ÁREAS
I (baja)	150-1,000 msnm	5-10 km/h constante	Puerto Boyacá, Otanche, Muzo, Cubará
II (Moderada)	1,000-2,300 msnm	10-15 km/h, ráfagas	Moniquirá, Villa de Leyva, Garagoa, Miraflore
III (Alta)	2,300-3,000 msnm	15-25 km/h	Tunja, Duitama, Sogamoso, Paipa, Cerinza Pisba, Cocuy, Ocetá, Tota, Güicán

Tabla 39. Zonificación Eólica del Departamento de Boyacá

E.3 Requisitos de Amortiguadores para H Doble y R300

CONFIGURACIÓN	VANO (m)	ZONA I (<1,000 msnm)	ZONA II (1,000-2,300 msnm)	ZONA III (>2,300 msnm)	CANTIDAD AMORTIGUADOR POR VANO*
H Doble Triangular	250-500	-	1 por extremo *Recomendado	1 por extremo OBLIGATORIO	2
R300	500-750	-	2 por extremo - OBLIGATORIO —	2por extremo OBLIGATORIO	4

Tabla 40. Requisitos de Amortiguadores por Configuración según zona Eólica

En los casos señalados como recomendado para la Zona II (2.300 a 3.000 msnm), el diseñador deberá realizar un análisis técnico obligatorio del comportamiento dinámico del conductor en función de:

- La longitud real del vano dentro del rango establecido (250–500 m),
- La altitud específica del trazado dentro de la Zona II,
- La velocidad básica de viento del sector,
- La exposición topográfica del alineamiento.

Cuando el vano se encuentre en el tercio superior del rango (≥ 400 m), o el trazado esté localizado por encima de 2.700 msnm, o en zonas con aceleración topográfica del viento (crestas, laderas expuestas, corredores de viento), la instalación del amortiguador será obligatoria.

En ausencia de dicho análisis técnico documentado, se deberá instalar el amortiguador conforme a los criterios de obligatoriedad.

E.4 Especificaciones de Amortiguadores Stockbridge

CALIBRE	DIÁM. COND. (mm)	RANGO APLICABLE (mm)	PESO AMORT. (kg)	TOLERANCIA
2 AWG	8.03	7.47 - 8.27	0.9	$\pm 15\%$
1/0 AWG	10.11	9.93 - 10.59	1.8	$\pm 15\%$
2/0 AWG	11.36	11.05 - 11.95	1.8	$\pm 15\%$
4/0 AWG	14.31	13.82 - 15.00	2.7	$\pm 15\%$

El rango aplicable representa la tolerancia de $\pm 15\%$ permite variaciones entre fabricantes . El amortiguador debe seleccionarse por el rango de diámetro aplicable al conductor.

Tabla 41. Especificaciones de Amortiguadores Stockbridge por Calibre

FÓRMULA DE SELECCIÓN: Peso amortiguador (kg) $\approx 4.5 \times$ Peso conductor (kgf/m)

Ejemplo: Para ACSR 1/0 AWG (0.220 kgf/m): $4.5 \times 0.220 = 0.99$ kg ≈ 1.0 kg. Usar amortiguador de 1.8 kg según rango de diámetro 9.93-10.59 mm.

E.5 Distancias de Instalación

CALIBRE	d_1 (m)	d_2 (m)	OBSERVACIÓN
2 AWG	0.5	0.85	Desde borde de grapa hacia centro del vano
1/0 AWG	0.6	1	Desde borde de grapa hacia centro del vano
2/0 AWG	0.65	1.1	Desde borde de grapa hacia centro del vano
4/0 AWG	0.75	1.25	Desde borde de grapa hacia centro del vano

d_1 = primer amortiguador, d_2 = segundo amortiguador (cuando aplique según Tabla 1.1.4.5-9). Medir desde el borde de la grapa de suspensión o retención hacia el centro del vano.

Tabla 42. Distancias de Instalación de Amortiguadores

E.6 Ejemplos de aplicación

-R300 con vano de 650m, conductor ACSR 1/0 AWG:

- Según Tabla 1.1.4.5-9: Vano 500-750m → 2 amortiguadores por extremo por línea
- Según Tabla 1.1.4.5-10: ACSR 1/0 (Ø10.11mm) → Amortiguador 1.8 kg ±15%
- Según Tabla 1.1.4.5-11: Distancias $d_1 = 0.60m$, $d_2 = 1.00m$
- Por línea: 2 extremos × 2 amort. = 4 amortiguadores por línea
- Total trifásico: 4 × 3 fases = 12 amortiguadores

-H Doble con vano de 450m, conductor ACSR 2/0 AWG:

- Según Tabla 1.1.4.5-9: Vano 250-500m → 1 amortiguador por extremo por línea
- Según Tabla 1.1.4.5-10: ACSR 2/0 (Ø11.36mm) → Amortiguador 1.8 kg ±15%
- Según Tabla 1.1.4.5-11: Distancia $d_1 = 0.65m$
- Por línea: 2 extremos × 1 amort. = 2 amortiguadores por línea
- Total trifásico: 2 × 3 fases = 6 amortiguadores

F) RESUMEN COMPARATIVO

PARÁMETRO	INDIVIDUAL	H SIMPLE	H DOBLE	R300
Vano máximo (m)	65-115	180-250	350-500	500-750
Número de postes	1	2	2	3
Separación postes	-	1.8 m	1.8 m	6.0 m
Carga mín. poste	510 kgf	510 kgf	750 kgf	750 kgf
Altura poste 13.2kV	12 m	12 m	12 m	12 m
Altura poste 34.5kV	14 m	14 m	14 m	14 m
Terreno plano	SÍ	SÍ	NO	NO
Desnivel mínimo	≤7 a ≤14 m	≥15 m	≥40 m	≥55 m
Flecha máx. plano	1.0 m	1.0 m	-	-
Flecha máx. desnivel	1.0 m	2.0 m	2.0 m	2.0 m
Amortiguadores/línea	-	-	2	4
Conductor permitido	ACSR	ACSR	ACSR	ACSR

Esta tabla resume los parámetros mínimos y principales para selección rápida de configuración. Para diseño detallado consultar las tablas específicas de cada configuración.

Tabla 43. Resumen Comparativo de Todas las Configuraciones

G) CASOS ATÍPICOS Y CONSIDERACIONES ESPECIALES

Los siguientes casos requieren cálculos específicos y no están cubiertos por las tablas de esta sección:

- Vanos superiores a 750 metros (requiere estudio de factibilidad y diseño especial)
- Desniveles superiores a 150 metros (análisis de catenaria inclinada)
- Cruces sobre carreteras nacionales, ferrocarriles o ríos navegables
- Zonas con velocidad de viento de diseño superior a 100 km/h
- Altitudes superiores a 3,000 msnm (corrección por densidad del aire)
- Terrenos con riesgo sísmico alto (análisis dinámico estructural)
- Líneas con conductor diferente a ACSR (recálculo de propiedades mecánicas)

Para estos casos, el diseñador debe realizar los cálculos mecánicos específicos siguiendo metodologías reconocidas o software de diseño aplicando los criterios del RETIE 2024, documentando todas las hipótesis y verificaciones realizadas.

I. Restricciones y Limitaciones

NO está permitido:

- Utilizar configuración R300 o H Doble en terreno plano
- Aplicar estas configuraciones con cables semiaislados o XLPE
- Exceder el vano máximo de 750 metros
- Omitir los amortiguadores de vibración en H Doble y R300
- Omitir los vientos de retención o paso especificados
- Utilizar postes con carga inferior a la mínima especificada
- Reducir las separaciones entre postes por debajo de los valores indicado

IMPORTANTE

Las estructuras especiales para vanos extendidos permiten resolver situaciones topográficas complejas manteniendo la seguridad y confiabilidad de la red. La selección de la configuración adecuada debe considerar: la longitud del vano requerido, las condiciones del terreno (plano o con desnivel), la zona eólica del proyecto, y los requisitos de amortiguación de vibraciones. El cumplimiento estricto de las especificaciones de esta sección garantiza el comportamiento mecánico adecuado de la línea durante su vida útil.

SECCIÓN

1.1.5 CÁLCULO DE ESFUERZOS
SOBRE CONDUCTORES Y
ESTRUCTURAS

5

1.1.5.1 ESFUERZOS POR VIENTO

A) DEFINICIÓN Y OBJETIVO

Este subnumeral establece la metodología para calcular los esfuerzos producidos por la acción del viento sobre los conductores y estructuras de las redes de media tensión. El viento es la principal sobrecarga ambiental considerada para el diseño en la región de Boyacá, dado que no se considera formación de hielo en las zonas de operación de EBSA (altitudes inferiores a 3,200 msnm).

Presión de viento: Fuerza por unidad de área que ejerce el viento sobre una superficie expuesta, expresada en kgf/m^2 o Pa.

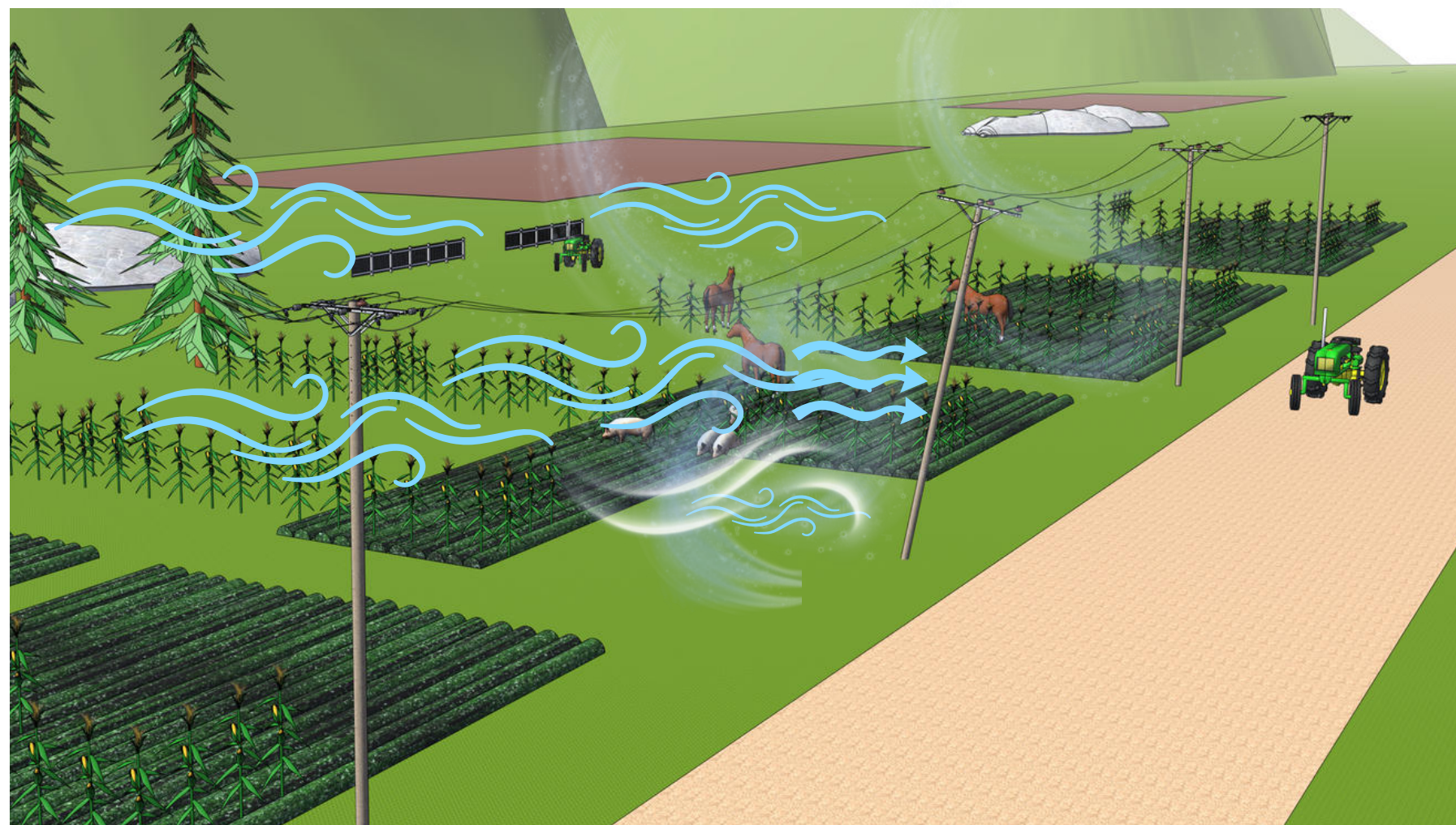


Figura 29. Efecto del Viento sobre Línea de MT en Terreno Montañoso

B) METODOLOGÍA DE CÁLCULO

B.1. Parámetros de Viento para Boyacá

Los parámetros de viento para diseño se establecen en el numeral 1.1.4.4 de esta norma. Para referencia rápida:

- Velocidad de viento de diseño: $V = 80 \text{ km/h}$ (22.2 m/s)
- Velocidad de viento extremo (páramo $>3,000 \text{ msnm}$): $V = 100 \text{ km/h}$ (27.8 m/s)
- Coeficiente de forma para conductores: $C_v = 1.0$
- Coeficiente de forma para postes circulares: $C_p = 0.7$

NOTA IMPORTANTE

Para zonificación detallada del viento por municipios, consultar Tabla 28. del subnumeral 1.1.4.4

B.2 Presión Dinámica del Viento

La presión dinámica base se calcula mediante:

$$q = 0.5 \times \rho \times V^2 \text{ (Pa)}$$

Donde:

- q = presión dinámica (Pa = N/m²)
- ρ = densidad del aire (kg/m³), variable con la altitud
- V = velocidad del viento (m/s)

B.3 Corrección por Altitud

La densidad del aire disminuye con la altitud. Para Boyacá (150 - 3,200 msnm), se aplica la corrección:

$$\rho = \rho_0 \times e^{(-h/8500)}$$

Donde $\rho_0 = 1.225 \text{ kg/m}^3$ (densidad a nivel del mar) y $h =$ altitud en metros.

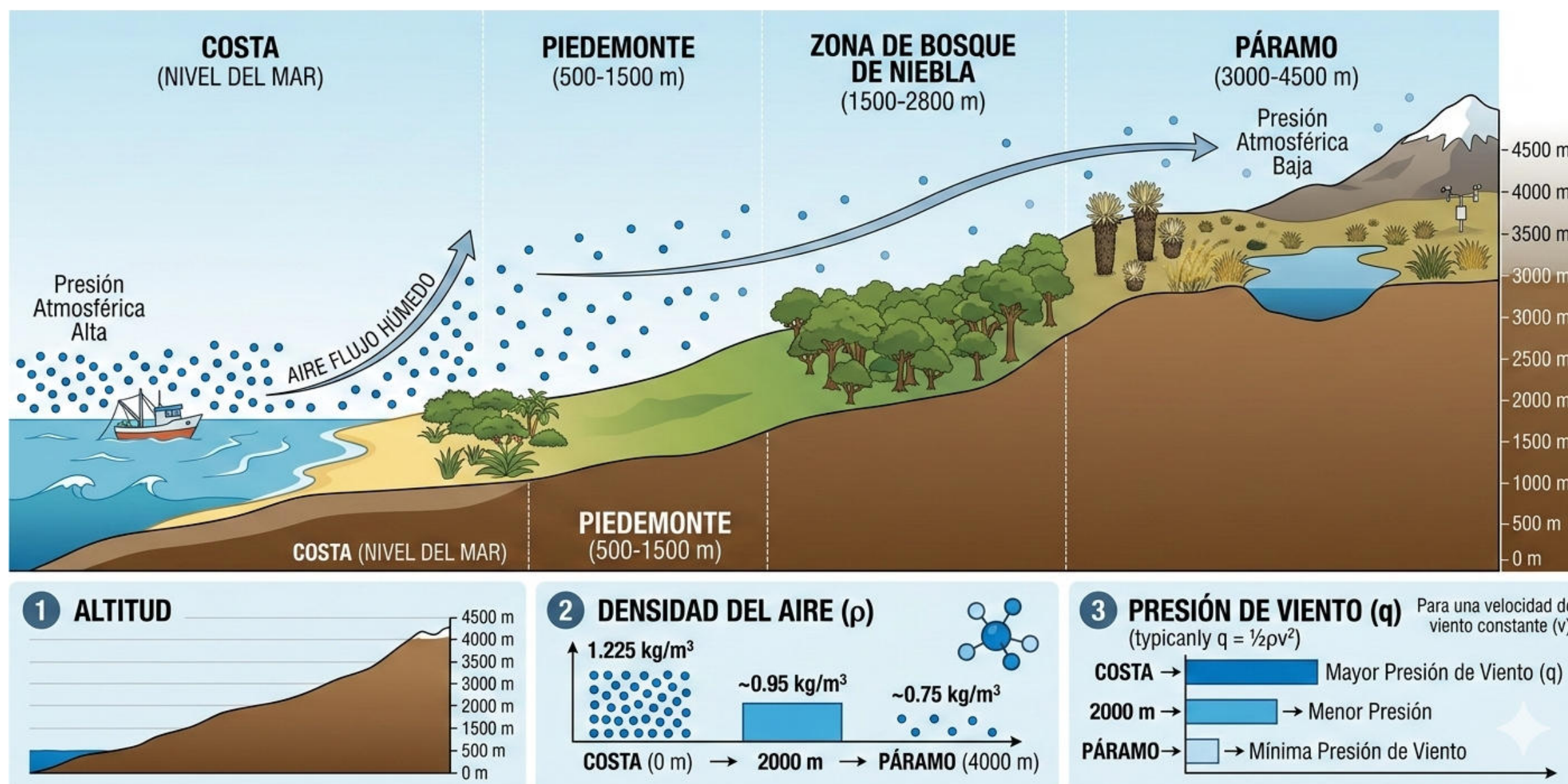


Figura 30. Efecto de la Altitud sobre la Densidad del Aire y Presión de Viento

Altitud (msnm)	ρ (kg/m ³)	q (Pa) a 80 km/h	q (kgf/m ²)
0 (referencia teórica)	1.225	302	30.8
150 (Puerto Boyacá)	1.203	297	30.3
1,800	1.022	252	25.7
2,500	0.957	236	24.1
3,000	0.909	224	22.8
3,200 (máx. EBSA)	0.888	219	22.3

Tabla 44. Densidad del Aire y Presión de Viento por Altitud

NOTA IMPORTANTE

Para simplificación, EBSA adopta $q = 25 \text{ kgf/m}^2$ como valor de diseño para altitudes típicas (2,000-3,000 msnm).

B.4 Carga de Viento sobre Conductores

La carga de viento por unidad de longitud sobre el conductor se calcula:

$$P_v = C_v \times d \times q \times 10^{-3} \text{ (kgf/m)}$$

Donde:

- P_v = carga de viento por unidad de longitud (kgf/m)
- C_v = coeficiente de forma (1.0 para conductores cilíndricos)
- d = diámetro del conductor (mm)
- q = presión dinámica del viento (kgf/m²)

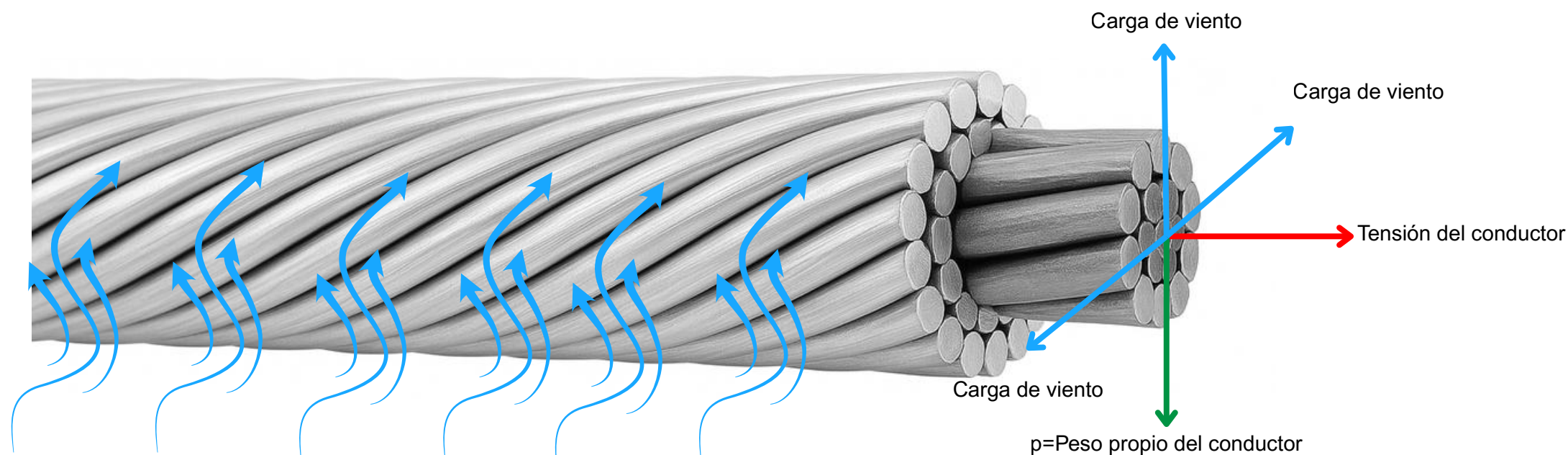


Figura 31. Efecto de la Altitud sobre la Densidad del Aire y Presión de Viento

B.5 Carga Resultante sobre el Conductor

La carga total por unidad de longitud resulta de la composición vectorial del peso propio y la carga de viento:

$$p_{res} = \sqrt{p^2 + Pv^2} \text{ (kgf/m)}$$

C) TABLAS DE VALORES Y EJEMPLOS PRÁCTICOS

Para el predimensionamiento mecánico de estructuras en redes aéreas de media tensión, es necesario considerar el peso propio de los conductores y las cargas transversales producidas por el viento. En las siguientes tablas se presentan los valores de carga resultante para diferentes calibres y tipos de conductor utilizados en redes de media tensión.

C.1. Cargas de Viento sobre Conductores ACSR

Calibre	Diámetro (mm)	Peso p (kgf/m)	Pv (kgf/m)	p _{res} (kgf/m)
2 AWG (Sparrow)	8	0.139	0.2	0.244
1/0 AWG (Raven)	10.1	0.22	0.253	0.335
2/0 AWG (Quail)	11.4	0.277	0.285	0.397
4/0 AWG (Penguin)	14.3	0.442	0.358	0.569

Tabla 45. Cargas de Viento sobre Conductores ACSR (V = 80 km/h, q = 25 kgf/m²)

C.2. Cargas de Viento sobre Cables Semiaislados

Tensión	Calibre	Diám. (mm)	p (kgf/m)	Pv (kgf/m)	p_res (kgf/m)
15 kV	2 AWG	14.2	0.21	0.355	0.413
15 kV	1/0 AWG	16.3	0.35	0.408	0.538
15 kV	2/0 AWG	17.8	0.44	0.445	0.626
15 kV	4/0 AWG	21.5	0.69	0.538	0.874
35 kV	2 AWG	19.8	0.32	0.495	0.589
35 kV	1/0 AWG	22.1	0.5	0.553	0.745
35 kV	2/0 AWG	23.8	0.63	0.595	0.867
35 kV	4/0 AWG	27.5	1	0.688	1.214

Tabla 46. Cargas de Viento sobre Cables Semiaislados

C.3. Cargas de Viento sobre Cables XLPE Trenzados con Mensajero ACSR 2 AWG

Tensión	Calibre	Diám. fase (mm)	p sistema (kgf/m)	Pv (kgf/m)	p_res (kgf/m)
15 kV	2 AWG	25.6	2	0.64	2.100
15 kV	1/0 AWG	27.4	2.33	0.685	2.429
15 kV	2/0 AWG	28.8	2.54	0.72	2.640
15 kV	4/0 AWG	31.5	3.11	0.788	3.208
35 kV	1/0 AWG	36.8	3.69	0.92	3.803
35 kV	2/0 AWG	38.2	3.94	0.955	4.054
35 kV	4/0 AWG	41.8	4.7	1.045	4.815

Tabla 47. Cargas de Viento sobre Cables XLPE Trenzados con Mensajero ACSR 2 AWG

NOTA IMPORTANTE

Peso del sistema incluye 3 fases aisladas + mensajero ACSR 2 AWG (Sparrow). El mensajero portante es quien soporta la tensión mecánica.

Ejemplo Práctico: Cálculo de Carga de Viento en Tunja

Problema: Calcular la carga de viento y resultante para conductor ACSR 1/0 (Raven) en zona de Tunja (2,800 msnm).

Datos: $d = 10.1 \text{ mm}$, $p = 0.220 \text{ kgf/m}$, $V = 80 \text{ km/h}$, $h = 2,800 \text{ msnm}$

Paso 1 - Densidad del aire: $\rho = 1.225 \times e^{(-2800/8500)} = 1.225 \times 0.719 = 0.881 \text{ kg/m}^3$

Paso 2 - Presión dinámica: $q = 0.5 \times 0.881 \times (22.2)^2 = 217 \text{ Pa} = 22.1 \text{ kgf/m}^2$

Paso 3 - Carga de viento: $P_v = 1.0 \times 10.1 \times 22.1 \times 10^{-3} = 0.223 \text{ kgf/m}$

Paso 4 - Carga resultante: $p_{\text{res}} = \sqrt{(0.220^2 + 0.223^2)} = \sqrt{(0.0484 + 0.0497)} = 0.313 \text{ kgf/m}$

Verificación: El incremento por viento es del 42% sobre el peso propio ($0.313/0.220 = 1.42$).

D) RECOMENDACIONES TÉCNICAS

- Para zonas de páramo (>3,000 msnm), usar velocidad de viento de 100 km/h en el diseño.
- En valles y cañones, considerar efecto de canalización que puede incrementar la velocidad local del viento hasta un 20%.
- Para cables de mayor diámetro (XLPE), verificar que la componente de viento no supere el 80% de la carga resultante.
- Consultar registros históricos de IDEAM para zonas específicas con condiciones de viento atípicas.
- En estructuras de retención expuestas, considerar factor de ráfaga de 1.3 sobre la velocidad media.

IMPORTANTE

La carga de viento es el principal factor de sobrecarga para las redes de media tensión en Boyacá. Con la velocidad de diseño de 80 km/h y la corrección por altitud, las cargas resultantes incrementan entre 30% y 50% respecto al peso propio del conductor, dependiendo de su diámetro. Este incremento debe considerarse tanto en el cálculo de flechas bajo condición de viento como en el dimensionamiento de estructuras.

1.1.5.2 ESFUERZOS LONGITUDINALES

A) DEFINICIÓN Y OBJETIVO

Los esfuerzos longitudinales son las fuerzas que actúan en la dirección del eje de la línea, generados principalmente por el desequilibrio de tensiones entre vanos adyacentes y por las variaciones térmicas del conductor. Este subnumeral establece los criterios para calcular estos esfuerzos según el tipo de estructura.

Esfuerzo longitudinal (F_L): Componente de fuerza en la dirección de la línea que debe resistir la estructura, expresada en kgf.

B) METODOLOGÍA DE CÁLCULO

B.1 Clasificación de Estructuras según Esfuerzo Longitudinal

Las estructuras se clasifican según su capacidad para resistir esfuerzos longitudinales:

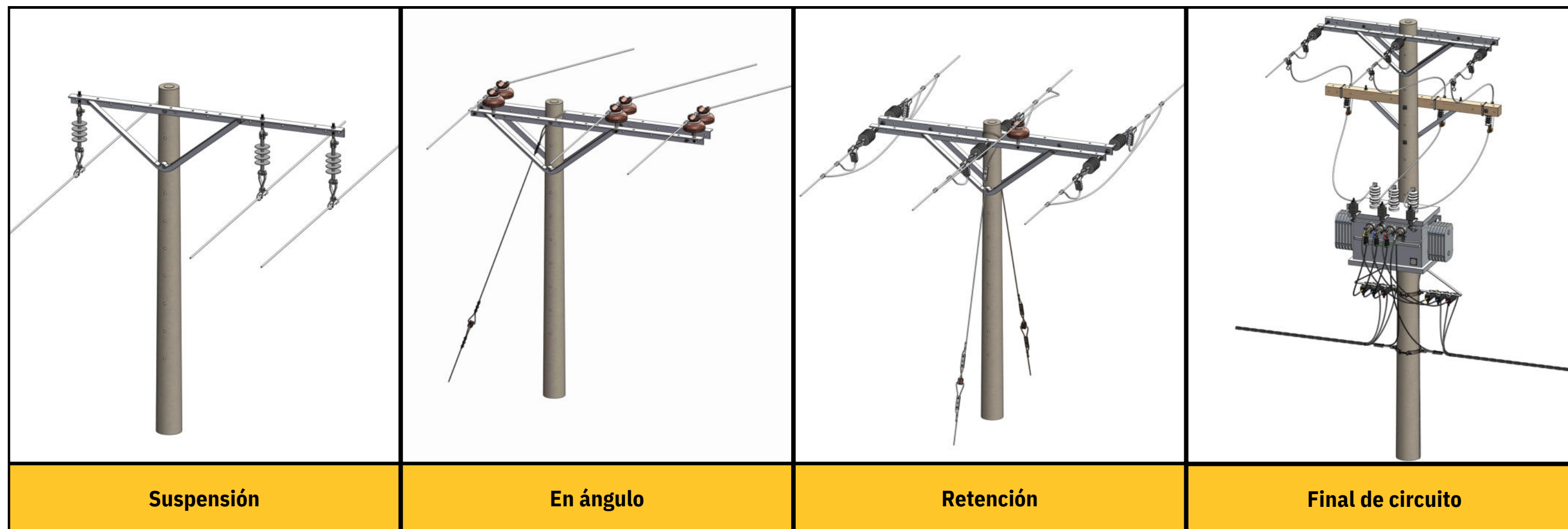


Figura 32. Tipos de Estructuras según Función Mecánica.

Tipo de Estructura	Función	% Tensión Máxima	Fórmula F _L
Suspensión / Alineamiento	Soportar conductor	8%	$F_L = n \times 0.08 \times T_{\text{máx}}$
Ángulo menor ($\leq 30^\circ$)	Cambio dirección leve	8%	$F_L = n \times 0.08 \times T_{\text{máx}}$
Ángulo mayor ($> 30^\circ$)	Cambio dirección fuerte	15%	$F_L = n \times 0.15 \times T_{\text{máx}}$
Anclaje / Retención	Anclar tensiones	50%	$F_L = n \times 0.50 \times T_{\text{máx}}$
Terminal / Fin de Línea	Extremo de línea	100%	$F_L = n \times 1.00 \times T_{\text{máx}}$

Donde: n = número de conductores (3 para circuito simple, 6 para doble circuito)

Tabla 48. Clasificación de Estructuras por Esfuerzo Longitudinal

B.2 Configuraciones de Cruceta

Las estructuras se clasifican según su capacidad para resistir esfuerzos longitudinales:

Configuración	Descripción	Aplicación Típica
HORIZONTAL	3 conductores en línea horizontal sobre cruceta simétrica con el poste. Incluye diagonales de soporte.	Alineamientos en terreno plano, zonas urbanas
BANDERA	3 conductores en línea horizontal, todos al mismo lado del poste. Separación mínima entre conductores: 35 cm.	Zonas con restricción de franja de servidumbre, costados de vía
SEMIBANDERA	Cruceta asimétrica: 2 conductores por un lado del poste y 1 conductor por el otro lado.	Transición entre configuraciones, ángulos menores

Tabla 49. Configuraciones de Cruceta para Media Tensión

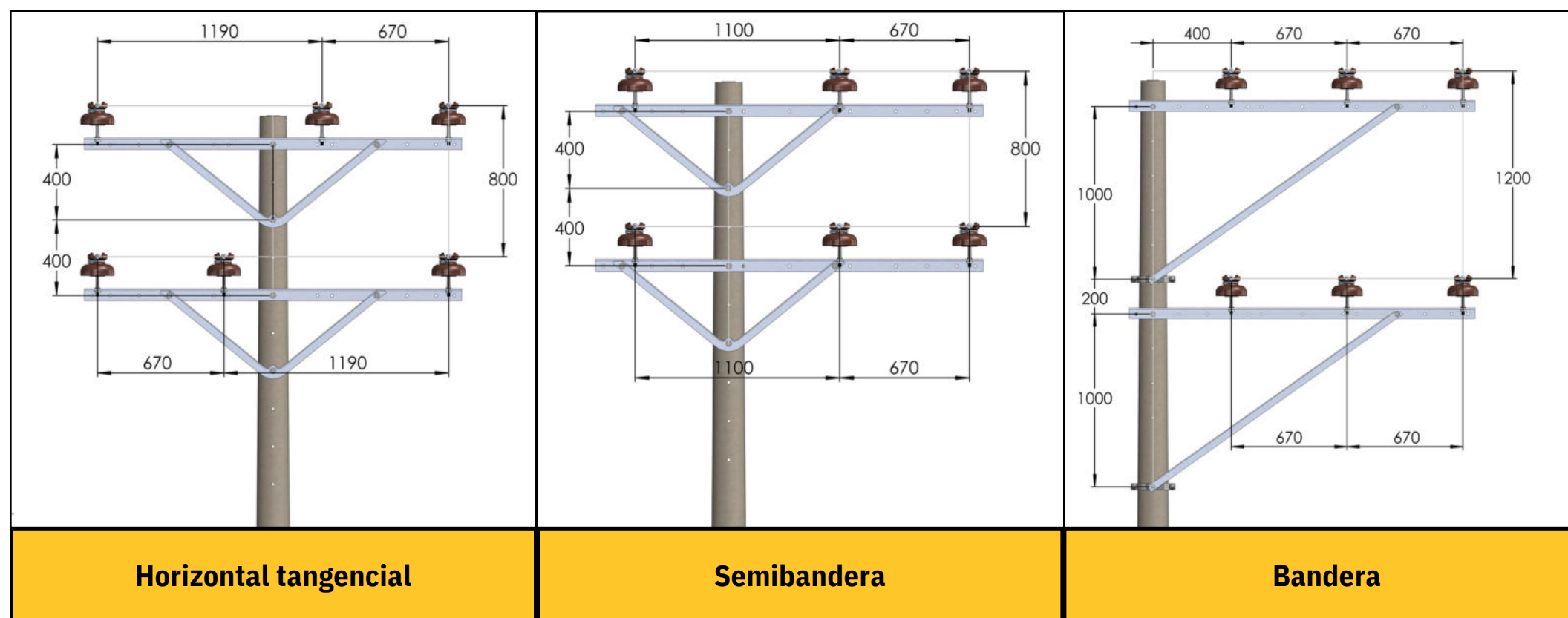


Figura 33. Configuraciones de Cruceta (HORIZONTAL, BANDERA, SEMIBANDERA)

B.3 Tensión Máxima del Conductor

La tensión máxima se calcula como el 40% de la carga de rotura del conductor, aplicando el coeficiente de seguridad:

$$T_{\text{máx}} = T_R / CS = T_R / 2.5$$

Donde:

- T_R = carga de rotura del conductor (kgf)
- $CS = 2.5$ (coeficiente de seguridad para postes EBSA-Boyacá)

Conductor	T_R (kgf)	$T_{\text{máx}} = T_R/2.5$ (kgf)	$T_{50} = T_R/2$ (kgf)
CONDUCTOR ACSR DESNUDO			
ACSR 2 AWG (Sparrow)	1,318	527	659
ACSR 1/0 AWG (Raven)	2,026	810	1,013
ACSR 2/0 AWG (Quail)	2,445	978	1,223
ACSR 4/0 AWG (Penguin)	3,852	1,541	1,926
MENSAJERO (cables aislados)			
ACSR 2 AWG (Sparrow)	1,318	527	659

Tabla 50. Tensiones Máximas de Trabajo por Conductor

NOTA TÉCNICA

- T_{50} = 50% de carga de rotura: Tensión de referencia para cálculo de flechas y tablas de tendido (ver numeral 1.1.4).
- $T_{\text{máx}} = T_R/2.5 = 40\%$ de carga de rotura: Tensión máxima para cálculo de esfuerzos en estructuras, aplicando coeficiente de seguridad $CS = 2.5$ según criterio EBSA.

B.4 Hipótesis de Rotura de Conductor

NOTA TÉCNICA

⚠ SIMPLIFICACIÓN DE DISEÑO

NO se considera la hipótesis de rotura de conductor en el dimensionamiento de estructuras para redes de media tensión de EBSA.

La hipótesis de rotura de conductor solo es obligatoria para líneas de alta tensión (≥ 66 kV) donde los conductores tienen cargas de rotura superiores a 6,600 kgf. Estos conductores pesados almacenan gran cantidad de energía elástica y, si se rompen, pueden generar un efecto de colapso en cascada.

¿Qué tan lejos están los conductores de EBSA de este límite? El conductor más grande usado en MT (ACSR 4/0 Penguin) tiene una carga de rotura de apenas 3,852 kgf, lo que representa solo el 58% del límite. Todos los demás conductores están aún más lejos.

C) TABLAS DE VALORES Y EJEMPLOS PRÁCTICOS

Para el dimensionamiento mecánico de las estructuras también deben considerarse los esfuerzos longitudinales generados por la tensión del conductor según la función estructural del apoyo (suspensión, ángulo, anclaje o terminal). En las siguientes tablas se presentan los esfuerzos de referencia para diferentes calibres de conductor en configuraciones horizontales, bandera y semibandera.

Conductor	Suspensión 8% (kgf)	Ángulo $\leq 30^\circ$ 8% (kgf)	Ángulo $> 30^\circ$ 15% (kgf)	Anclaje 50% (kgf)	Terminal 100% (kgf)
ACSR 2 AWG	126	126	237	791	1,581
ACSR 1/0 AWG	194	194	365	1,215	2,430
ACSR 2/0 AWG	235	235	440	1,467	2,934
ACSR 4/0 AWG	370	370	693	2,312	4,623
Mensajero XLPE	126	126	237	791	1,581

Tabla 51. Esfuerzos Longitudinales - Configuración HORIZONTAL (3 fases)

Conductor	Suspensión 8% (kgf)	Ángulo $\leq 30^\circ$ 8% (kgf)	Ángulo $> 30^\circ$ 15% (kgf)	Anclaje 50% (kgf)	Terminal 100% (kgf)
ACSR 2 AWG	126	126	237	791	1,581
ACSR 1/0 AWG	194	194	365	1,215	2,430
ACSR 2/0 AWG	235	235	440	1,467	2,934
ACSR 4/0 AWG	370	370	693	2,312	4,623
Mensajero XLPE	126	126	237	791	1,581

Tabla 52. Esfuerzos Longitudinales - Configuración BANDERA (3 fases)

Conductor	Suspensión 8% (kgf)	Ángulo $\leq 30^\circ$ 8% (kgf)	Ángulo $> 30^\circ$ 15% (kgf)	Anclaje 50% (kgf)	Terminal 100% (kgf)
ACSR 2 AWG	126	126	237	791	1,581
ACSR 1/0 AWG	194	194	365	1,215	2,430
ACSR 2/0 AWG	235	235	440	1,467	2,934
ACSR 4/0 AWG	370	370	693	2,312	4,623
Mensajero XLPE	126	126	237	791	1,581

Tabla 53. Esfuerzos Longitudinales - Configuración SEMIBANDERA (3 fases)

NOTA IMPORTANTE

Los esfuerzos longitudinales totales son iguales para las tres configuraciones (mismo número de conductores). La diferencia radica en la distribución de momentos sobre el poste y cruceta, que se analiza en el numeral de diseño de estructuras.

Ejemplo Práctico: Estructura Terminal en Vereda Rural

Problema: Determinar el esfuerzo longitudinal en una estructura terminal trifásica con conductor ACSR 1/0, ubicada al final de una derivación rural en el municipio de Tuta.

Datos: $T_R = 2,026 \text{ kgf}$, $CS = 2.5$, $n = 2$ fases

Paso 1 - Tensión máxima: $T_{\text{máx}} = 2,026 / 2.5 = 810 \text{ kgf}$

Paso 2 - Esfuerzo longitudinal (100%): $F_L = 2 \times 1.00 \times 810 = 1,620 \text{ kgf}$

Selección de poste: Se requiere poste con carga nominal $\geq 1,620 \text{ kgf}$. Usar poste 12/1050 con retenida o verificar capacidad del conjunto poste-cimentación.

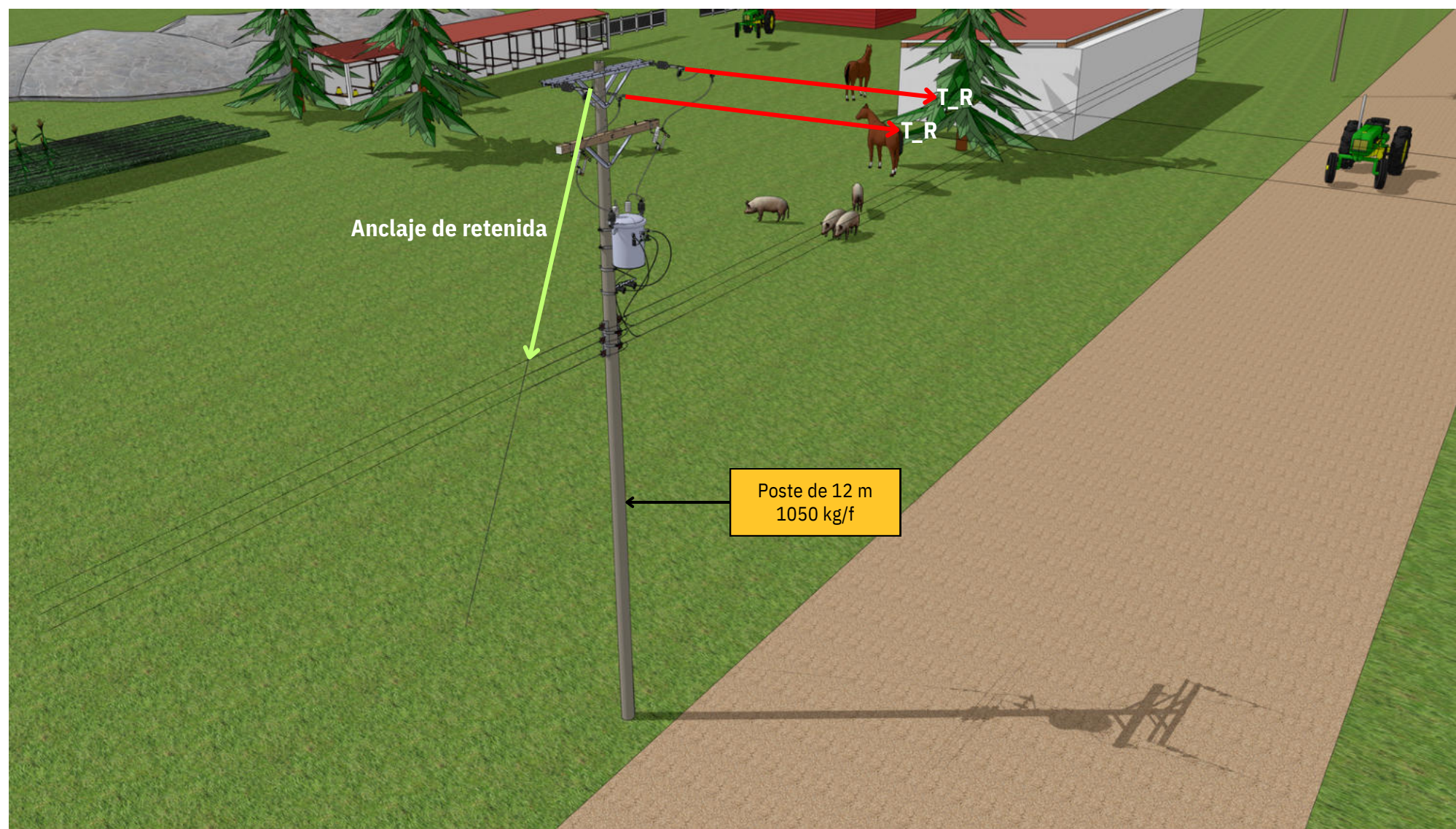


Figura 34. Ejemplo Visual: Estructura Terminal al Final de Derivación Rural

D) RECOMENDACIONES TÉCNICAS

- En estructuras terminales, siempre instalar retenida en dirección opuesta a la línea.
- Las estructuras de anclaje deben ubicarse cada 450 metros máximo para ACSR, según tabla de cantones (ver numeral 1.1.4.1).
- En terrenos con pendiente superior al 15%, reducir la distancia entre anclajes un 20%.
- Verificar que el esfuerzo longitudinal no supere el 40% de la capacidad nominal del poste sin retenida.
- Para doble circuito, duplicar los valores de esfuerzo longitudinal ($n = 6$ conductores).
- Para configuraciones especiales de vanos extendidos (H Simple, H Doble, R300), consultar numeral 1.1.4.5.

IMPORTANTE

Los esfuerzos longitudinales determinan en gran medida el tipo de estructura requerida. Las estructuras de suspensión soportan solo el 8% de la tensión máxima, mientras que las terminales deben resistir el 100%. La correcta clasificación y ubicación de estructuras de anclaje es fundamental para garantizar la estabilidad mecánica del cantón.

1.1.5.3 ESFUERZOS POR CAMBIO DE DIRECCIÓN DE LÍNEA

A) DEFINICIÓN Y OBJETIVO

Cuando una línea cambia de dirección, se genera una fuerza resultante transversal en la estructura de ángulo debido a la componente de las tensiones de los conductores. Este subnumeral establece la metodología para calcular esta fuerza resultante según el ángulo de deflexión.

Fuerza de ángulo (F_A): Resultante de las tensiones de los conductores en una estructura donde la línea cambia de dirección, expresada en kgf.

B) METODOLOGÍA DE CÁLCULO

B.1 Fuerza Resultante por Cambio de Dirección

La fuerza resultante en una estructura de ángulo se calcula mediante:

$$F_A = 2 \times T \times \text{sen}(\alpha/2) \text{ (por conductor)}$$

Donde:

- F_A = fuerza resultante por cambio de dirección (kgf)
- T = tensión del conductor (kgf)
- α = ángulo de deflexión de la línea (grados)

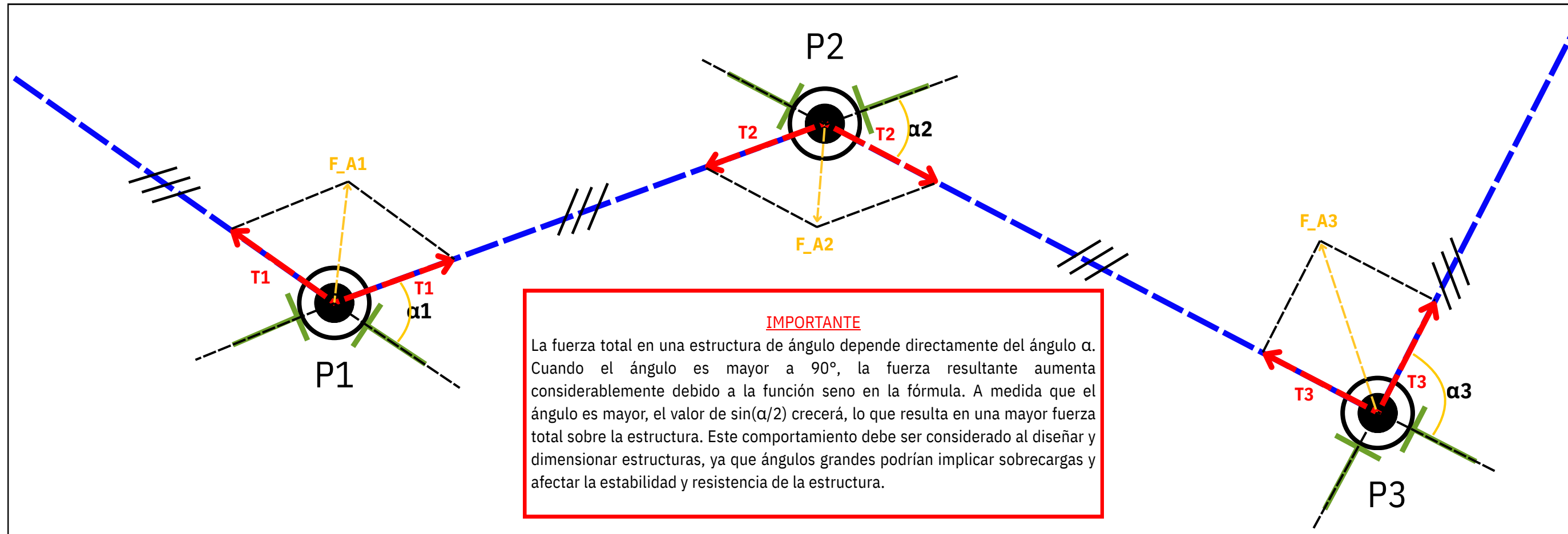


Figura 35. Geometría y Cálculo de la Fuerza de Ángulo. Diagrama geométrico con paralelogramo de fuerzas.

B.2 Fuerza Total en Estructura de Ángulo

Para una línea trifásica, la fuerza total de ángulo es:

$$F_A \text{ total} = n \times 2 \times T_{\text{máx}} \times \text{sen}(\alpha/2)$$

Donde n = número de conductores (3 para línea trifásica simple, 6 para doble circuito).

C) TABLAS DE VALORES Y EJEMPLOS PRÁCTICOS

C.1. Factores de ángulo para el cálculo de fuerzas en estructuras de líneas aéreas

Ángulo α (°)	$\alpha/2$ (°)	$\text{sen}(\alpha/2)$	Factor $2 \times \text{sen}(\alpha/2)$
5	2.5	0.044	0.087
10	5	0.087	0.175
15	7.5	0.131	0.261
20	10	0.174	0.347
30	15	0.259	0.518
45	22.5	0.383	0.765
60	30	0.500	1.000
90	45	0.707	1.414

Tabla 54. Factor de Ángulo $2 \times \text{sen}(\alpha/2)$ para Ángulos Típicos

C.2. Fuerza resultante por ángulo de desviación y selección de tipo de estructura para conductor ACSR 1/0

Ángulo α (°)	Factor	F_A total (kgf)	Tipo Estructura
≤ 5	0.087	212	Suspensión reforzada
10	0.175	425	Ángulo menor
20	0.347	844	Ángulo menor
30	0.518	1,259	Ángulo mayor
45	0.765	1,860	Retención
60	1.000	2,430	Retención
90	1.414	3,436	Retención especial

Tabla 55. Fuerzas de Ángulo para Conductor ACSR 1/0 ($T_{\text{máx}} = 810$ kgf, 3 fases)

Ejemplo Práctico: Estructura de Ángulo 30° en Ruta hacia Vereda

Problema: Una línea trifásica con conductor ACSR 2/0 debe cambiar de dirección 30° para bordear una finca y continuar hacia una vereda en el municipio de Paipa.

Datos: $\alpha = 30^\circ$, $T_{\text{máx}} = 978$ kgf ($T_{R/2.5} = 2,445/2.5$), $n = 3$ fases

Paso 1 - Factor de ángulo: $2 \times \text{sen}(30^\circ/2) = 2 \times \text{sen}(15^\circ) = 2 \times 0.259 = 0.518$

Paso 2 - Fuerza total: $F_A = 3 \times 978 \times 0.518 = 1,520$ kgf

Selección: Se requiere poste con capacidad $\geq 1,520$ kgf en dirección transversal. Usar poste 12/1050 con retenida en bisectriz del ángulo.

D) RECOMENDACIONES TÉCNICAS

- Para ángulos menores a 5° , puede usarse estructura de suspensión reforzada con retenida.
- En ángulos entre 5° y 30° , usar estructura de ángulo menor (poste 12/750).
- Para ángulos entre 30° y 60° , usar estructura de ángulo mayor (poste 12/1050).
- En ángulos superiores a 60° , siempre instalar retenida en la bisectriz del ángulo exterior.
- La retenida de ángulo debe dimensionarse para resistir al menos el 100% de F_A .
- Un cantón no debe contener más de 3 vanos cuando incluye estructuras de ángulo.

IMPORTANTE

Las fuerzas por cambio de dirección crecen proporcionalmente con el seno del medio ángulo. Para ángulos de 60° , la fuerza iguala a la tensión del conductor; para 90° , la supera en un 41%. La correcta clasificación del ángulo y la instalación de retenidas cuando corresponde son esenciales para garantizar la estabilidad de la estructura.

1.1.5.4 ESFUERZOS POR LEVANTAMIENTO EN ZONAS DEPRESIVAS

A) DEFINICIÓN Y OBJETIVO

En terrenos con depresiones o cambios bruscos de pendiente, el conductor puede ejercer una fuerza vertical hacia arriba sobre la estructura intermedia, denominada esfuerzo de levantamiento. Este subnumeral establece los criterios para identificar y calcular esta condición crítica, especialmente relevante en la topografía montañosa de Boyacá.

Esfuerzo de levantamiento (F_{lev}): Componente vertical de la tensión del conductor que actúa hacia arriba sobre una estructura ubicada en un punto más bajo que los apoyos adyacentes.

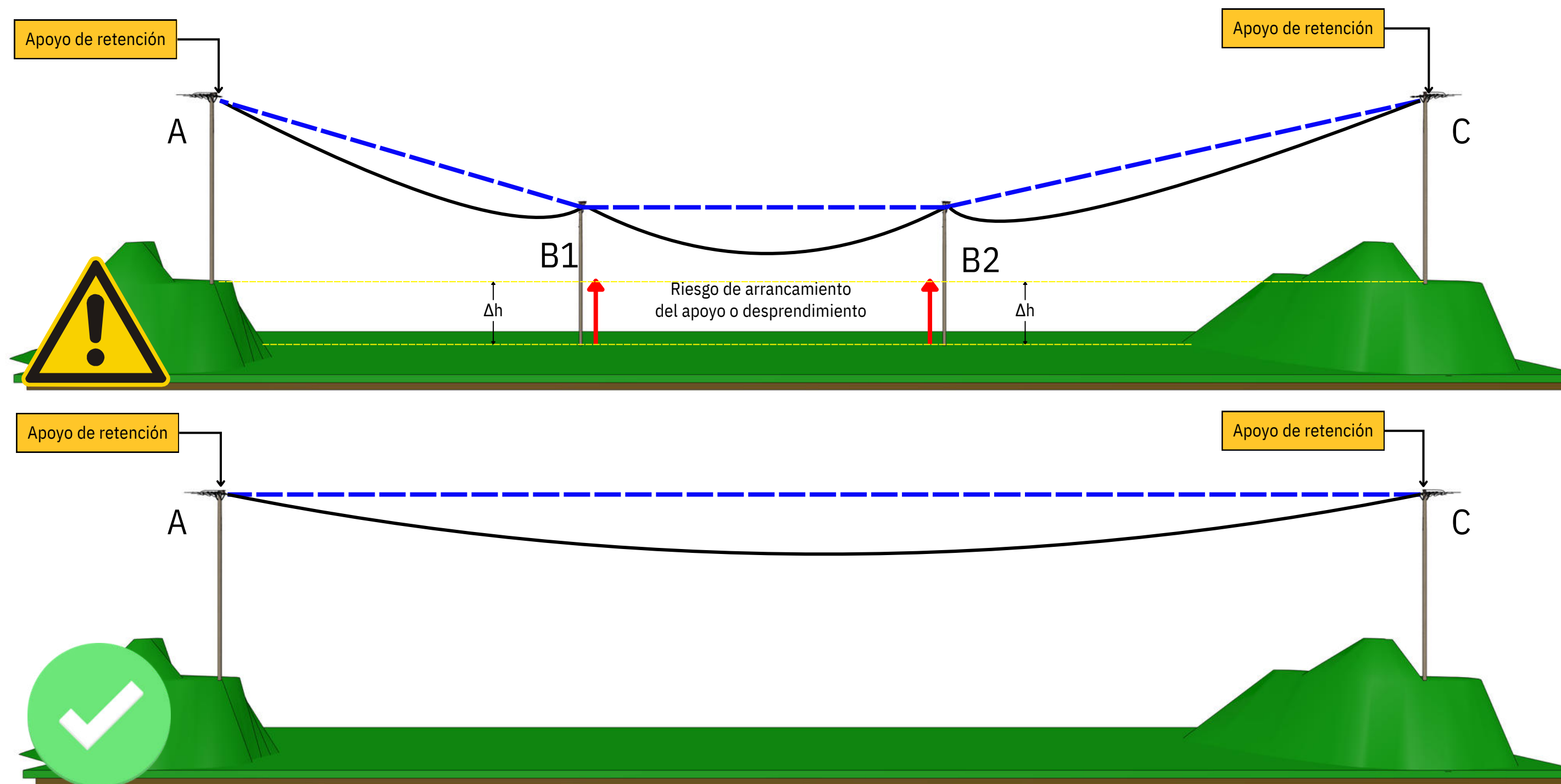


Figura 36. Concepto: ¿Qué es el Esfuerzo de Levantamiento? Diagrama comparativo situación normal vs levantamiento.

B) METODOLOGÍA DE CÁLCULO

B.1 ¿Cuándo Ocurre el Levantamiento?

El levantamiento ocurre cuando la estructura intermedia B está ubicada significativamente más baja que las estructuras adyacentes A y C. Visualmente, es como si el conductor formara una 'carpa' o 'tienda de campaña' sobre el poste B.

B.2 Regla Práctica de Verificación

Para verificación rápida en campo durante el replanteo, se utiliza el criterio simplificado:

$$\text{REGLA DE ORO: } \Delta h \leq 2 \times f_{\text{máx}}$$

Donde:

- Δh = Diferencia de altura entre el poste B y el promedio de A y C
- $f_{\text{máx}}$ = Flecha máxima del vano más largo adyacente (a temperatura máxima 30°C)

Si $\Delta h > 2 \times f_{\text{máx}} \rightarrow$ ¡EXISTE RIESGO DE LEVANTAMIENTO!

B.3 Soluciones cuando Existe Riesgo de Levantamiento

Cuando se detecta riesgo de levantamiento, se pueden aplicar las siguientes soluciones:

1. Aumentar altura del poste B: Usar poste más alto para que el punto de amarre quede por encima del nivel crítico.
2. Reducir longitud de vanos: Agregar postes intermedios para disminuir la flecha y el efecto de levantamiento.
3. Eliminar poste B: Hacer un vano largo de A a C, si las distancias y flechas lo permiten (ver configuraciones especiales en numeral 1.1.4.5).
4. Usar estructura de retención: Si debe existir poste en B, usar aisladores de retención (no suspensión) y cimentación reforzada.
5. Instalar contrapesos: En casos extremos, agregar peso adicional al poste o anclas hacia abajo.

C) TABLAS DE VALORES Y EJEMPLOS PRÁCTICOS

Conductor	Vano (m)	f_máx a 30°C (m)	Δh máx = 2×f_máx (m)
ACSR 2 AWG (Sparrow)	115	0.36	0.72
ACSR 1/0 AWG (Raven)	90	0.71	1.42
ACSR 1/0 AWG (Raven)	80	0.56	1.12
ACSR 2/0 AWG (Quail)	80	0.45	0.9
ACSR 4/0 AWG (Penguin)	65	0.3	0.6
Semiaislado 15kV 1/0	60	0.57	1.14
Semiaislado 35kV 1/0	50	0.51	1.02
XLPE 15kV 1/0	35	0.39	0.78
XLPE 35kV 1/0	30	0.31	0.62

Tabla 56. Desniveles Máximos Permitidos para Verificación de Levantamiento

NOTA TÉCNICA

Las flechas de esta tabla corresponden a la condición de temperatura máxima (30°C) que produce la flecha más desfavorable para verificación de levantamiento. Para flechas de referencia a 15°C utilizadas en tendido, consultar Tabla 24 del numeral 1.1.4.

Ejemplo Práctico: Cruce de Quebrada en Vereda de Cómbita

Situación: Una línea con ACSR 1/0 debe cruzar una quebrada. Las cotas topográficas son: A = 2,550 m, B = 2,548 m, C = 2,552 m. Vanos: a₁ = 70 m, a₂ = 80 m.

Pregunta: ¿Se puede ubicar un poste de suspensión en el punto B (fondo de la quebrada)?

Paso 1 - Calcular promedio de A y C: $h_{prom} = (2550 + 2552) / 2 = 2,551$ m

Paso 2 - Calcular desnivel: $\Delta h = h_{prom} - h_B = 2551 - 2548 = 3$ metros

Paso 3 - Determinar límite: Vano máximo = 80 m $\rightarrow f_{máx} \approx 0.56$ m $\rightarrow \Delta h_{máx} = 2 \times 0.56 = 1.12$ m

Paso 4 - Comparar: $\Delta h = 3$ m $>$ $\Delta h_{máx} = 1.12$ m

⚠ CONCLUSIÓN: EXISTE RIESGO DE LEVANTAMIENTO. No se puede usar estructura de suspensión en el punto B.

D) RECOMENDACIONES TÉCNICAS

- Identificar zonas depresivas (quebradas, hondonadas, cambios de pendiente) durante el replanteo topográfico inicial.
- En terrenos muy irregulares típicos de Boyacá, usar vanos más cortos para evitar condiciones de levantamiento.
- Si no es posible evitar el levantamiento, usar estructuras de retención con cimentación reforzada.
- Los aisladores de suspensión NUNCA deben usarse en estructuras con riesgo de levantamiento.
- Verificar la condición de levantamiento para la temperatura máxima (30°C), cuando la flecha es mayor.
- En cruces de ríos y quebradas importantes, preferir vanos largos sin estructura intermedia en el cauce.

IMPORTANTE

El esfuerzo de levantamiento es una condición crítica que puede causar el desprendimiento del conductor de la estructura. En la topografía irregular típica de Boyacá (valles, quebradas, cambios bruscos de pendiente), esta verificación es especialmente importante. La regla simplificada $\Delta h \leq 2 \times f_{\text{máx}}$ permite una verificación rápida en campo durante el replanteo, evitando diseños que comprometan la seguridad de la línea.

SECCIÓN

1.1.6 COMPONENTES
MECÁNICOS: POSTES,
CRUCETAS Y RETENIDAS



1.1.6.1 POSTES: TIPOS, SELECCIÓN Y CÁLCULO MECÁNICO

A) DEFINICIÓN Y OBJETIVO

Los postes son los elementos estructurales verticales que soportan los conductores, aisladores, crucetas y demás componentes de la red de media tensión. Este subnumeral establece los criterios de selección y especificaciones técnicas para los postes utilizados por EBSA en redes de 13.2 kV y 34.5 kV.

NOTA TÉCNICA

Los postes de 8 m y 10 m son exclusivos para redes de baja tensión y NO se incluyen en esta norma de media tensión.

B) TIPOS DE POSTES Y CARACTERÍSTICAS

B.1 Postes de Concreto Pretensado

- Material y propiedades mecánicas del acero: verificar ficha técnica de referencia en las normas EBSA correspondientes
- Recubrimiento mínimo: 2.5 cm
- Conicidad: 1.5 cm/m
- Orificios y disposición: verificar ficha técnica de referencia en las normas EBSA correspondientes

B.2 Postes de Fibra de Vidrio

- Características de peso y propiedades mecánicas: verificar ficha técnica de referencia en las normas EBSA correspondientes
- Protección UV: Incorporada
- Conicidad: Hasta 1.8 cm/m
- Ventaja principal: NO conductor eléctrico
- Orificios y disposición: verificar ficha técnica de referencia en las normas EBSA correspondientes

POSTE DE FIBRA DE VIDRIO ASTM D4923

POSTE DE CONCRETO PRETENSADO NTC 5285

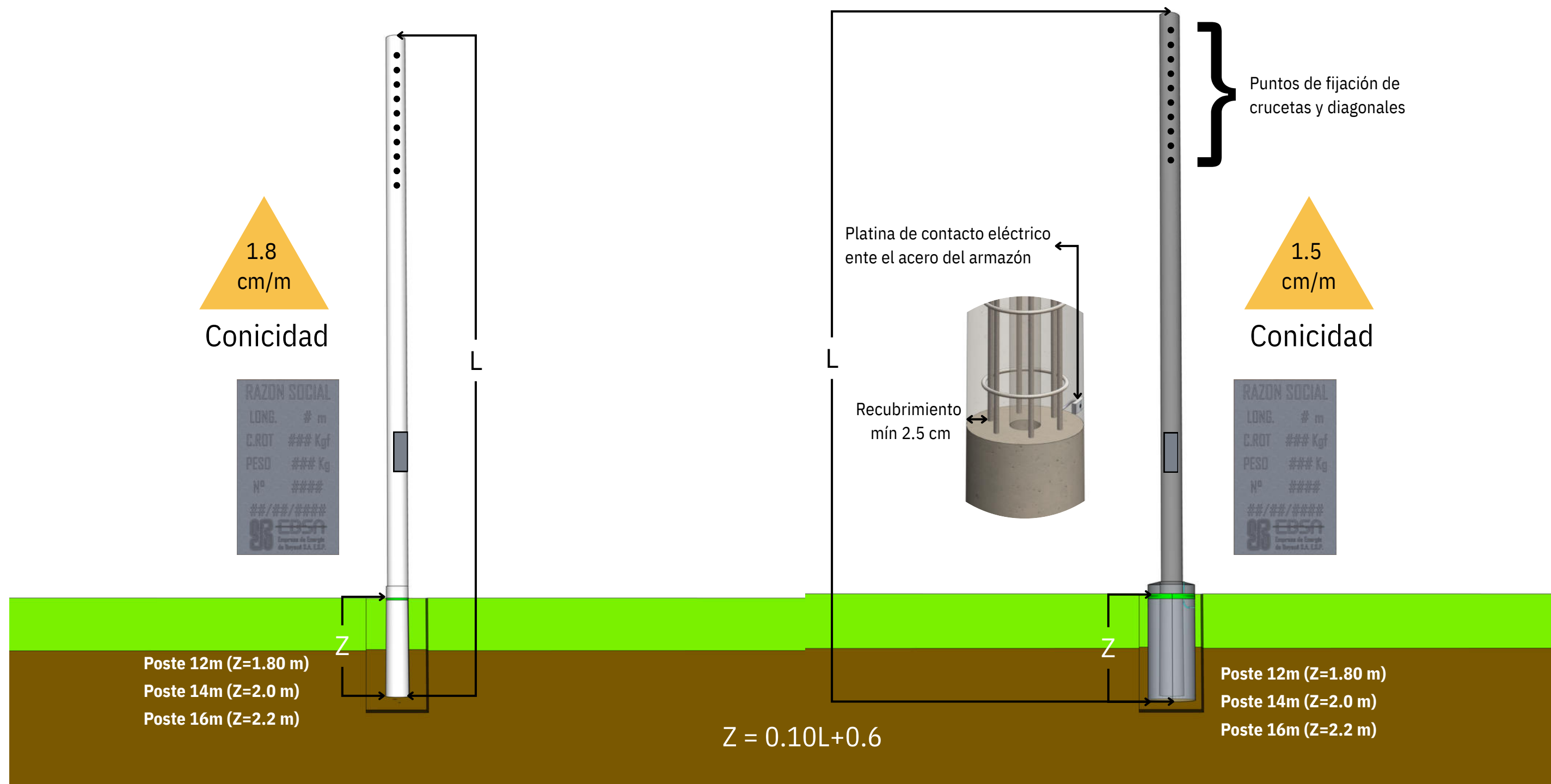


Figura 37. Alzado general del poste y dimensiones de instalación

B.3 Nomenclatura y Rotulado

La nomenclatura, placa de identificación y señalización de postes se rigen por las fichas técnicas de referencia establecidas en las normas EBSA correspondientes.

Para efecto de lectura rápida en diseño: Altura / Carga de rotura. Ejemplo: 12/1050 = poste de 12 metros con carga de rotura de 1,050 kgf.

Empotramiento = $(10\% \times \text{Altura}) + 0.60 \text{ m}$

IMPORTANTE

Nota: Para postes de Concreto en Redes de Media Tensión – EBSA (ver ficha técnica EBSA)

La selección del poste debe satisfacer simultáneamente dos condiciones:

1. La carga de rotura del poste seleccionado debe ser suficiente para resistir el esfuerzo total aplicado sobre la estructura, calculado según la metodología del numeral 1.1.5 de esta norma.
2. La altura útil debe garantizar las distancias mínimas de seguridad al terreno y obstáculos establecidas en el numeral 1.1.3 de esta norma.

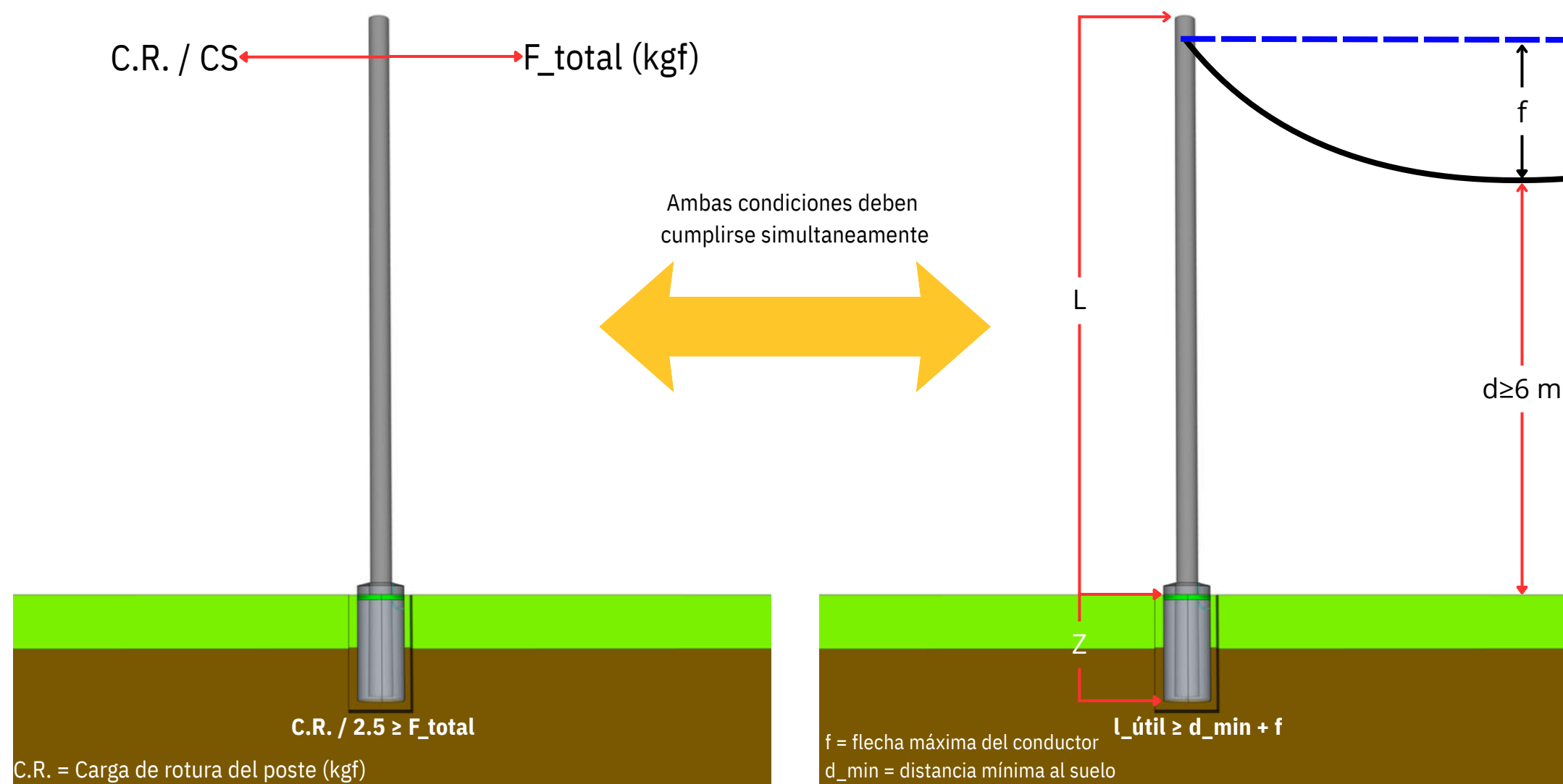


Figura 38. Esquema de criterio de selección de poste: carga de rotura vs. esfuerzo resultante

C) TABLA DE VALORES Y EJEMPLOS PRÁCTICOS

Tipo de estructura	Tipo de conductor	Poste mínimo
Suspensión / Alineamiento	ACSR / Semiaislado / XLPE	12/510
Ángulo menor (< 15°)	ACSR / Semiaislado / XLPE	12/750
Ángulo menor (15°-30°)	ACSR / Semiaislado / XLPE	12/1050
Ángulo mayor (30°-60°)	ACSR / Semiaislado	12/1050
Ángulo mayor (30°-60°)	XLPE	12/1350
Terminal / Retención	ACSR / Semiaislado	12/1050
Terminal / Retención	XLPE	12/1350
Alineamiento doble circuito	ACSR / Semiaislado / XLPE	14/750
Ángulo menor (< 15°) doble circuito	ACSR / Semiaislado / XLPE	14/1050
Ángulo (15°-30°) doble circuito	ACSR / Semiaislado / XLPE	14/1350
Ángulo mayor (30°-60°) doble circuito	ACSR / Semiaislado	14/1350
Ángulo mayor (30°-60°) doble circuito	XLPE	14/2000
Terminal / Retención doble circuito	ACSR / Semiaislado	14/1350
Terminal / Retención doble circuito	XLPE	14/2000

Tabla 57. Guía de Selección de Poste – Media Tensión EBSA

IMPORTANTE

La designación del poste indica altura (m) / carga de rotura (kgf). Esta tabla es una guía de preselección; el cálculo detallado debe realizarse conforme al numeral 1.1.4.4 Fuente: Tablas 30 y 31.

Ejemplo Práctico: Selección de poste a partir de esfuerzo calculado

Situación: Para una estructura de ángulo 25° con conductor ACSR 1/0 en red 13.2 kV, el cálculo de esfuerzos desarrollado según el numeral 1.1.5 arroja un esfuerzo total sobre la estructura de 462 kgf.

Verificación de capacidad del poste

Poste	Carga de rotura (kgf)	Carga de trabajo CS=2.5 (kgf)	¿Cumple?
12/1050	1,050	420	NO (420 < 462)
14/1500	1,500	600	SÍ (600 > 462)

Tabla 58. Verificación de capacidad del poste

Opciones: poste 14/1500 sin retenida, o poste 12/1050 con retenida que absorba el diferencial de 42 kgf.

IMPORTANTE

El cálculo de los esfuerzos que originan la carga sobre la estructura se desarrolla exclusivamente en el numeral 1.1.5 de esta norma.

D) RECOMENDACIONES TÉCNICAS

- Verificar certificación RETIE vigente del poste antes de la instalación.
- Inspeccionar cada poste visualmente (fisuras, deformaciones, daños en recubrimiento) previo al montaje.
- Utilizar postes de fibra de vidrio en zonas de difícil acceso o con riesgo eléctrico elevado.
- No realizar perforaciones en campo; todos los orificios deben ser de fábrica según ficha técnica EBSA.
- Documentar los datos de la placa de identificación en el acta de obra.

IMPORTANTE

La selección correcta del poste es determinante para la seguridad estructural de la red de media tensión. Los postes de concreto pretensado constituyen la solución estándar de EBSA por su desempeño mecánico y disponibilidad en el mercado colombiano; los postes de fibra de vidrio son la alternativa técnicamente justificada en zonas de difícil acceso o alta exposición eléctrica. El criterio fundamental de selección es garantizar que la carga de rotura del poste sea suficiente para resistir el esfuerzo total resultante, calculado conforme a la metodología del numeral 1.1.5. La verificación de altura útil debe realizarse conforme a las distancias mínimas de seguridad del numeral 1.1.3.

1.1.6.2 CRUCETAS: MADERA INMUNIZADA Y METÁLICAS

A) DEFINICIÓN Y OBJETIVO

Las crucetas son elementos horizontales fijados al poste para soportar aisladores y conductores, manteniendo las distancias de seguridad entre fases. EBSA utiliza dos tipos: madera inmunizada y metálicas galvanizadas, siendo las metálicas el elemento estándar.

B) TIPOS DE CRUCETAS Y CARACTERÍSTICAS

B.1 Crucetas de Madera Inmunizada

- Especie: Pino o eucalipto
- Tratamiento: Autoclave con sales CCA (Cobre, Cromo, Arsénico)
- Sección: 4" × 4" (100 × 100 mm)
- Humedad máxima: ≤ 25%
- Longitudes, códigos y especificaciones dimensionales: verificar ficha técnica de referencia en las normas EBSA correspondientes

Longitud (m)	Aplicación	N° Conductores
2	Bifásica / Trifásica	2 - 3
2.5	Trifásica estándar	3
3	Trifásica alta carga	3

Nota: Códigos SAP y especificaciones de suministro: verificar fichas técnicas de referencia en las normas EBSA correspondientes.

Tabla 59. Crucetas de Madera Inmunizada – Longitudes y Aplicaciones

B.2 Crucetas Metálicas Galvanizadas

- Material: Acero al carbono estructural laminado en caliente (ASTM A36 / NTC 1920)
- Acabado: Galvanizado por inmersión en caliente (ASTM A123 / A153 / NTC 2076)
- Uniones: Pernos galvanizados o soldadura MIG con penetración completa
- Perforaciones: Mecanizadas para aisladores, estribos y diagonales
- Longitudes, perfiles, códigos y especificaciones dimensionales: verificar ficha técnica de referencia en las normas EBSA correspondientes

Perfil	Longitudes	Aplicación
3" × 3" × 1/4"	2 m a 3 m	Carga estándar
3" × 3" × 3/8"	2.5 m a 3 m	Alta carga / retención

Nota: Verificar fichas técnicas de referencia en las normas EBSA correspondientes.

Tabla 60. Crucetas Metálicas Galvanizadas – Perfiles y Aplicaciones

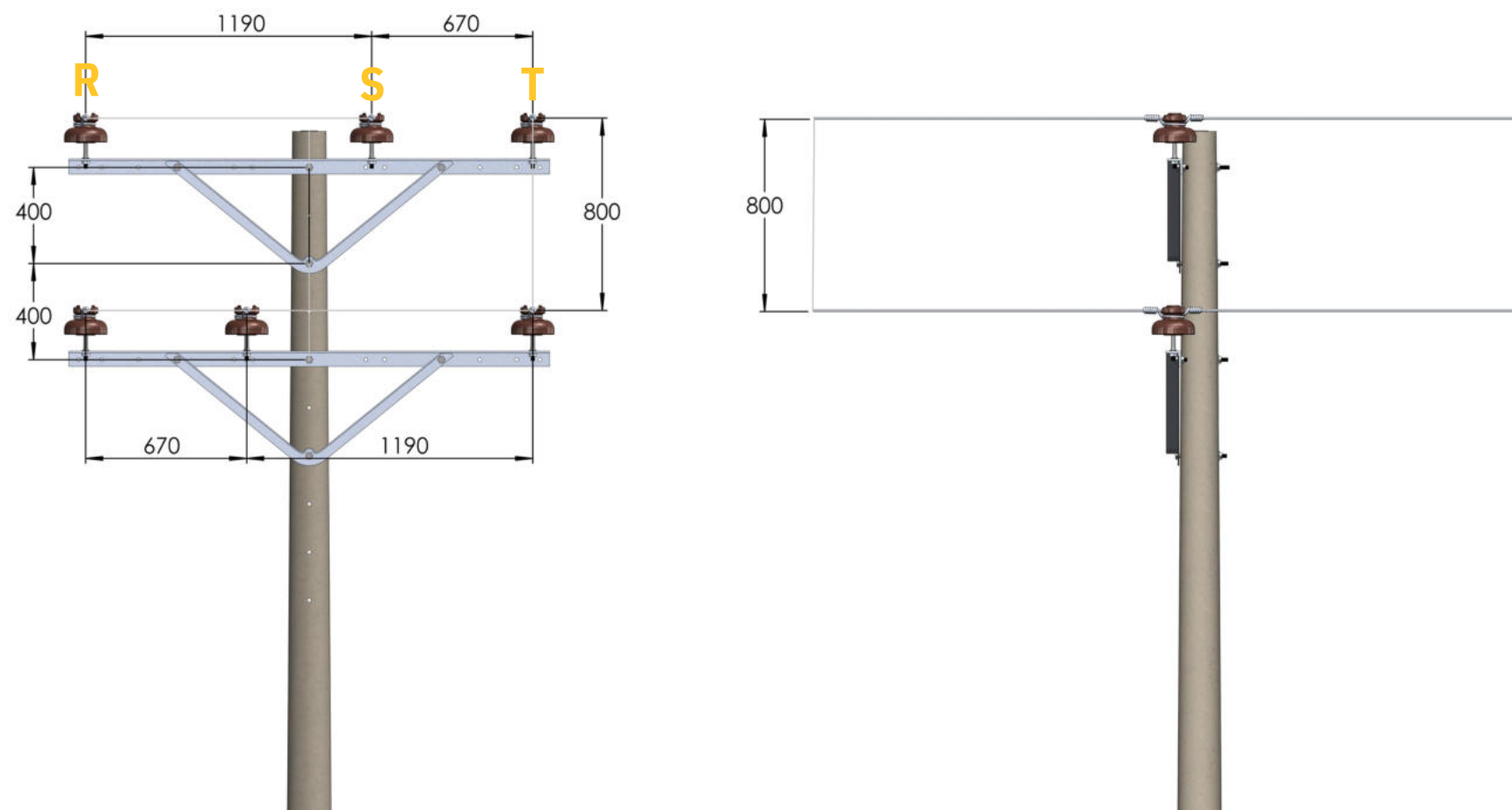


Figura 39. Montaje de cruceta metálica en poste – Vista frontal, configuración Horizontal 13.2 kV

B.3 Recomendación General: Cuándo Usar Crucetas de Madera

La cruceta metálica galvanizada es el elemento estándar en las redes de media tensión de EBSA. Se recomienda considerar crucetas de madera inmunizada en las siguientes situaciones: montaje de seccionamientos donde se requiere aislamiento natural del soporte, zonas de clima frío donde la contracción térmica del metal pueda afectar las uniones, y tramos rurales de difícil acceso donde el peso y maniobrabilidad de la madera representen una ventaja operativa.

C) SEPARACIÓN ENTRE CONDUCTORES

Los espaciamientos entre conductores y la distancia media geométrica (DMG) por configuración se rigen por las Tablas 7 (13.2 kV) y 8 (34.5 kV) del subnumeral 1.1.2.4 de esta norma.

D) CONDICIONES DE INSTALACIÓN

Para crucetas de madera: fijar con pernos pasantes o abrazaderas galvanizadas. Si se requiere corte en campo, aplicar preservante al extremo expuesto. Perforar con broca adecuada para evitar astillamiento.

Para crucetas metálicas: fijar con pernos galvanizados, arandelas planas y de presión. Evitar soldadura en campo; si es necesaria, proteger con galvanizado en frío. No usar crucetas con deformaciones, fisuras o corrosión visible.

Para ambos tipos: verificar horizontalidad con nivel antes de ajustar pernos y cumplir distancias de seguridad establecidas en el RETIE 2024.

E) RECOMENDACIONES TÉCNICAS

- Almacenar crucetas de madera bajo techo, elevadas del suelo, para evitar absorción de humedad.
- Rechazar piezas con defectos visibles: grietas, corrosión, deformaciones o daño en el tratamiento preservante.
- Usar exclusivamente herrajes de acero galvanizado en caliente en todos los puntos de fijación.
- No mezclar tipos de cruceta en una misma estructura sin verificar compatibilidad estructural.

IMPORTANTE

Las crucetas metálicas galvanizadas son el elemento estándar en las redes de media tensión de EBSA para todas las configuraciones. Las crucetas de madera inmunizada se justifican en casos específicos: seccionamientos, zonas de clima frío y tramos de difícil acceso. En todos los casos, las especificaciones dimensionales, códigos de suministro y tolerancias de fabricación se rigen por las fichas técnicas de referencia de las normas EBSA.

1.1.6.3 SISTEMA DE RETENIDAS: TIPOS, SELECCIÓN Y CÁLCULO

A) DEFINICIÓN Y OBJETIVO

Las retenidas son elementos estructurales inclinados que contrarrestan las fuerzas horizontales y longitudinales sobre los postes en estructuras de ángulo, retención y terminal. Su función es equilibrar los esfuerzos resultantes del cambio de dirección de la línea, evitando el volcamiento o fractura del poste. Este subnumeral establece los criterios de selección y especificaciones técnicas del sistema de retenidas utilizado por EBSA en redes de 13.2 kV y 34.5 kV.

B) COMPONENTES DEL SISTEMA DE RETENIDAS

B.1 Cable de Acero Galvanizado EHS

- Tipo: Extra alta resistencia (EHS), configuración 1×7 hilos
- Norma: ASTM A-475 / NTC 2145
- Galvanizado: Clase A por inmersión en caliente (NTC 2076)
- Dimensiones y códigos de suministro: verificar ficha técnica de referencia en las normas EBSA correspondientes

B.2 Varilla de Anclaje

- Material: Acero forjado galvanizado en caliente
- Norma: NTC 858
- Forma: varilla con ojo en un extremo y rosca en el otro
- Accesorios: dos tuercas hexagonales y arandela cuadrada
- Ángulo de enterramiento: 45°, 50° o 60° según disponibilidad de espacio horizontal
- Dimensiones y códigos de suministro: verificar ficha técnica de referencia en las normas EBSA correspondientes

B.3 Aislador Tensor

- Función: aísla eléctricamente el cable de acero del poste
- Ubicación: en la conexión entre cable y poste
- Especificaciones: verificar ficha técnica de referencia en las normas EBSA correspondientes

B.4 Herrajes de Conexión

- Grapas preformadas para cable EHS, guardacabos galvanizados, collarines galvanizados para fijación al poste
- Especificaciones: verificar ficha técnica de referencia en las normas EBSA correspondientes

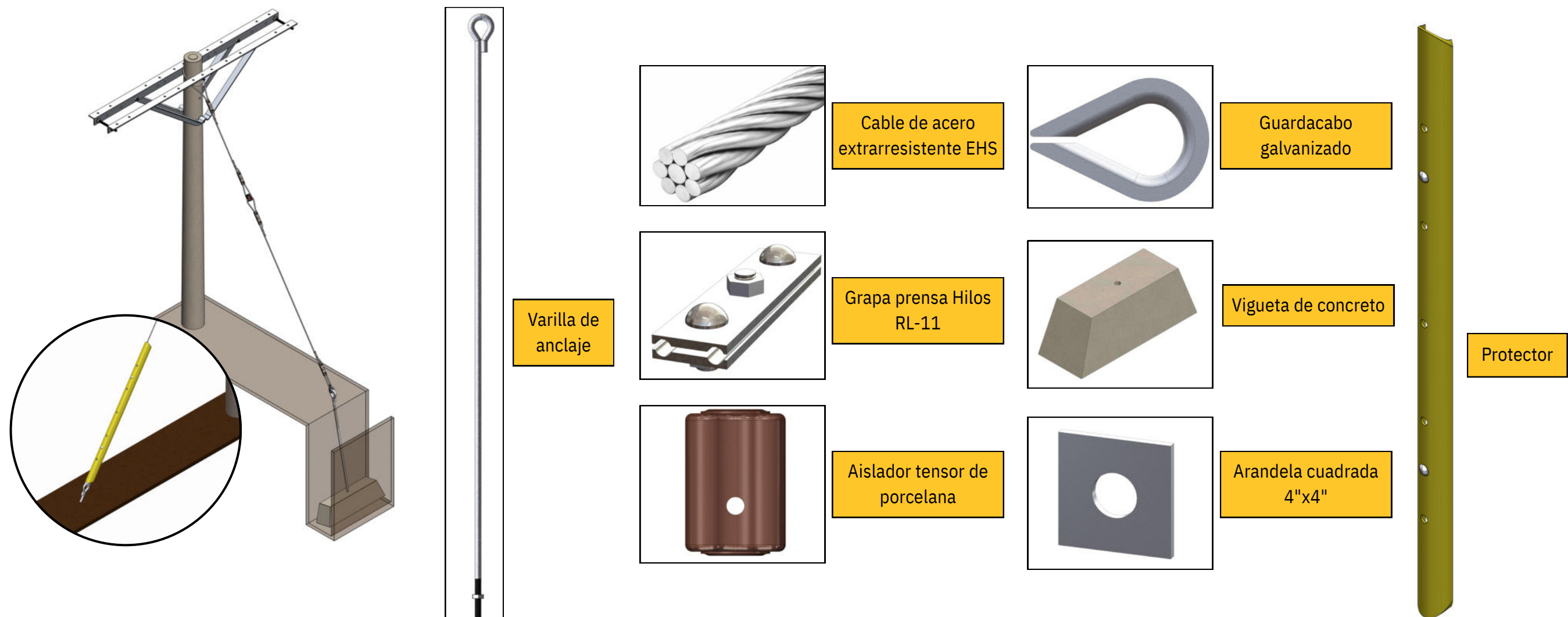


Figura 40. Despiece del sistema de retenida – Componentes y nomenclatura

C) CRITERIO DE SELECCIÓN

La selección del sistema de retenida se realiza a partir del esfuerzo horizontal resultante sobre la estructura, calculado conforme al numeral 1.1.5 de esta norma. El criterio es:

Carga de rotura del cable \geq Tensión en el cable \times CS

Carga de rotura de la varilla \geq Tensión en el cable \times CS

Donde CS = 2.5. Para retenida con ángulo de instalación de 45°:

$T_{\text{cable}} = F_{\text{horizontal}} \times \sqrt{2}$

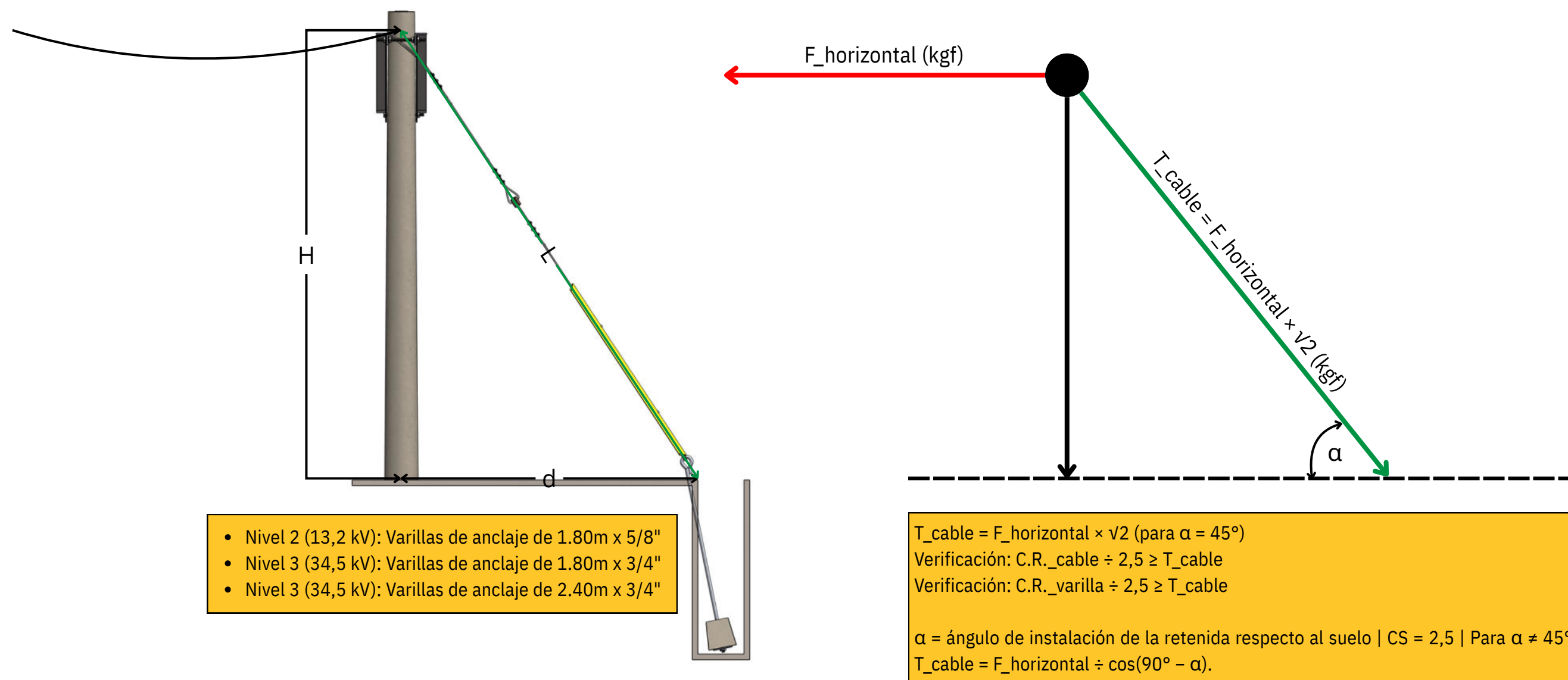


Figura 41. Geometría de instalación y diagrama de fuerzas del sistema de retenida

D) TABLAS DE VALORES Y EJEMPLOS PRÁCTICOS

Componente	Diámetro	Carga mínima de rotura (kgf)	Carga de trabajo CS=2.5 (kgf)	Norma
Cable EHS	1/4" (6.35 mm)	3,019	1,208	ASTM A-475
Cable EHS	3/8" (9.52 mm)	6,992	2,797	ASTM A-475
Varilla anclaje	5/8" × 1.80 m	6,200	2,480	NTC 858
Varilla anclaje	3/4" × 2.40 m	9,000	3,600	NTC 858

Tabla 61. Capacidad de Componentes de Retenida

IMPORTANTE

Nota: En cada combinación la carga de trabajo de la varilla supera la del cable, garantizando que el elemento limitante sea siempre el cable y no el anclaje.

F_horizontal (kgf)	T_cable (kgf)	Cable	Varilla
≤ 854	≤ 1,208	1/4" EHS	5/8" × 1.80 m
855 – 1,977	1,209 – 2,797	3/8" EHS	3/4" × 2.40 m
> 1,977	> 2,797	Doble retenida	3/4" × 2.40 m c/u

Tabla 61. Selección del Sistema de Retenida según Carga Horizontal

IMPORTANTE

Nota: F_horizontal se obtiene del cálculo del numeral 1.1.5. T_cable calculado para ángulo de instalación de 45°.

Ejemplo Práctico: Selección de retenida para estructura de ángulo 45° en 13.2 kV

Situación: Estructura de ángulo mayor con conductor ACSR 1/0 AWG. El cálculo del numeral 1.1.5 arroja un esfuerzo angular total de 1,860 kgf.

Verificación de retenida seleccionada

Paso	Operación	Resultado
Tensión en cable (45°)	$1,860 \times \sqrt{2}$	2,631 kgf
Selección Tabla 1.1.6.3-2	855 – 1,977 kgf	Cable 3/8" + Varilla 3/4"
Verificación cable	$2,631 < 6,992$ kgf rotura	Cumple CS = 2.66 > 2.5
Verificación varilla	$2,631 < 9,000$ kgf rotura	Cumple CS = 3.42 > 2.5

Tabla 62. Verificación de retenida seleccionada

D) RECOMENDACIONES TÉCNICAS

- Instalar el aislador tensor en todos los casos para garantizar el aislamiento eléctrico del cable respecto al poste.
- Verificar que el ángulo de instalación de la varilla sea coherente con el espacio horizontal disponible; ángulos menores a 45° reducen la eficiencia de la retenida.
- En suelos blandos o con alta humedad, evaluar el uso de bloque de anclaje de concreto en reemplazo de la varilla.
- No instalar retenidas en taludes o terrenos con riesgo de deslizamiento sin análisis geotécnico previo.
- Tensar el cable hasta el valor de diseño – no aplicar tensión excesiva que pueda deformar el poste.
- Documentar tipo de cable, varilla y ángulo de instalación en el acta de obra.

IMPORTANTE

El sistema de retenidas es el mecanismo de equilibrio estructural fundamental en estructuras de ángulo, retención y terminal. La selección correcta depende exclusivamente del esfuerzo horizontal resultante calculado conforme al numeral 1.1.5, aplicando CS = 2.5 sobre la carga de rotura verificada. Los valores de capacidad de cable (ASTM A-475) y varilla (NTC 858) garantizan coherencia normativa. Para cargas superiores al rango del cable 3/8 pulgadas se emplea doble retenida antes de modificar la estructura.

1.1.6.4 COMPATIBILIDAD Y CONDICIONES DE MONTAJE

A) DEFINICIÓN Y OBJETIVO

Este subnumeral integra en una vista única los parámetros clave de los componentes validados en los subnumerales anteriores y establece el protocolo de verificación en campo para garantizar la integridad mecánica del conjunto instalado.

B) PARÁMETROS CLAVE POR NIVEL DE TENSIÓN

Parámetro	13.2 kV	34.5 kV
Poste estándar	12 m	14 m
Cruceta metálica	2.0 m	2.5 m
Distancia mínima conductor – suelo	6.0 m	6.0 m
Separación entre fases (Horizontal / Semibandera)	DMG 1.4197 m	Ver Tabla 1.1.2.4-B
Separación entre fases (Bandera)	DMG 1.0961 m	Ver Tabla 1.1.2.4-B
Separación entre fases (Doble nivel)	DMG 2.4713 m	Ver Tabla 1.1.2.4-B
Cable retenida estándar	1/4" EHS	3/8" EHS
Varilla anclaje estándar	5/8" × 1.80 m	3/4" × 2.40 m
Aislador tensor	Ver ficha técnica EBSA	Ver ficha técnica EBSA

Tabla 63. Parámetros Clave por Nivel de Tensión – Referencia Rápida de Diseño

IMPORTANTE

Nota: Los espaciamientos de 13.2 kV corresponden a la Tabla 7. Para 34.5 kV consultar Tabla 8 del subnumeral 1.1.2.4 de esta norma.

Estructura Doble Nivel: Configuración en H con dos crucetas metálicas en el mismo poste, separadas 60 cm verticalmente. Cruceta inferior de 2.5 m para el conductor central; cruceta superior de 4.0 m para los dos conductores restantes. Configuración mecánica de instalación – no implica doble circuito eléctrico.

Cuadro de referencia rápida

Datos de diseño - 13.2 kV

Poste	12 m	Según carga
Cruceta	2.0 m	Metálica galvanizada
Retenida	1/4" EHS	Si aplica
Varilla	5/8" x 1.80 m	Si aplica

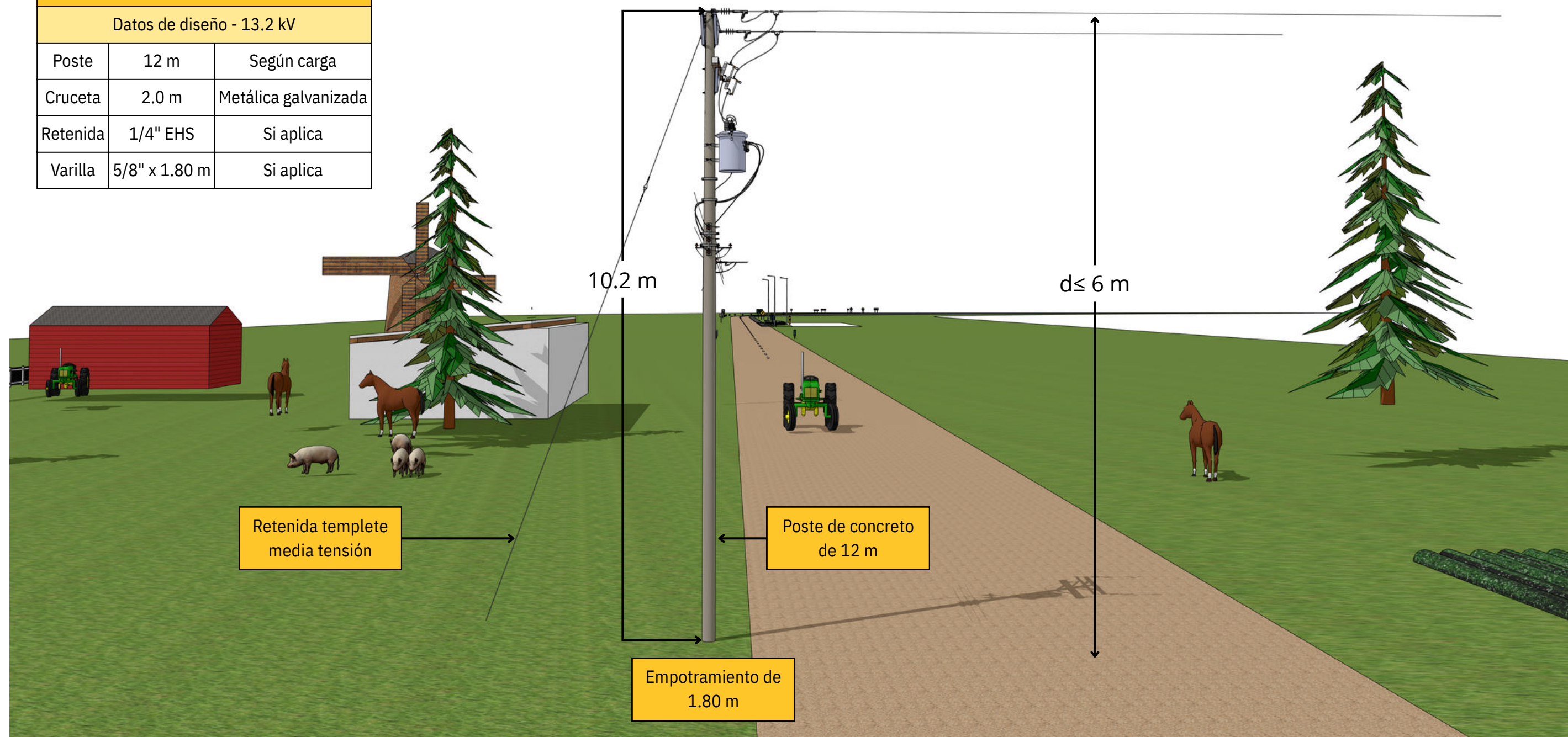


Figura 42. Vista de conjunto — Estructura estándar de alineamiento 13.2 kV con cruceta horizontal

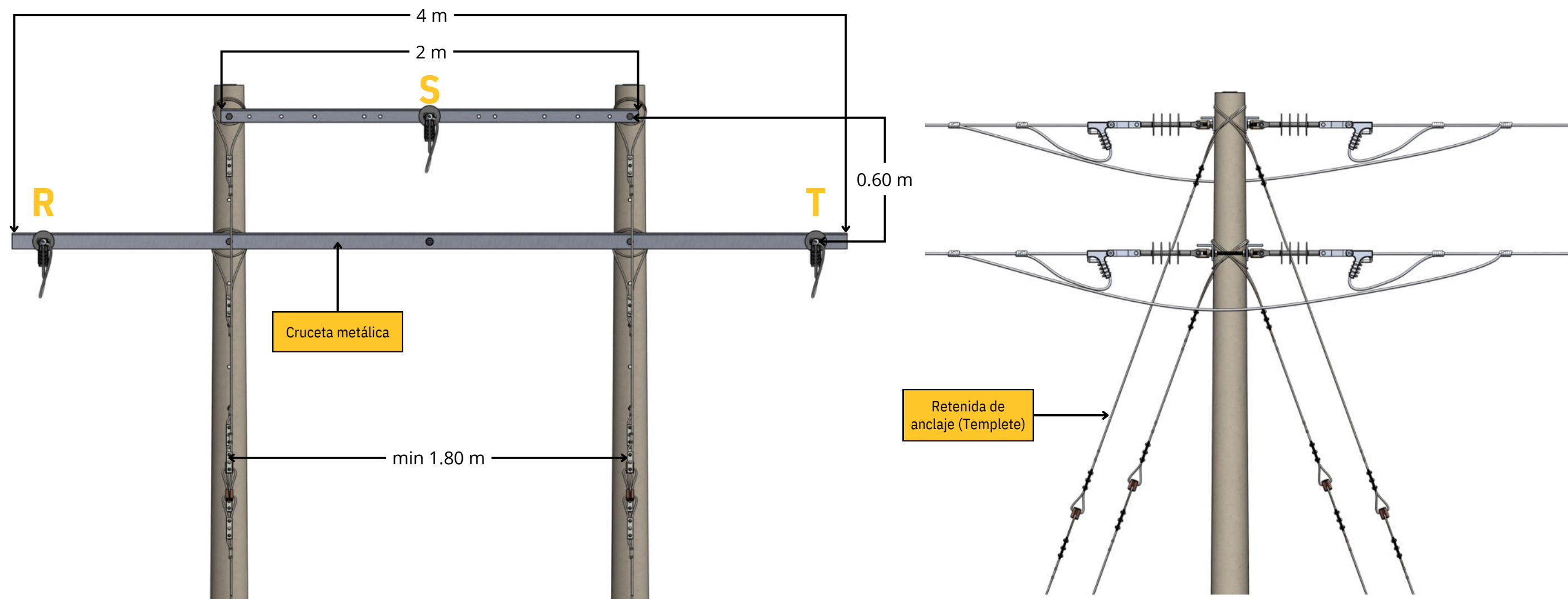


Figura 43. Configuración Doble Nivel (en H) — Vista frontal, cotas de crucetas y separación vertical

IMPORTANTE

La tabla de parámetros clave permite al diseñador y al ejecutor verificar en una sola vista los valores determinantes para cada nivel de tensión, integrando los criterios desarrollados en los subnumerales 1.1.6.1 a 1.1.6.3. Las figuras de conjunto (Figuras 43 y 44) complementan la tabla con la disposición espacial real de los componentes, facilitando la verificación en campo. El cumplimiento de estas especificaciones garantiza la integridad mecánica y la seguridad eléctrica de las estructuras de media tensión de EBSA.