

CAPITULO 2

TÍTULO 4: SISTEMAS DE PROTECCIÓN DE CIRCUITOS EN BAJA TENSIÓN

EBSA 2.4-SPBT

ÍNDICE

2.4.1.

SECCIÓN 1: GENERALIDADES

SECCIÓN 2: DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES TRANSITORIAS (DPS)

2.4.2.

2.4.3.

SECCIÓN 3: FUSIBLES DE BAJA TENSIÓN TIPO NH

SECCIÓN 4: PROTECCIÓN CONTRA SOBRECORRIENTE EN LA ACOMETIDA DE BAJA TENSIÓN

2.4.4.

2.4.5.

SECCIÓN 5: COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN LA RED DE BAJA TENSIÓN

SECCIÓN

2.4.1. GENERALIDADES

1



2.4.1.1 INTRODUCCIÓN



Las redes de distribución de energía eléctrica en baja tensión (BT) operadas por la Empresa de Energía de Boyacá tienen como función suministrar la energía eléctrica a los usuarios finales bajo condiciones de calidad, continuidad y seguridad, conforme a lo establecido en la normativa vigente. El alcance normativo de EBSA, en su calidad de operador de red, comprende los activos que se extienden desde el secundario del transformador de distribución hasta el punto de entrega al usuario, correspondiente a la acometida, e incluye la red secundaria, así como los equipos y elementos de maniobra, medición y protección asociados a este tramo.

En este contexto, la presente norma técnica establece los criterios, requisitos y especificaciones para el diseño, selección, instalación y coordinación de los dispositivos de protección eléctrica en baja tensión aplicables a la infraestructura de distribución bajo responsabilidad de EBSA. El documento no cubre redes internas del usuario, instalaciones eléctricas interiores ni actividades de uso final de la energía, cuyo ámbito corresponde al RETIE y a la NTC 2050.

Las protecciones eléctricas en baja tensión cumplen tres funciones fundamentales dentro de la red de distribución: primero, proteger la vida de personas que pudieran entrar en contacto con partes bajo tensión o que pudieran verse afectadas por arcos eléctricos derivados de fallas; segundo, preservar la integridad física de los activos de la red, incluyendo transformadores, conductores y equipos de medida; y tercero, garantizar la calidad de la energía entregada al usuario mediante la detección y eliminación oportuna de perturbaciones originadas en la red, tales como sobretensiones transitorias de origen atmosférico o de maniobra, y sobrecorrientes derivadas de sobrecargas o cortocircuitos.



2.4.1.2 NORMAS Y ESTÁNDARES



Normativa/Estándar	Descripción
RETIE 2024	Título 8 del Libro 3, Requisitos de protecciones de las instalaciones eléctricas
NTC 2050 (Segunda actualización). Artículo 240	Define los requisitos de los dispositivos de protección contra sobrecorriente, incluyendo la selección, ubicación y capacidad nominal de fusibles e interruptores automáticos.
IEC 60898-1	Interruptores de circuito en baja tensión.
IEC 60947-2	Aparatos de conmutación y control de baja tensión. Interruptores automáticos.
IEC 60269-1	Requisitos generales de fusibles de baja tensión.
IEC 60269-2	Define las características específicas para fusibles tipo NH (cuchilla).
IEC 61643-1	Dispositivos de protección contra sobretensiones transitorias conectados a redes de distribución de baja tensión: Establece la clasificación de los DPS, incluyendo los niveles de protección de tensión (Up), la corriente de descarga nominal (In) y la corriente de descarga máxima (Imax).
IEC 61643-12	Guía de aplicación de los DPS en redes de baja tensión: Principios de selección y aplicación
IEC 60909-0	Corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos de corriente alterna: Metodología de cálculo de corrientes de cortocircuito, utilizada para determinar el poder de corte requerido en fusibles e interruptores.
IEC 62305-1/2/3/4	Protección contra el rayo: Marco normativo para la protección de estructuras e instalaciones eléctricas contra descargas atmosféricas, que fundamenta la instalación obligatoria de DPS en el punto de conexión de la bajante.

Tabla 1. Documentos de referencia, normas y reglamentos adicionales

SECCIÓN

2.4.2 DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN
CONTRA SOBRETENSIONES
TRANSITORIAS (DPS)

2

A) DEFINICIÓN Y OBJETIVO

Un Dispositivo de Protección contra Sobretensiones transitorias (DPS), denominado también descargador de sobretensiones, es un elemento de protección activa cuya función es limitar las sobretensiones de origen atmosférico (descargas eléctricas atmosféricas directas o inducidas) y de maniobra de la red eléctrica que pudieran propagarse a través de los conductores de la red de baja tensión hasta los equipos conectados en la acometida del usuario y en los propios activos de la red.

El DPS actúa como un dispositivo de protección que, ante la presencia de una sobretensión, pasa de un estado de alta impedancia a uno de baja impedancia cuando se supera su tensión continua máxima de operación (U_c). En ese momento conduce la energía del impulso hacia tierra, limitando la tensión residual o nivel de protección (U_p) a un valor seguro para el aislamiento de los equipos. Una vez desaparece la perturbación, el dispositivo retorna automáticamente a su estado de alta impedancia y continúa operando en condiciones normales. El nivel de protección (U_p) del DPS debe ser siempre inferior al nivel básico de aislamiento (BIL) del transformador para garantizar una coordinación adecuada del aislamiento.

La tecnología adoptada para la protección contra sobretensiones en baja tensión es el varistor de óxido de zinc de tipo polimérico. Esta tecnología ofrece beneficios como respuesta no lineal de muy alta velocidad (25 ns), tecnología MOV probada y robusta, indicador visual que muestra el estado operativo del dispositivo y operación automática sin necesidad de sustitución tras eventos de energía moderada.



Figura 1. DPS baja tensión polimérico

B) METODOLOGÍA DE CÁLCULO / CRITERIOS DE DISEÑO

B.1. Capacidad de Cortocircuito del DPS y Coordinación con Fusibles

La capacidad de cortocircuito del DPS debe estar coordinada con la capacidad de falla en el nodo donde va a quedar instalado. Esto implica que el DPS debe tener un poder de corte cuya capacidad de ruptura sea igual o superior a la corriente de cortocircuito máxima esperada en el nodo de instalación. La corriente de cortocircuito máxima en el secundario del transformador puede calcularse como:

$$I_{cc_max} = S_n / (\sqrt{3} \times V_n \times Z_{cc}\%)$$

Donde:

S_n = potencia nominal del transformador (kVA)

V_n = tensión nominal secundaria (kV)

$Z_{cc}\%$ = impedancia de cortocircuito del transformador (valor por unidad)

Las corrientes de cortocircuito en el secundario se encuentran en el rango indicado en la Tabla 2.

El DPS estandarizado por EBSA dispone de desconector interno automático no explosivo con indicación visual, lo que garantiza la interrupción del circuito en caso de falla del elemento varistor sin generar daños secundarios ni riesgo de explosión.

B.2. Criterios de instalación del DPS:

- **Punto de instalación obligatorio:** Los DPS deben instalarse directamente sobre la boquilla del secundario del transformador, uno por cada fase. Su selección y uso no excluye la obligación de realizar los análisis de riesgo eléctrico correspondientes.
- **Conexión fase-DPS:** La conexión entre la fase y el DPS debe ser lo más corta, recta y directa posible. Se deben evitar bucles, trayectorias largas o cambios innecesarios de dirección que incrementen la inductancia del conductor y reduzcan la efectividad del dispositivo frente a impulsos transitorios.
- **Fijación mecánica:** El DPS debe quedar firmemente fijado a una estructura metálica sólida o a un soporte adecuado, con resistencia suficiente frente a esfuerzos mecánicos, vibraciones y condiciones ambientales propias del sitio de instalación.
- **Conexión a tierra:** El terminal inferior del DPS debe conectarse directamente al sistema de puesta a tierra del transformador, garantizando continuidad eléctrica y mínima impedancia en el trayecto hacia tierra.

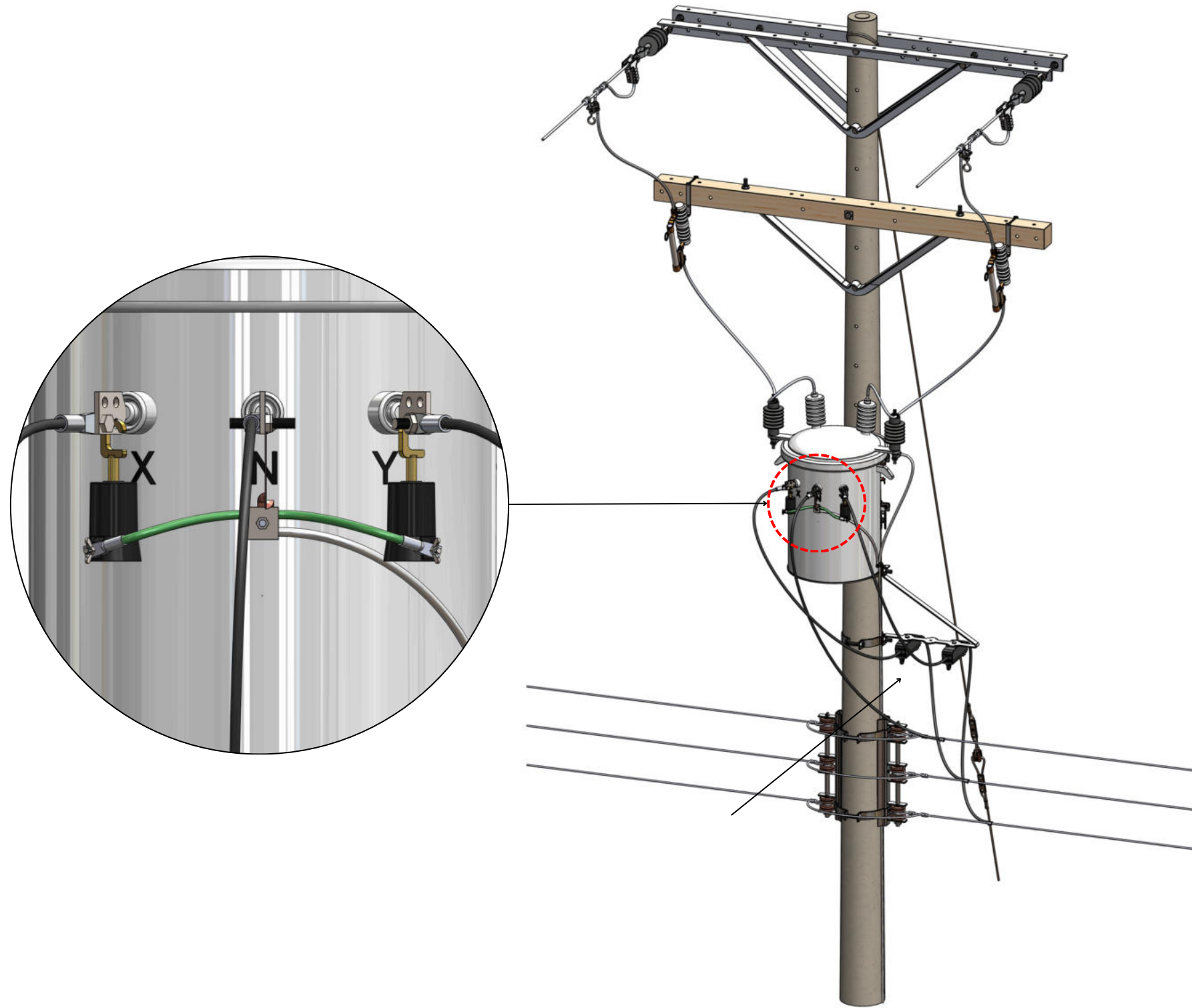


Figura 2. Instalación DPS baja tensión en transformadores monofásicos

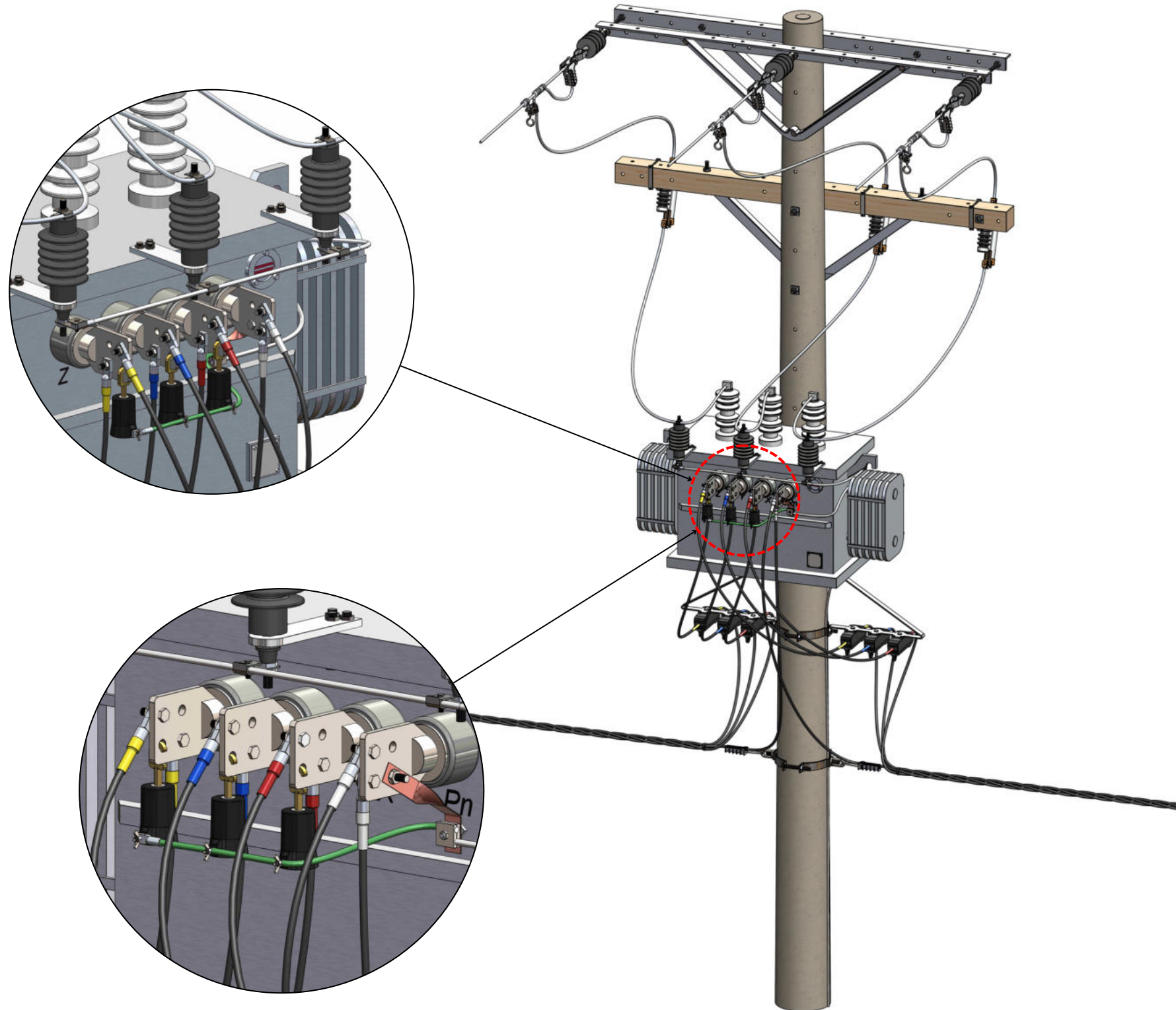


Figura 3. Instalación DPS baja tensión en transformadores trifásicos

C) TABLAS DE VALORES Y EJEMPLOS PRÁCTICOS

C.1. Tensión Continua Máxima de Operación (Uc)

El parámetro U_c define la máxima tensión a la que puede estar sometido el DPS en condiciones normales de operación sin que el dispositivo entre en conducción ni se deteriore, el valor nominal del descargador de sobretensiones debe ser igual o superior a la máxima tensión continua de operación disponible en el punto de aplicación. Los valores de referencia se muestran en la siguiente tabla:

Configuración de red	Tensión de fase (Vf)	Tensión de línea (VL)	Uc mínimo recomendado (por fase)
Monofásica 240/120 V	120 V	240 V	≥ 150 V
Monofásica o trifásica 208/120 V	120 V	208 V	≥ 150 V
Trifásica 220/127 V	127 V	220 V	≥ 160 V
Trifásica 440/254 V	254 V	440 V	≥ 320 V

Tabla 2. Tensión continua máxima de operación mínima del DPS según configuración de red

C.2. Corriente de cortocircuito según tensión del sistema e impedancia del transformador

Para determinar el poder de corte requerido en el DPS y en los fusibles de protección instalados en el secundario del transformador y en la acometida, es indispensable conocer la corriente de cortocircuito máxima prospectiva en el nodo de instalación. Esta corriente representa el peor escenario de falla al que el dispositivo de protección puede verse sometido y define, por tanto, el umbral mínimo de capacidad de ruptura que debe garantizar el equipo seleccionado.

El cálculo se realiza conforme a la metodología IEC 60909-0, considerando únicamente la impedancia de cortocircuito del transformador de distribución como fuente de impedancia dominante, ya que en el nodo del secundario la impedancia de los conductores de la red secundaria es despreciable respecto a la del transformador. Se calculan dos valores de referencia: la corriente de cortocircuito trifásica simétrica (I_{cc_3f}), que representa la falla de mayor magnitud y determina el poder de corte del dispositivo; y la corriente de cortocircuito monofásica fase-neutro (I_{cc_1f}), que representa la falla más frecuente en redes de baja tensión y es la que se utiliza para verificar la sensibilidad del dispositivo de protección (capacidad de detectar la falla mínima).

Los valores de impedancia de cortocircuito (Z_{cc}) utilizados corresponden a los rangos normalizados para transformadores de distribución según IEC 60076: 3,5% para transformadores de 10 kVA, 4,0% para 15 y 25 kVA, 4,5% para 30 y 45 kVA, y 5,0% para 75 y 112,5 kVA.

Sn (kVA)	Vn secundario (V)	Zcc (%)	Icc máx trifásica (kA)	Icc máx monofásica (kA)
3	240/120	3	0.24	0.42
5	240/120	3	0.4	0.69
10	240/120	3.5	0.69	1.19
15	240/120	4	0.9	1.56
25	240/120	4	1.5	2.6
15	208/120	4	1.04	1.56
30	208/120	4.5	1.85	2.78
45	208/120	4.5	2.78	4.17
75	208/120	5	4.16	6.25
112.5	208/120	5	6.25	9.38
150	208/120	5	8.33	12.5

Tabla 3. Corriente de cortocircuito en el secundario de transformadores de distribución

IMPORTANTE

- Estos valores representan el escenario de impedancia mínima (transformador nuevo, temperatura de referencia 75°C), que produce las corrientes de cortocircuito máximas y es el caso de diseño conservador para la selección de dispositivos de protección.

D) RECOMENDACIONES TÉCNICAS / BUENAS PRÁCTICAS

D.1. La conexión a tierra del DPS debe realizarse con cable de cobre aislado mínimo #8 AWG, conforme a la ficha técnica del dispositivo y a la norma de diseño. El conductor de tierra debe ser lo más corto posible, sin curvas cerradas (radio de curvatura mínimo de 20 cm), para minimizar la inductancia de la trayectoria de descarga.

D.2. La distancia entre los bornes del DPS y los equipos a proteger debe ser lo más corta posible, a fin de minimizar la inductancia inductiva, que en presencia de frentes de onda rápidos puede generar sobretensiones adicionales.

D.3. Verificar la compatibilidad del DPS con el modo de protección (Fase/Neutro o Fase/Tierra) y el estado físico del dispositivo antes de proceder con la instalación. El indicador visual del estado operativo del DPS debe quedar visible para inspección, con orientación vertical y gancho de inspección accesible.

D.4. Instalar un DPS por fase. En redes monofásicas de dos conductores activos, instalar un DPS en cada conductor activo respecto a tierra. En redes trifásicas de cuatro hilos, instalar un DPS en cada fase.

D.5. No operar ni manipular el DPS con la red energizada sin los elementos de protección personal apropiados (guantes dieléctricos, casco con protección facial, ropa de arco).

SECCIÓN

**2.4.3. FUSIBLES DE BAJA
TENSIÓN TIPO NH**



A) DEFINICIÓN Y OBJETIVO

El fusible de baja tensión es un dispositivo de protección pasiva contra sobrecorrientes cuyo principio de operación se basa en la fusión de un elemento conductor calibrado (elemento fusible) cuando la corriente que lo atraviesa supera durante un tiempo determinado el valor para el cual fue diseñado. Una vez fundido el elemento, el fusible interrumpe el circuito de forma irreversible, debiendo ser reemplazado tras cada operación.

Los fusibles tipo NH son cartuchos de cuchilla (blade-type) de alta capacidad de ruptura, estandarizados por EBSA para protección contra sobrecorriente y cortocircuito en tableros eléctricos, transformadores y acometidas, instalaciones industriales, comerciales y redes de distribución de baja tensión. La función primaria del fusible NH en la acometida es proveer la protección de sobrecorriente del tramo de conductores comprendido entre el punto de entrega de la red y el primer dispositivo de protección de la instalación del usuario. Para redes de uso general, los fusibles en la bajante del transformador también protegen el propio transformador contra sobrecargas persistentes que pudieran superar su capacidad térmica.

La característica fundamental que diferencia el fusible NH de un interruptor termomagnético es su altísima capacidad de ruptura (hasta 120 kA según IEC 60269) y su carácter limitador de corriente: al interrumpir corrientes en su intervalo de limitación, el fusible reduce la corriente que fluye al circuito en falla a un valor significativamente inferior al que circularía si el fusible fuera reemplazado por un conductor de impedancia comparable, protegiendo así los equipos aguas abajo de los efectos térmicos y electrodinámicos de las corrientes de cortocircuito.

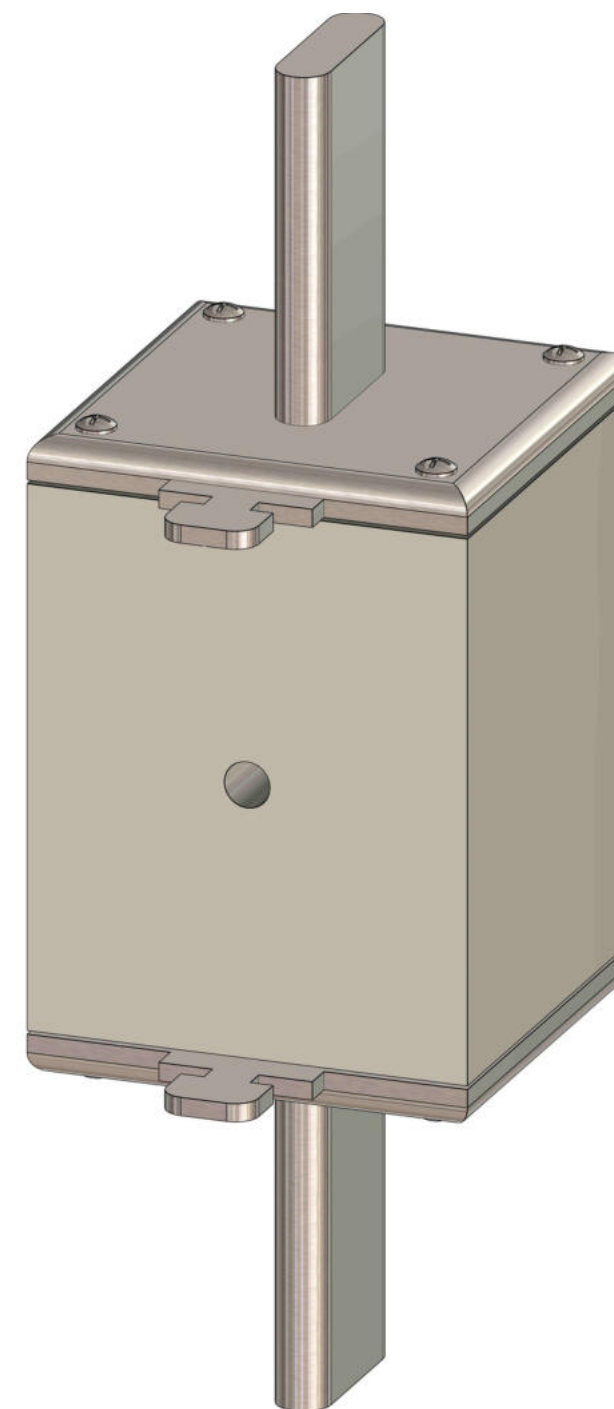


Figura 4. Fusible NH

B) METODOLOGÍA DE CÁLCULO / CRITERIOS DE DISEÑO

B.1. Corriente Nominal del Fusible (I_n)

La corriente nominal del fusible debe seleccionarse en función de la corriente de diseño del circuito a proteger, verificando que se cumplan simultáneamente las siguientes condiciones:

$$I_B \leq I_n(\text{fusible}) \leq I_z(\text{conductor})$$

Donde:

I_B = corriente de diseño, es decir, en el escenario de demanda máxima del usuario [A]

$I_n(\text{fusible})$ = corriente nominal del fusible [A]

$I_z(\text{conductor})$ = capacidad de conducción del conductor en las condiciones de instalación [A]

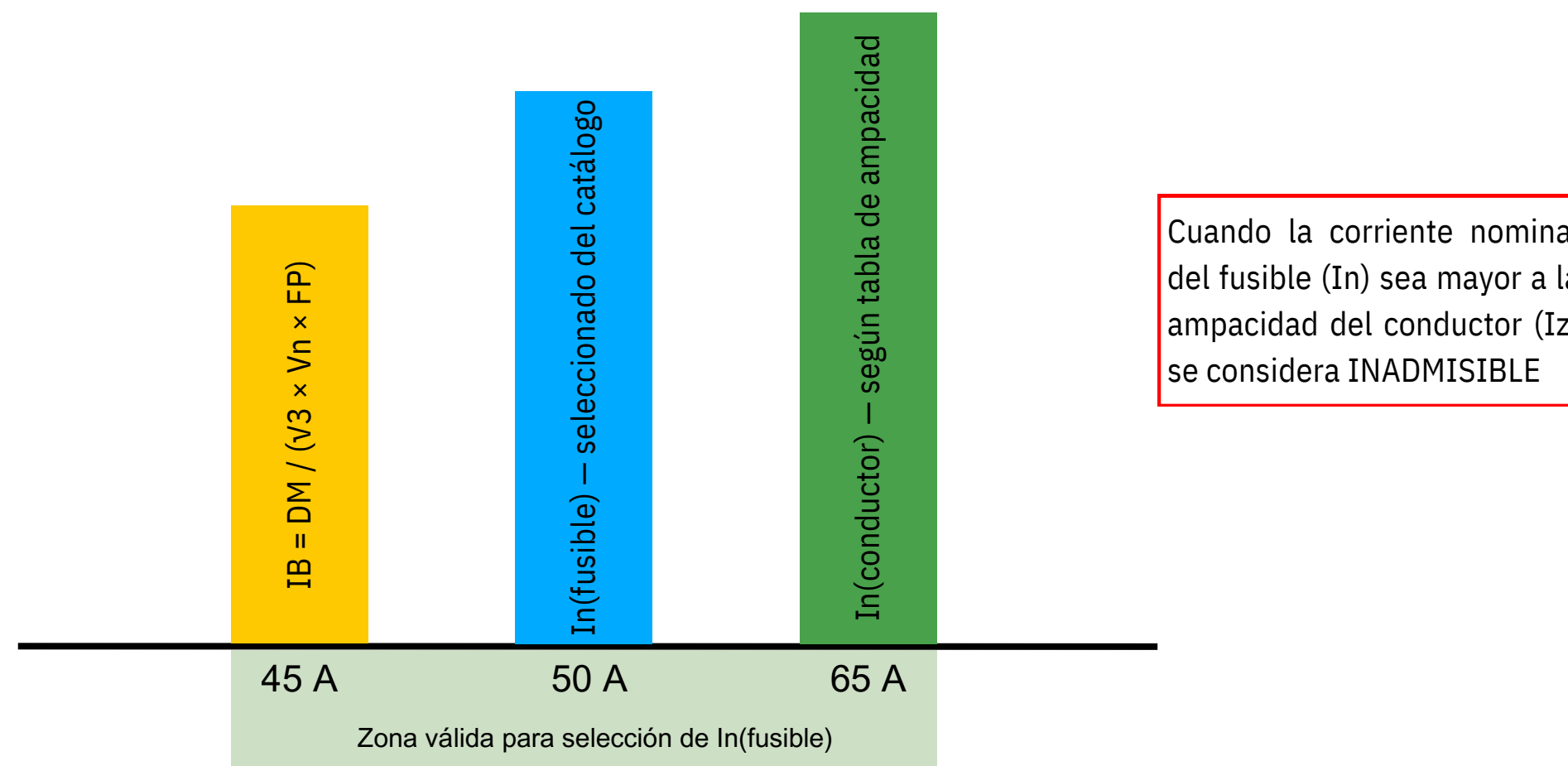
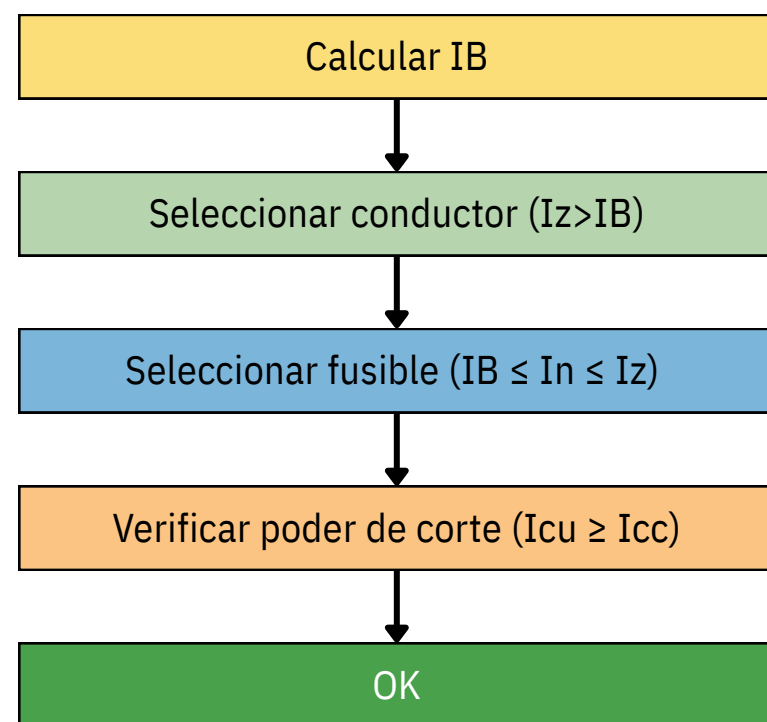


Figura 5. Esquema de Selección del Dispositivo de Protección

B.2. Poder de Corte (capacidad de ruptura)

El poder de corte del fusible debe ser superior o igual a la corriente de cortocircuito máxima prospectiva en el punto de instalación, calculada conforme a IEC 60909. Para los fusibles NH, la capacidad de ruptura es de hasta 120 kA (según IEC 60269), lo que los hace adecuados para instalación directamente en la acometida del secundario del transformador, incluso en transformadores de potencia elevada.

$$I_{cc_max} = V_n / (\sqrt{3} \times Z_{total})$$

Z_{total} incluye la impedancia del transformador y la impedancia de los conductores hasta el punto de instalación del fusible. Para el cálculo se usa la metodología IEC 60909-0.

B.3. Verificación del Tiempo de Fusión – Coordinación con Otros Dispositivos

Las curvas características de tiempo-corriente (TCC, Time-Current Curve) de los fusibles son inversas: a mayor corriente de falla, menor tiempo de fusión. Para garantizar la selectividad entre fusibles en cascada (por ejemplo, fusible del tablero general y fusible de la acometida), la curva TCC del fusible aguas arriba (mayor calibre) debe ubicarse completamente a la derecha de la curva TCC del fusible aguas abajo (menor calibre) en el diagrama logarítmico corriente-tiempo. La regla práctica es que la relación de corrientes nominales entre fusibles en cascada debe ser de al menos 1,6:1 para garantizar selectividad total.

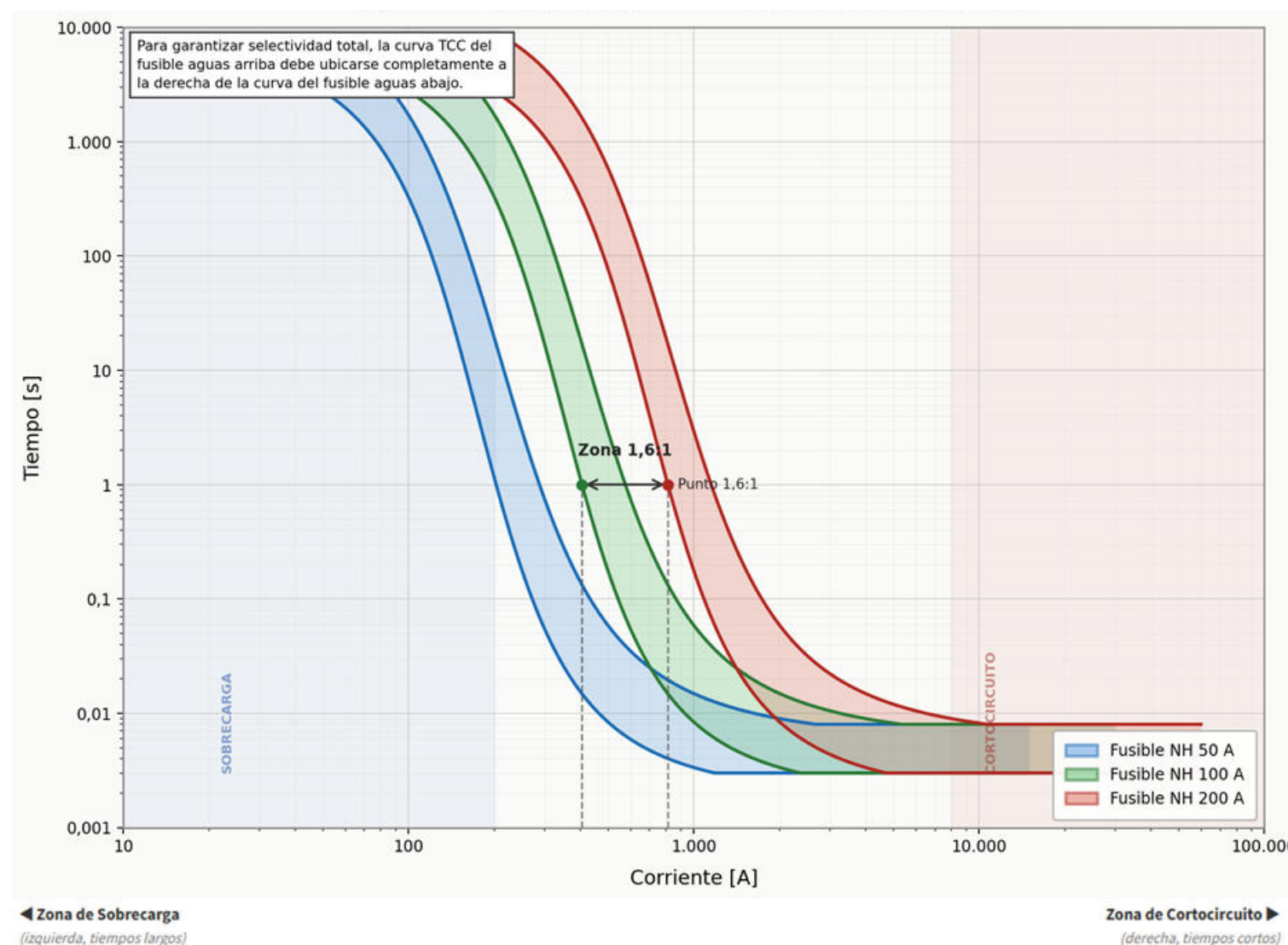


Figura 6. Curvas Características Tiempo-Corriente (TCC) de Fusibles NH

C) TABLAS DE VALORES Y EJEMPLOS PRÁCTICOS

C.1. Tensión Continua Máxima de Operación (Uc)

El parámetro Uc define la máxima tensión a la que puede estar sometido el DPS en condiciones normales de operación sin que el dispositivo entre en conducción ni se deteriore, el valor nominal del descargador de sobretensiones debe ser igual o superior a la máxima tensión continua de operación disponible en el punto de aplicación. Los valores de referencia se muestran en la siguiente tabla:

SISTEMA	Trafo (KVA)	Tensión (V)	Corriente Nominal (A)	Tipo de fusible	Tipo de seccionador Protección
2F	5	240	20.8	Fusible Nh Baja Tensión 25 Amp	APR NH 00 25A
	10	240	41.6	Fusible Nh Baja Tensión 50 Amp	APR NH 00 50A
	15	240	62.5	Fusible Nh Baja Tensión 80 Amp	APR NH 00 80A
	25	240	104.1	Fusible Nh Baja Tensión 125 Amp	APR NH 00 125A
	37.5	240	156.2	Fusible Nh Baja Tensión 200 Amp	APR NH 1 250A
3F	15	208	41.6	Fusible Nh Baja Tensión 75 Amp	APR NH 00 75A
	30	208	83.3	Fusible Nh Baja Tensión 125 Amp	APR NH 00 125A
	45	208	125	Fusible Nh Baja Tensión 160 Amp	APR NH 00 160A
	75	208	208.4	Fusible Nh Baja Tensión 250 Amp	APR NH 1 250A
	112.5	208	312.6	Fusible Nh Baja Tensión 400 Amp	APR NH 2A 400A

Tabla 4. Criterios de selección de fusible NH y seccionador porta fusibles NH en baja tensión

IMPORTANTE

- Los valores de corriente nominal indicados en la tabla corresponden a la corriente nominal del transformador calculada como $I_n = S_n / (\sqrt{3} \times V_n)$, confirmando que los fusibles están calibrados para proteger el transformador de distribución asociado. El diseñador debe verificar que esta corriente nominal sea compatible con la capacidad del conductor de acometida.

Tamaño NH	Rango de corriente (A)	Tensión nominal máx (V)	Ruptura máx (kA)	Aplicación típica BT
NH 00	2 - 100	500 / 690	120	Circuitos secundarios, salidas de tablero
NH 0	2 - 160	500 / 690	120	Alimentadores derivados, acometidas pequeñas
NH 1	35 - 250	500 / 690	120	Acometidas comerciales, transformadores \leq 75 kVA
NH 2	100 - 400	500 / 690	120	Acometidas industriales, transformadores \leq 112.5 kVA
NH 3	160 - 630	500 / 690	120	Acometidas de gran potencia, tableros principales

Tabla 5. Tamaños normalizados de fusibles NH y rangos de corriente disponibles

D) RECOMENDACIONES TÉCNICAS / BUENAS PRÁCTICAS

D.1. Antes de reemplazar un fusible fundido, verificar que la corriente del fusible de repuesto sea idéntica a la del fusible reemplazado. Nunca reemplazar por un fusible de diferente calibre sin realizar el análisis de coordinación de protecciones que lo respalde.

D.2. Asegurar buen contacto en los terminales de la base portafusibles para evitar calentamientos locales (puntos calientes). Realizar mantenimiento periódico de limpieza y verificación de par de apriete de los terminales.

D.3. Verificar que el fusible corresponda a la corriente nominal del circuito protegido.

D.4. Las piezas metálicas no portadoras de corriente de la instalación del fusible (bases, soportes, gabinetes) deben conectarse a tierra de forma efectiva mediante conexión equipotencial.

D.5. Los fusibles NH deben instalarse sobre bases portafusibles tipo NH compatibles (aisladas o con seccionadores), asegurando que la base corresponde al mismo tamaño NH del fusible (NH 0, NH 1, etc.). No debe realizarse la conexión o desconexión del fusible NH bajo carga sin utilizar seccionadores con ruptura bajo carga.

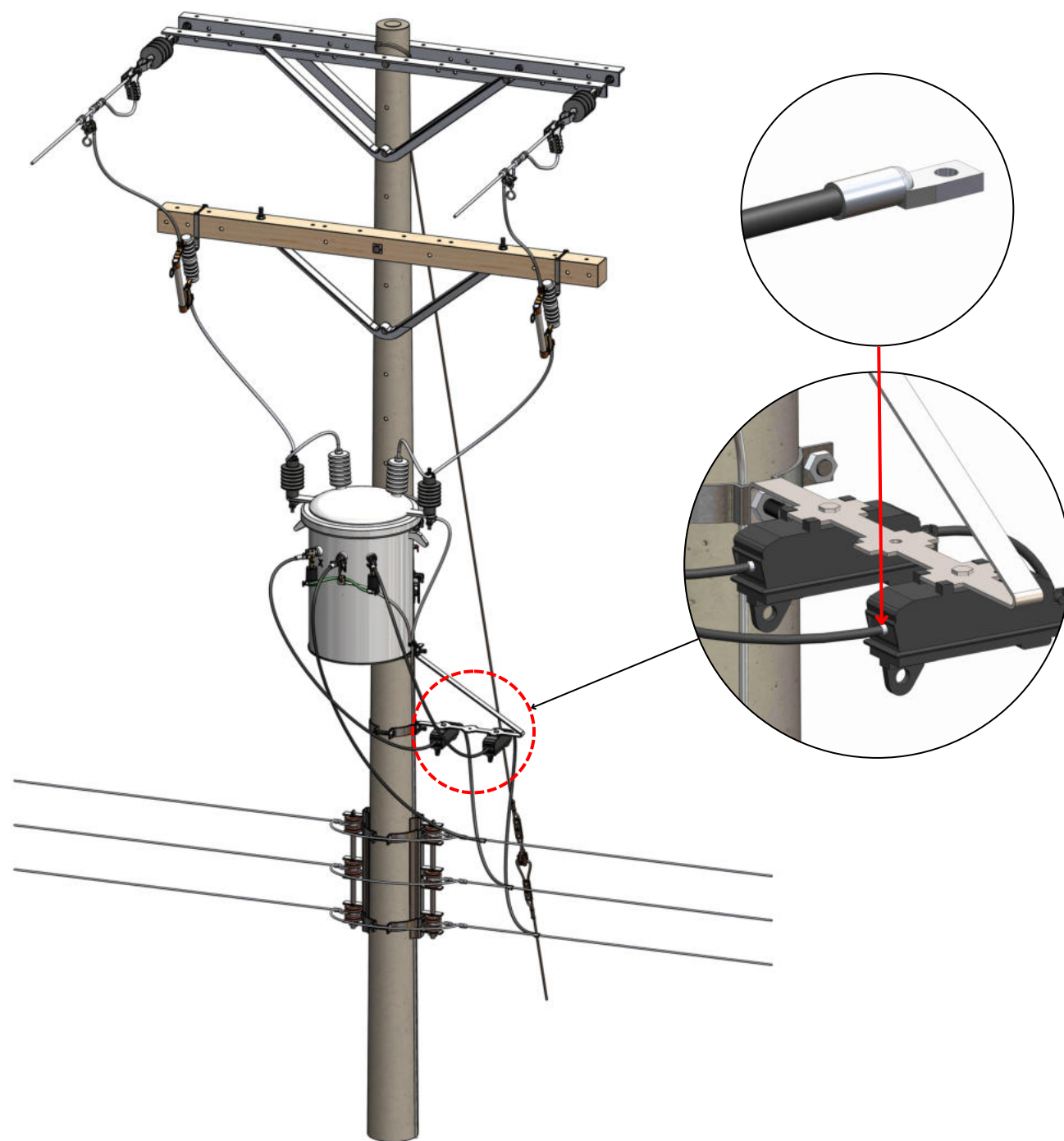


Figura 7. Instalación fusible y seccionador baja tensión en transformadores monofásicos

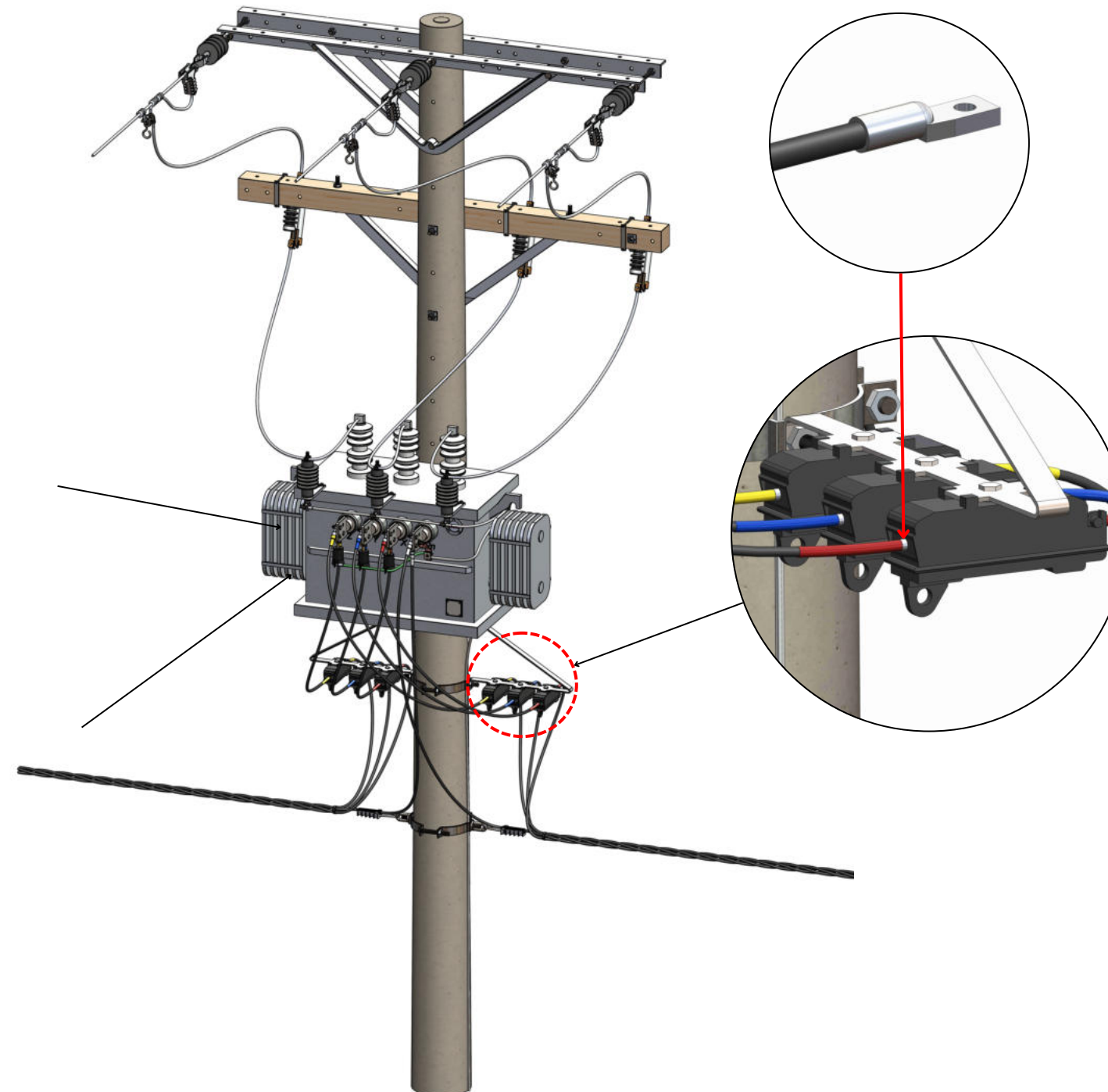


Figura 8. Instalación fusible y seccionador baja tensión en transformadores trifásicos

SECCIÓN

**2.4.4. PROTECCIÓN CONTRA
SOBRECORRIENTE EN LA
ACOMETIDA DE BAJA TENSIÓN**



A) DEFINICIÓN Y OBJETIVO

La protección contra sobrecorriente en la acometida de baja tensión comprende el conjunto de dispositivos y criterios técnicos destinados a detectar y eliminar de forma selectiva y coordinada las condiciones de sobrecorriente que se originen en el tramo de red que va desde el secundario del transformador de distribución hasta el punto de entrega al usuario (acometida).

Se entiende por sobrecorriente toda corriente que supere el valor nominal del circuito. Las sobrecorrientes se clasifican en dos grandes categorías, con mecanismos de origen y comportamiento distintos que condicionan la selección del dispositivo de protección:

- **Sobrecarga:** Corriente superior a la nominal del circuito, originada por una carga excesiva conectada al sistema, cuyo valor no supera significativamente la corriente de cortocircuito. Las sobrecargas son de origen no perturbador y pueden mantenerse por períodos prolongados antes de causar daño térmico. La protección contra sobrecarga debe actuar antes de que la temperatura de los conductores supere la máxima de operación permitida por el aislamiento.
- **Cortocircuito:** Corriente de magnitud muy superior a la nominal (típicamente 5 a 100 veces I_n), originada por una conexión anómala de baja impedancia entre conductores de diferente polaridad o entre conductor activo y tierra. Los cortocircuitos son de origen perturbador, de corta duración tolerada, y su eliminación debe ser inmediata para evitar daños irreversibles a los conductores y equipos.

El concepto de *dispositivo de protección contra sobrecorriente tipo limitador de corriente* es fundamental: cuando el dispositivo interrumpe corrientes en su intervalo de limitación, reduce la corriente de falla a un valor significativamente menor que la corriente prospectiva de cortocircuito, protegiendo así los elementos aguas abajo.

SOBRECARGA

CORTOCIRCUITO

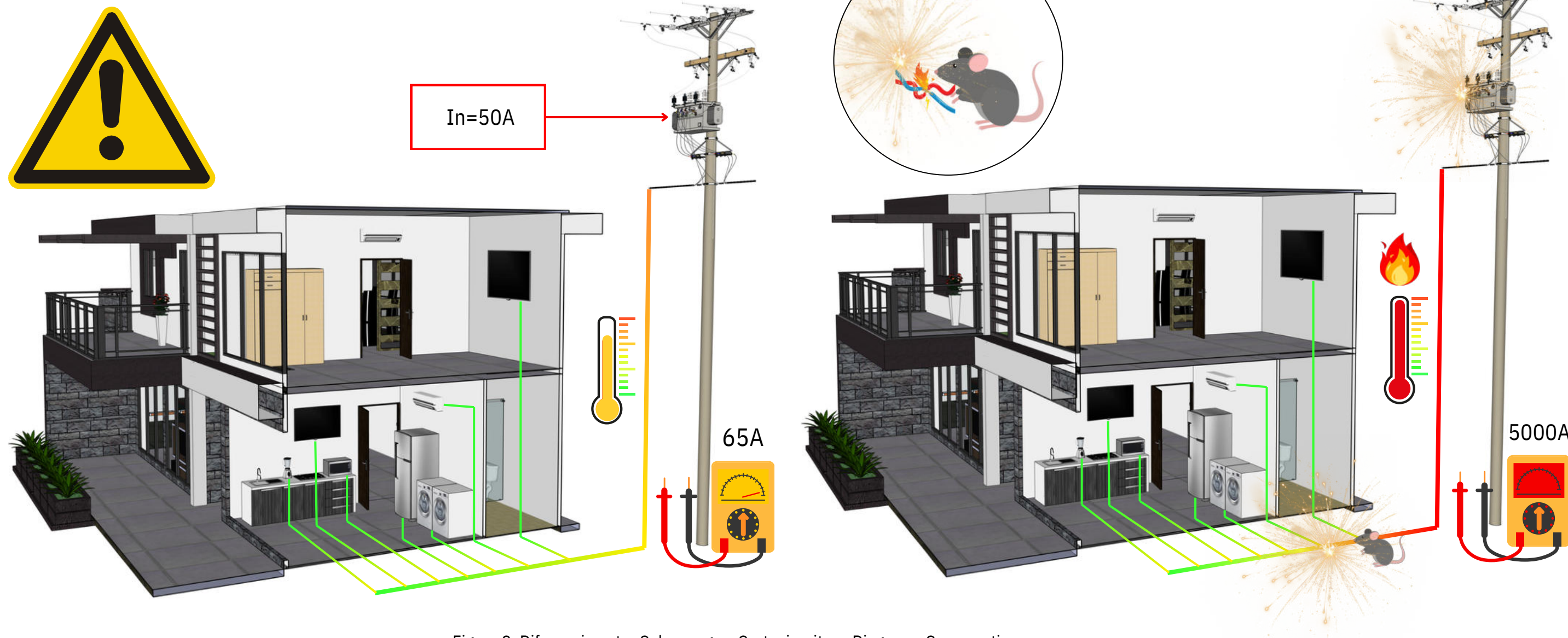


Figura 9. Diferencia entre Sobrecarga y Cortocircuito – Diagrama Comparativo

IMPORTANTE

- El alcance de esta sección cubre únicamente los requisitos de protección de sobrecorriente hasta la acometida. La protección interna de la instalación del usuario (tableros de distribución, circuitos derivados, circuitos ramales) no hace parte del alcance de revisión de EBSA siendo responsabilidad única del usuario conforme a la NTC 2050 y el RETIE.

B) METODOLOGÍA DE CÁLCULO / CRITERIOS DE DISEÑO

B.1. Determinación de la Corriente de Diseño de la Acometida

La corriente de diseño de la acometida (IB) se determina a partir de la demanda máxima del usuario, obtenida del análisis de cargas iniciales y futuras. Para el cálculo de la protección de acometida, IB se puede calcular de la siguiente forma:

$$IB = DM / (\sqrt{3} \times Vn \times FP)$$

Donde:

DM = demanda máxima [VA] |

Vn = tensión nominal [V] |

FP = factor de potencia de diseño (mínimo 0,9)

B.2. Selección del Conductor de Acometida y su Capacidad de Conducción

La capacidad de conducción del conductor de acometida define el límite máximo admisible para la corriente nominal del dispositivo de protección. El conductor debe seleccionarse de manera que su ampacidad sea mayor que la corriente de diseño (IB), considerando los factores de corrección por temperatura ambiente y por agrupamiento, según el método de instalación adoptado. Para el desarrollo detallado de estos criterios, se deberá consultar la Sección 2 del Título 2 del presente Capítulo, correspondiente a los Criterios de selección de conductores para redes de baja tensión.

En ningún caso se debe instalar un dispositivo de protección con corriente nominal superior a la capacidad de corriente del conductor del circuito protegido, ya que esto compromete la seguridad térmica de la instalación y puede generar sobrecalentamientos, deterioro del aislamiento e incluso riesgo de incendio.

Adicionalmente, la protección general de la acometida deberá instalarse físicamente dentro del gabinete de medida, aguas abajo del equipo de medición (a excepción de gabinetes con múltiples usuarios con barraje dentro de compartimiento exclusivo para EBSA) y antes de la distribución hacia el tablero general del usuario, garantizando que el conductor de acometida quede efectivamente protegido desde su punto de conexión hasta el interior de la instalación. Esta disposición asegura que cualquier condición de sobrecarga o cortocircuito sea interrumpida oportunamente por el dispositivo de protección, limitando los esfuerzos térmicos y electrodinámicos sobre los conductores.

La instalación del interruptor general de protección en el gabinete de medida debe realizarse manteniendo la correcta identificación de fases, neutro y conductor de protección, así como el adecuado conexionado a la barra de puesta a tierra del gabinete, garantizando continuidad eléctrica y condiciones seguras de operación y mantenimiento.

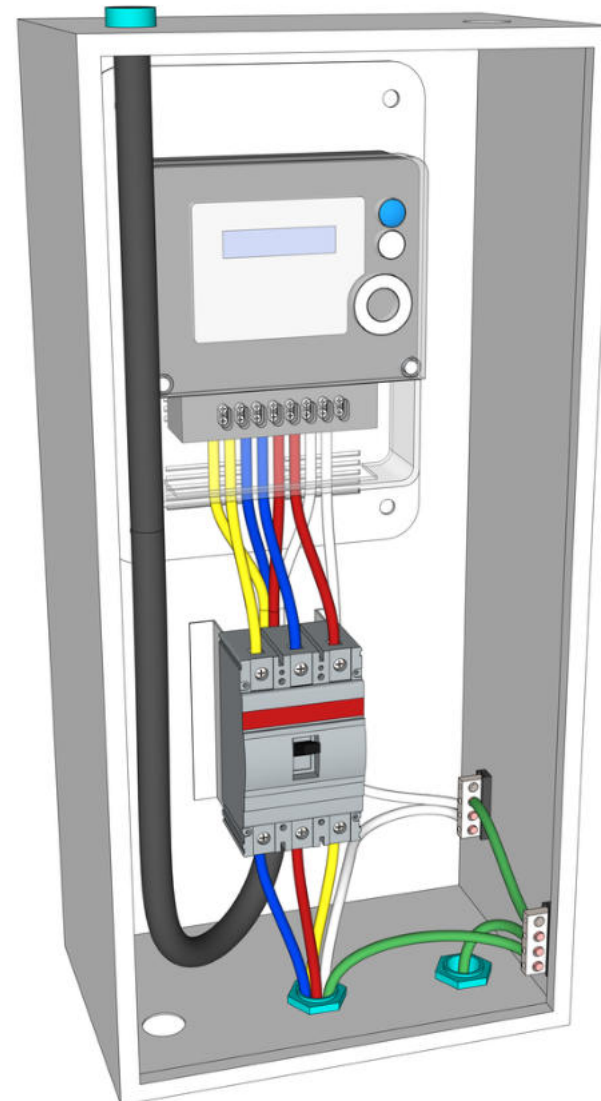


Figura 10. Ubicación del dispositivo de protección de la acometida instalado aguas abajo del equipo de medición

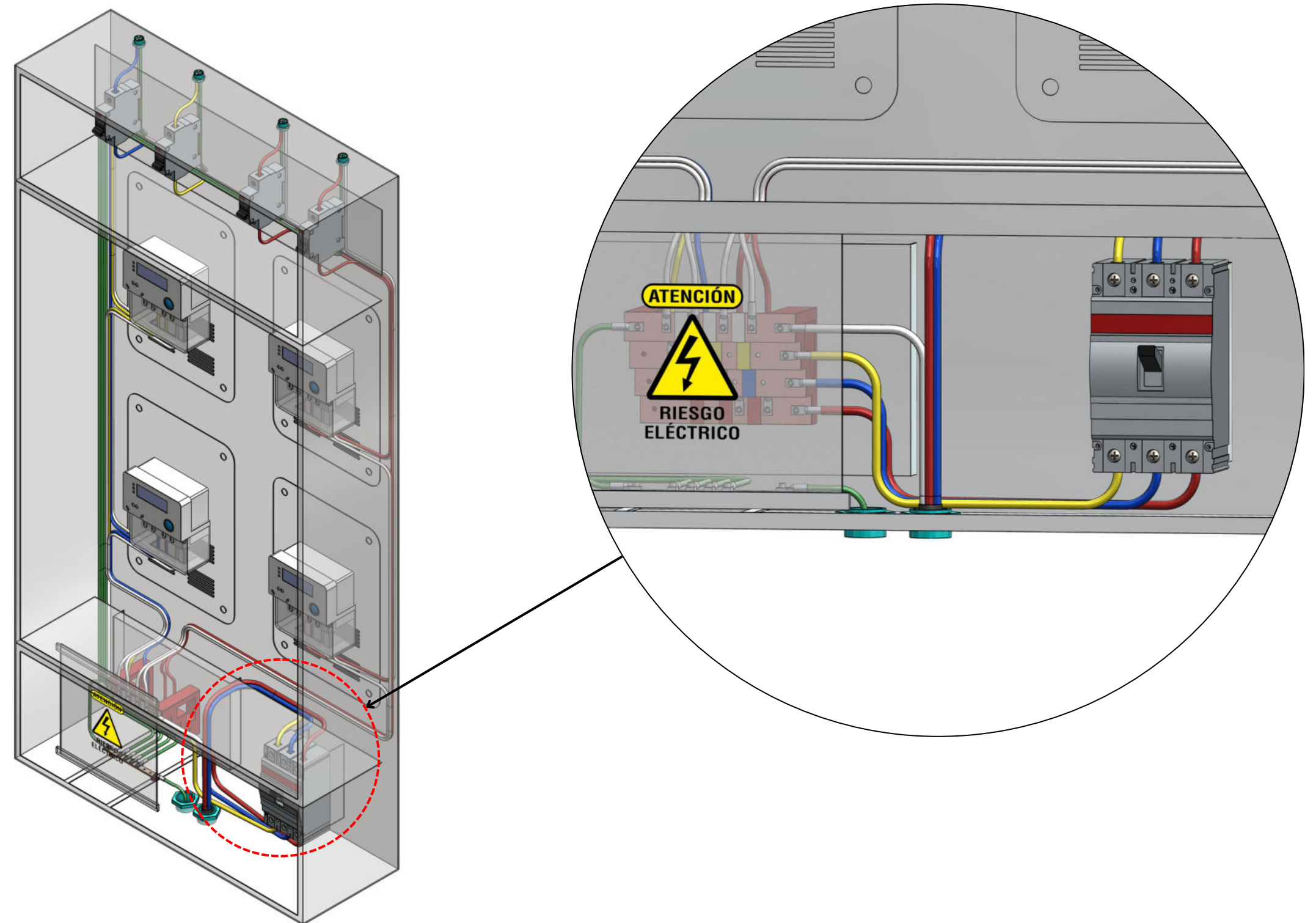


Figura 11. Ubicación del dispositivo de protección de la acometida instalado aguas arriba del equipo de medición

B.3. Verificación de Cortocircuito – Capacidad de Ruptura

La corriente de cortocircuito máxima en el punto de instalación del dispositivo de protección de la acometida debe calcularse utilizando la metodología IEC 60909-0, incluyendo las impedancias del transformador de distribución y de los conductores de la red secundaria hasta el punto de conexión. Los valores de I_{cc} para las redes de BT dependen de la potencia del transformador y la longitud de la red secundaria. El poder de corte del dispositivo seleccionado (I_{cu}) debe ser superior al I_{cc} máximo del punto de instalación.

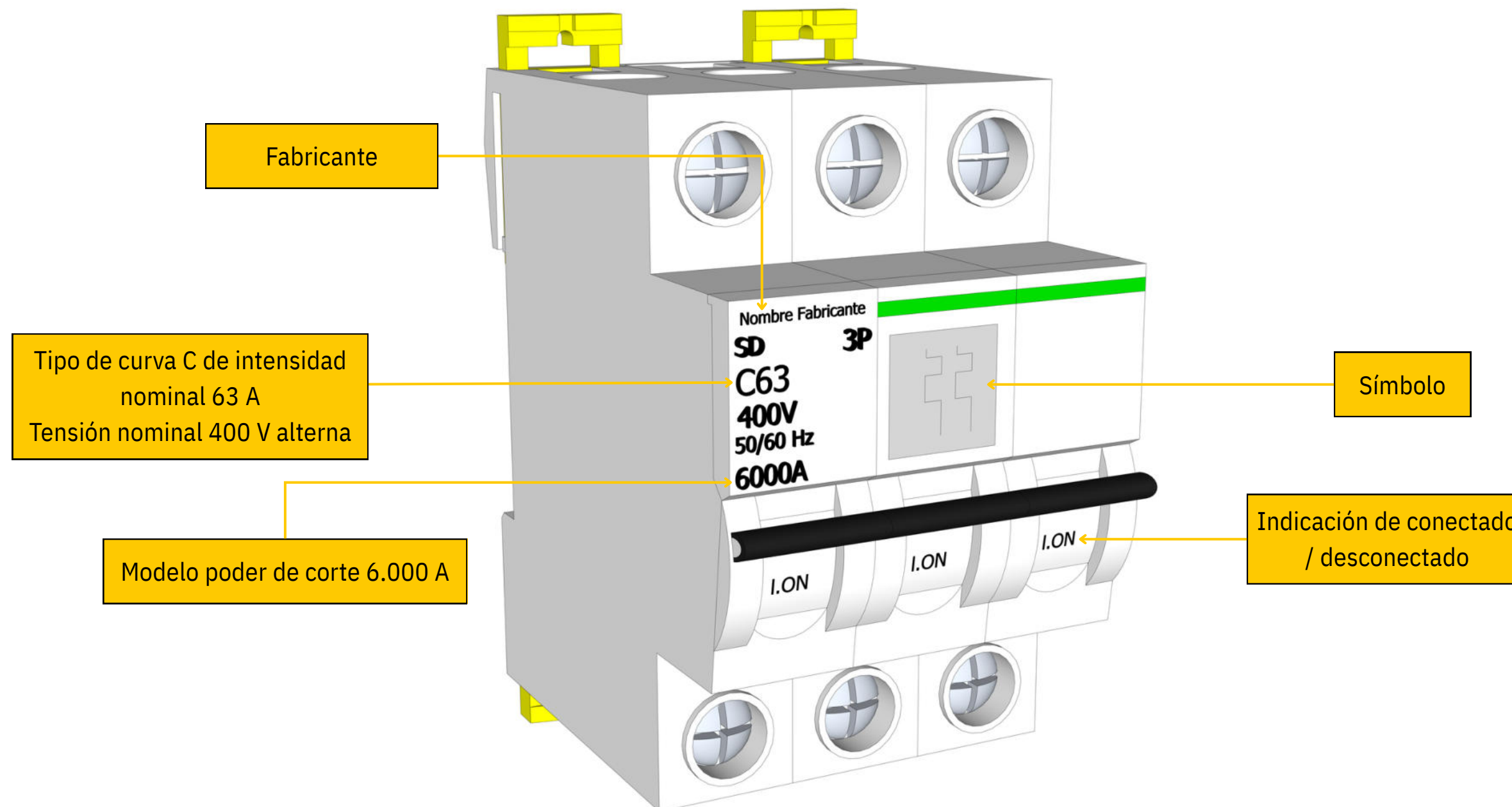


Figura 12. Interruptor automático de protección contra sobrecorriente en baja tensión- Características nominales

B.4. Criterios de Coordinación entre la Protección de la Acometida y la Protección de la Red

La coordinación de las protecciones entre la red de EBSA y la protección de la acometida (interruptor automático o totalizador) del usuario debe garantizar la selectividad: ante una falla en la acometida del usuario, debe operar únicamente el dispositivo de protección de la acometida, sin que se vean afectados otros usuarios conectados al mismo transformador o a la misma red secundaria.

Los criterios generales de coordinación son:

- La corriente nominal del interruptor o totalizador de la acometida debe ser inferior a la capacidad del dispositivo de protección aguas arriba (fusible de bajante del transformador o dispositivo de protección de la red secundaria), manteniendo una relación adecuada que evite disparos simultáneos ante fallas localizadas en la instalación del usuario.
- En caso de realizar análisis mediante curvas tiempo-corriente (TCC), deberá garantizarse un margen mínimo de separación entre las curvas del dispositivo aguas arriba y el interruptor de la acometida, de manera que el dispositivo del usuario actúe primero en el rango de corrientes de falla previsibles. Como criterio general de coordinación, el margen de tiempo recomendado en puntos de posible confluencia de corrientes es del orden de 0,2 s a 0,4 s.
- Cuando la red esté protegida mediante fusibles y dispositivos de reconexión automática (reconectores o relés de sobrecorriente en subestaciones), la curva de disparo del interruptor del usuario deberá ubicarse completamente por debajo de la curva de operación del dispositivo aguas arriba en el rango de corrientes de falla internas del usuario, evitando disparos innecesarios del sistema general.

C) TABLAS DE VALORES Y EJEMPLOS PRÁCTICOS

Nivel de protección	Dispositivo típico	Función de protección	Criterio técnico de selección
Bajante inmediata del transformador (primer elemento)	DPS Clase II (MOV polimérico)	Protección contra sobretensiones transitorias provenientes de la red MT o maniobras internas	$U_c \geq 1,1 \times V_n$ sistema; $I_{cc} \text{ DPS} \geq I_{cc}$ máximo en el nodo de conexión
Protección general del secundario (después del DPS)	Fusible NH	50/51 — Protección contra sobrecarga y cortocircuito del secundario completo	$I_n \approx I_n(\text{transformador})$; Poder de corte $\geq I_{cc}$ máximo disponible en bornes BT del transformador
Protección individual de la acometida (usuario)	Interruptor termomagnético	Protección de la acometida individual (sobrecarga y cortocircuito)	$I_n \leq I_n$ conductor acometida; Poder de corte $\geq I_{cc}$ en punto de instalación; curva acorde al tipo de carga

Tabla 6. Criterios de coordinación de protecciones en la red BT de EBSA hasta la acometida

D) RECOMENDACIONES TÉCNICAS / BUENAS PRÁCTICAS

D.1. Toda acometida debe contar con al menos una protección de sobrecorriente fácilmente accesible en el punto de arranque del conductor de la acometida.

D.2. El dispositivo de protección contra sobrecorriente debe dimensionarse y cumplir los requisitos de instalación del Artículo 240 de la NTC 2050, que establece la metodología de selección en función del tipo de carga, el tipo de conductor y el esquema de conexión.

D.3. Se debe garantizar la coordinación de protecciones en cascada: las protecciones deben aislar exclusivamente la zona fallada, sin ampliar la zona de interrupción a usuarios no afectados. La actuación de una protección no debe aumentar ni extender los efectos de la falla.

D.4. Los dispositivos de protección de la acometida no deben sustituirse por dispositivos de mayor capacidad sin un análisis previo de coordinación de protecciones que respalde el cambio. Esto es especialmente crítico en acometidas con transformadores de distribución de pequeña potencia, donde la corriente de cortocircuito mínima puede ser cercana a la corriente nominal.

SECCIÓN

**2.4.5. COORDINACIÓN DE
PROTECCIONES EN LA RED DE
BAJA TENSIÓN**



A) DEFINICIÓN Y OBJETIVO

La coordinación de protecciones eléctricas es el proceso técnico mediante el cual se garantiza que, ante cualquier perturbación en la red (sobretensión transitoria, sobrecarga o cortocircuito), el dispositivo de protección que opera primero sea el más cercano al origen de la falla (principio de selectividad), limitando así la extensión de la zona de interrupción al mínimo posible y preservando la continuidad del servicio para el mayor número de usuarios.

Los objetivos del sistema de coordinación de protecciones son cuatro:



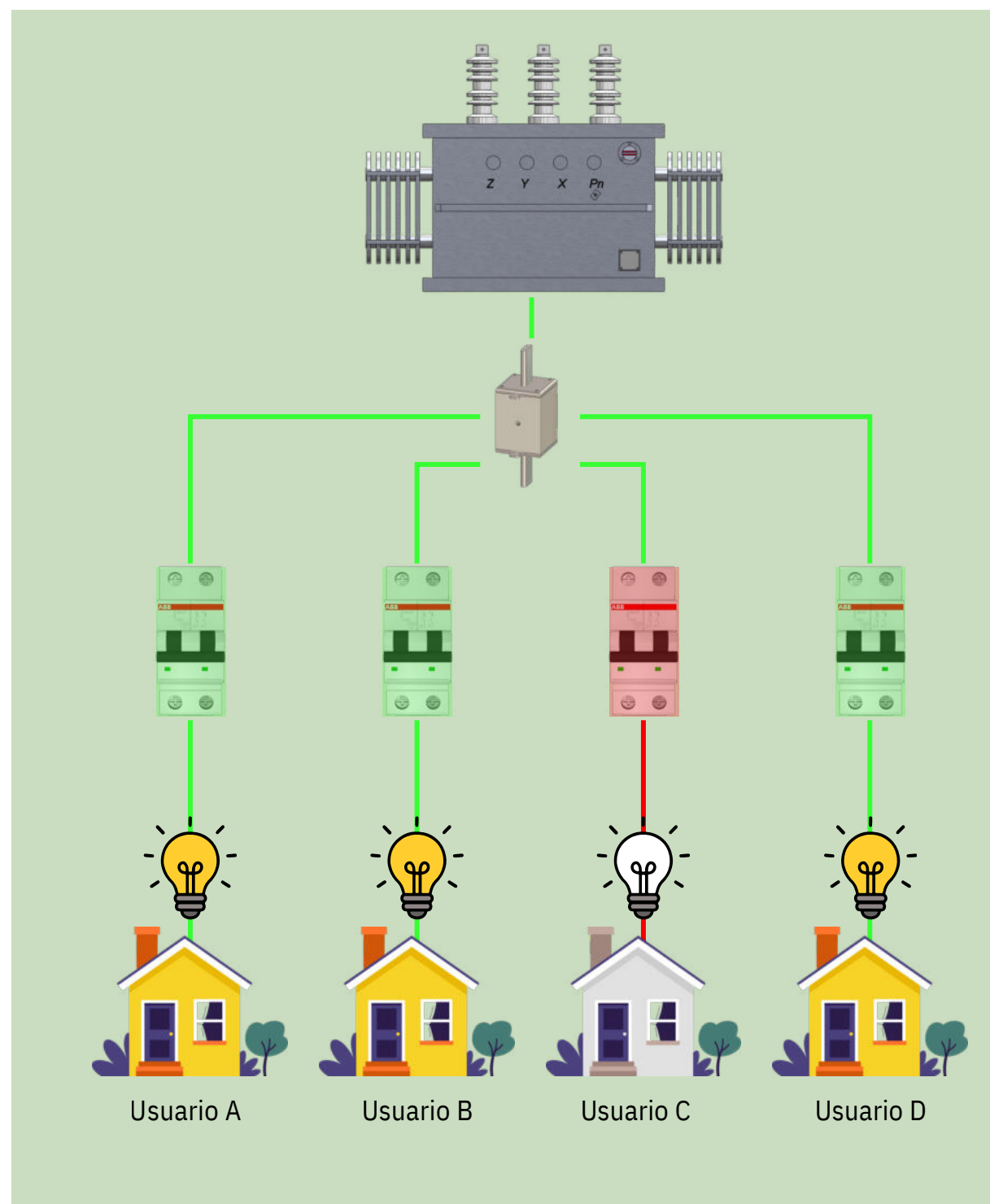
B) METODOLOGÍA DE CÁLCULO / CRITERIOS DE DISEÑO

B.1. Coordinación en Cascada (Selectividad)

El principio de coordinación en cascada, establece que cuando las protecciones actúan en cascada (aguas arriba y aguas abajo dentro de la red de distribución), deben estar debidamente coordinadas de tal forma que la actuación de una de ellas no aumente ni extienda la zona fallada ni los efectos de la falla. Para la red BT de EBSA, la cascada de protecciones hasta la acometida del usuario se estructura de la siguiente manera, de mayor a menor jerarquía:

- **Nivel 1. Protección de media tensión / transformador:** Fusibles de MT o relé de sobrecorriente en el lado primario del transformador de distribución. Protegen el transformador y la red de MT ante fallas en la red secundaria que no pudieran ser eliminadas por los fusibles de BT.
- **Nivel 2. Fusible de bajante del secundario del transformador:** Fusible NH calibrado a la corriente nominal del transformador. Protege el transformador ante sobrecargas y cortocircuitos en la red secundaria, y actúa como respaldo ante la falla de los fusibles de acometida.
- **Nivel 3. Interruptor de acometida del usuario:** Primer dispositivo de protección en el punto de entrega al usuario. Protege el conductor de acometida y actúa como dispositivo principal ante fallas en la instalación del usuario.

SELECTIVIDAD OK



SELECTIVIDAD FALLA

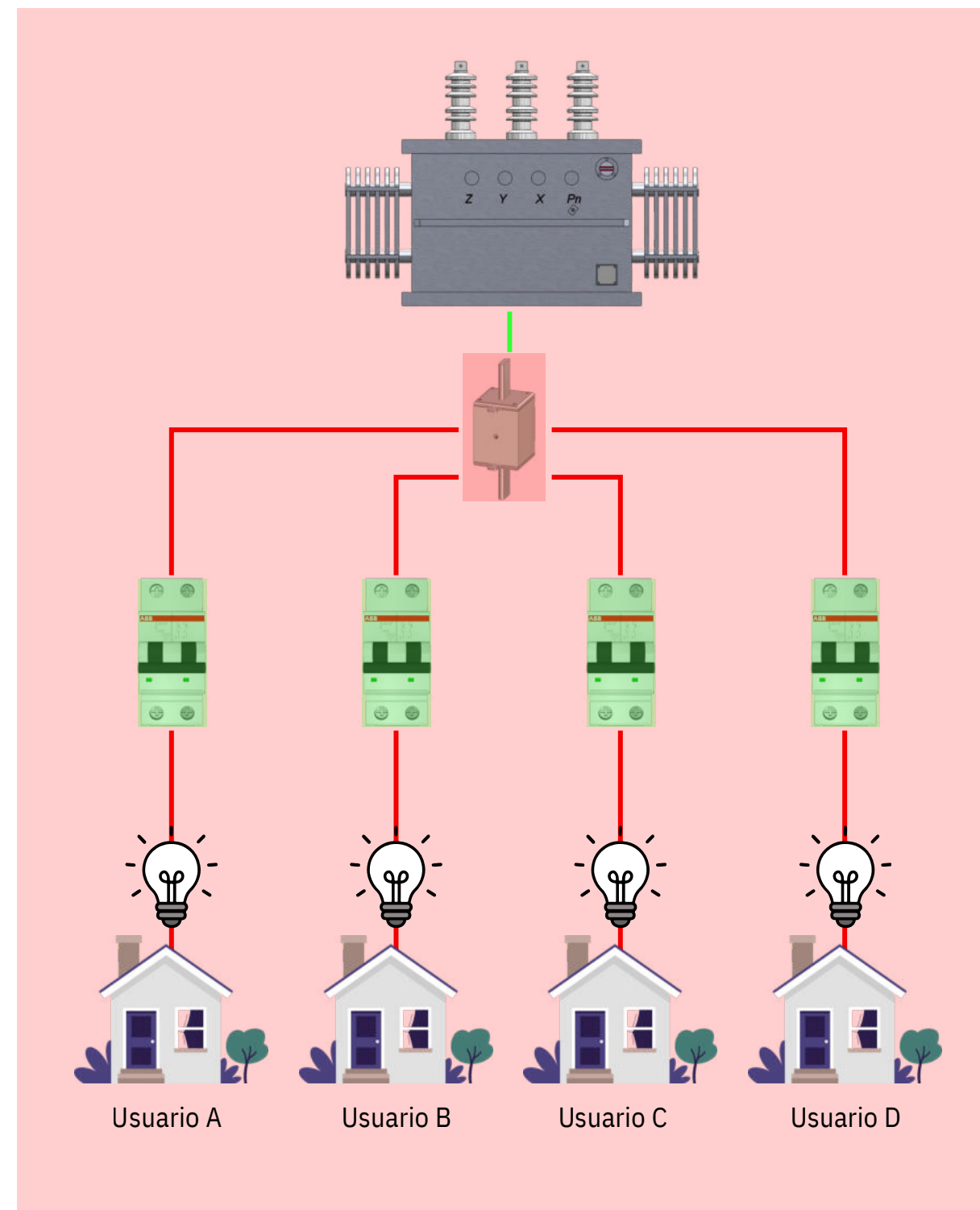


Figura 13. Esquema de Falla Selectiva vs. No Selectiva – Impacto en los Usuarios

B.2. Verificación y Pruebas de las Protecciones

Para verificar la funcionalidad de las protecciones se debe recurrir a pruebas físicas o a simulaciones. En instalaciones donde sea pertinente, se debe mantener una hoja de vida de la protección que permita ver la trazabilidad en sitio. Las actividades de verificación incluyen:

- Inspección visual del estado de los dispositivos (fusibles íntegros, sin signos de sobrecalentamiento; DPS con indicador visual en estado 'operativo').
- Medición de la continuidad del elemento fusible con multímetro antes de la instalación.
- Verificación de la coordinación mediante software de protecciones (estudio de coordinación con curvas TCC superpuestas en diagrama logarítmico tiempo-corriente).
- Revisión periódica de la calibración de los dispositivos de protección como parte del plan de mantenimiento predictivo y correctivo de la red.

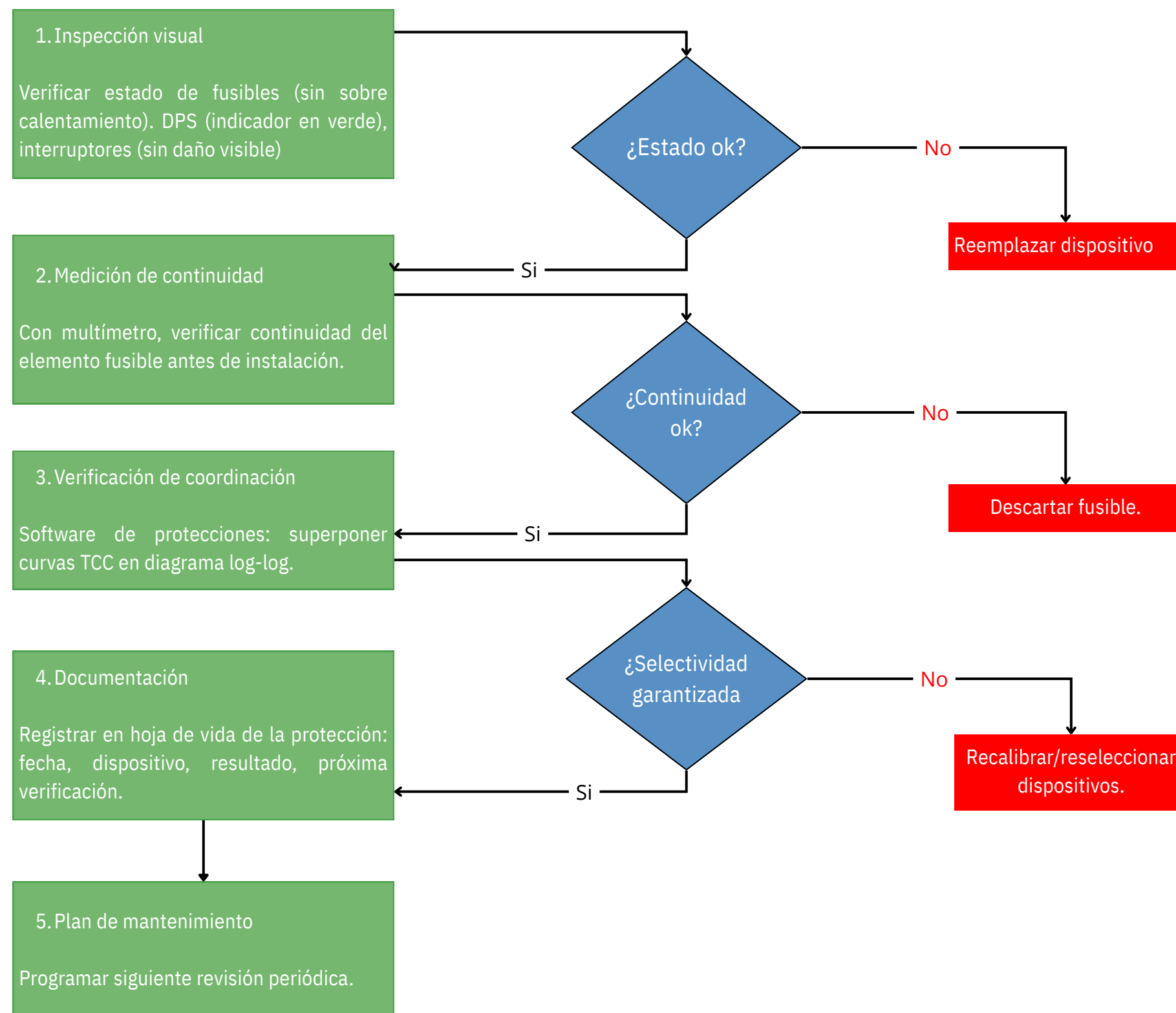


Figura 14. Flujo de Verificación y Pruebas de Protecciones

C) TABLAS DE VALORES Y EJEMPLOS PRÁCTICOS

Criterio	Concepto	Valor mínimo recomendado	Aplicación
Coordinación temporal en cascada (Función 51)	Diferencia de tiempo entre el dispositivo más cercano a la falla y el dispositivo aguas arriba, garantizando selectividad cronológica.	0,2 a 0,4 segundos	Protección de sobrecorriente temporizada (51 – curva inversa)
Ajuste de corriente del relé (Pickup-Función 51)	Corriente mínima de activación del elemento temporizado del relé, evitando disparos por carga normal o corrientes transitorias.	Ajuste $\geq 1,2 \times I_n$ (corriente nominal del circuito)	Protección de sobrecorriente temporizada (51)
Relación entre corrientes nominales (fusibles en cascada)	El fusible aguas arriba debe soportar una corriente mayor que el fusible aguas abajo para garantizar selectividad por magnitud.	Relación $\geq 1,6 : 1$	Fusibles en coordinación selectiva
Margen de corriente sobre la carga máxima (interruptores)	El interruptor debe disparar a una corriente superior a la corriente máxima esperada en operación normal.	20% a 25% por encima de la corriente máxima de carga	Interruptores automáticos de acometida
Capacidad de interrupción vs. cortocircuito	El dispositivo debe ser capaz de interrumpir la corriente máxima de cortocircuito en el punto de instalación.	Capacidad de ruptura $\geq I_{cc}$ máxima del nodo	Todos los dispositivos de protección (fusibles e interruptores)

Tabla 7. Márgenes de coordinación de protecciones en la red de baja tensión

D) RECOMENDACIONES TÉCNICAS / BUENAS PRÁCTICAS

D.1. Los diseñadores deben solicitar a EBSA cuando sea necesario, las curvas y las características técnicas de los dispositivos de protección instalados en la red, a fin de garantizar que los estudios de coordinación de protecciones sean coherentes con los dispositivos reales instalados.

D.2. Ante cualquier proyecto de ampliación, refuerzo o modificación de la red de baja tensión que implique cambios en la topología de la red, potencia del transformador o distancias de los conductores, debe realizarse un nuevo estudio de coordinación de protecciones que verifique la validez de los ajustes existentes.

D.3. Los resultados del estudio de coordinación de protecciones deben documentarse en las memorias de cálculo del diseño, y debe cumplir lo establecido en el RETIE y normativa EBSA.

D.4. En zonas con alta incidencia de descargas atmosféricas, el diseñador deberá realizar el análisis de riesgo por descargas eléctricas atmosféricas conforme a la metodología establecida en el RETIE (NTC 4552-2 / IEC 62305-2) y, según sus resultados, implementar medidas adicionales como la instalación estratégica de DPS en la red secundaria, debidamente coordinados e instalados según la normativa vigente.