



**EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN
ESP**

Unidad Centro de Excelencia Técnica Normalización
y Laboratorios

GM-01

Guía Metodológica: Cálculo de conductor económico

EPM-UCET-NYL-GM-01

Agosto 2019

Elaboración, Revisión y Aprobación

Actividad	Tema	Nombre
Elaboró	Guía Metodológica: Cálculo de conductor económico	Consultoría Colombiana S.A
	Revisó	José Daniel Acosta Moreno
	Aprobó	Mónica Rueda Aguilar

Requeridores

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

Revisiones

Revisión	Fecha dd/mm/aaaa	Descripción de la revisión
01	23/08/2019	Versión inicial

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

CONTENIDO

1	OBJETO	6
2	ALCANCE.....	7
3	DOCUMENTOS DE REFERENCIA	8
4	GENERALIDADES	9
5	DEFINICIONES	10
6	PARÁMETROS PARA LA SELECCIÓN DEL CONDUCTOR.....	12
6.1	PARÁMETROS TÉCNICOS	12
6.1.1	Capacidad de corriente.....	12
6.1.2	Pérdidas de energía por efecto Joule	14
6.1.3	Caída de tensión	15
6.1.4	Capacidad de corriente de Cortocircuito (Icc)	16
6.2	PARÁMETROS ECONÓMICOS.....	17
6.2.1	Costos Totales (CT)	17
6.2.2	Costos de instalación (CI).....	18
6.2.3	Costos de operación (CJ)	18
6.2.4	Análisis gráfico de los costos totales	19
7	CAMPO DE APLICACIÓN	21
7.1	EJEMPLO CÁLCULO ECONÓMICO DEL CONDUCTOR DE BAJA TENSIÓN	21
7.1.1	Validación técnica.....	22
7.1.2	Dimensionamiento por capacidad de corriente	22
7.1.3	Dimensionamiento por regulación.....	23
7.1.4	Cálculo del calibre del conductor por corriente de corto circuito	24
7.1.5	Cálculo económico de conductores	25
7.1.6	Resultados	32
7.2	EJEMPLO CÁLCULO ECONÓMICO DEL CONDUCTOR DE MEDIA TENSIÓN	33
7.2.1	Validación técnica.....	35
7.2.2	Dimensionamiento por capacidad de corriente	35
7.2.3	Dimensionamiento por regulación.....	38
7.2.4	Cálculo del calibre del conductor por corriente de corto circuito	39
7.2.5	Cálculo económico de conductores	39
7.2.6	Resultados	46

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Ecuaciones para el cálculo de corriente	12
Tabla 2 Límites de distorsión de tensión	14
Tabla 3 Expresiones para el cálculo de pérdidas en tramos de conductores de sistemas trifásicos, bifásicos y monofásicos.	14
Tabla 4 Porcentaje de pérdidas máximas tolerables por nivel de tensión para las empresas del grupo EPM.	15
Tabla 5 Fórmulas para el cálculo del porcentaje de pérdidas.....	15
Tabla 6 Valor de k para el cálculo de sección por cortocircuito	17
Tabla 7 Cálculo por capacidad de corriente	23
Tabla 8 Resultados de cálculos de regulación	24
Tabla 9 Resultados del ejemplo del conductor de baja tensión.....	32
Tabla 10 Calculo por capacidad de corriente en operación normal.....	35
Tabla 11 Calculo por capacidad de corriente bajo contingencia (falla en A).....	37
Tabla 12 Calculo por capacidad de corriente bajo contingencia (falla en B).....	37
Tabla 13 Resultados de cálculos de regulación	38
Tabla 14 Resultados del ejemplo del conductor de media tensión	46
Tabla 15 Resultados ajustados del ejemplo de media tensión	47
Tabla 16 DMG para disposiciones típicas de redes de distribución.....	52
Tabla 17 DMG para disposiciones típicas de redes de Distribución bifásicas y monofásicas	53
Tabla 18 Resistividad para diferentes tipos de materiales	54
Tabla 19 Factores de corrección por temperatura para conductores aislados	56

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Costo inicial y costo operativo de los cables en función de la sección nominal. .	20
Figura 2 Topología de red de distribución secundaria.....	21
Figura 3 Tramos de la red secundaria	22
Figura 4 Datos de entrada BT en HE-01-2 Cálculo de conductor económico.xlsx.....	26
Figura 5 Resultados BT en HE-01-2 Cálculo de conductor económico.xlsx	27
Figura 6 Resultado gráfico del cálculo económico de conductores tramo 1	28
Figura 7 Resultado gráfico del cálculo económico de conductores tramo 2	29
Figura 8 Resultado gráfico del cálculo económico de conductores tramo 3	29
Figura 9 Resultado gráfico del cálculo económico de conductores tramo 4	30
Figura 10 Resultado gráfico del cálculo económico de conductores tramo 5	31
Figura 11 Resultado gráfico del cálculo económico de conductores tramo 6	32
Figura 12 Red de 13.2 kV entre las subestaciones A y B.....	33
Figura 13 Tramos de la red de 13.2 kV	34
Figura 14 Datos de entrada MT en HE-01-2 Cálculo de conductor económico.xlsx	40
Figura 15 Resultados MT en HE-01-2 Cálculo de conductor económico.xlsx	41
Figura 16 Resultado gráfico del cálculo económico de conductores tramo 1	42
Figura 17 Resultado gráfico del cálculo económico de conductores tramo 2	43
Figura 18 Resultado gráfico del cálculo económico de conductores tramo 3	44
Figura 19 Resultado gráfico del cálculo económico de conductores tramo 4	45
Figura 20 Resultado gráfico del cálculo económico de conductores tramo 5	46
Figura 21 Diagrama de flujo.....	49
Figura 22 Arreglo de m x n conductores en configuración de doble circuito.....	52

1 OBJETO

Establecer el procedimiento y los criterios para el cálculo económico de los conductores utilizados en el diseño de sistemas de distribución de energía de media y baja tensión.

2 ALCANCE

En la presente guía se describe la metodología para el cálculo económico de conductores utilizados en el diseño de redes de distribución de energía en media y baja tensión, teniendo en cuenta los siguientes parámetros:

- Capacidad de corriente.
- Tiempo de despeje de la falla.
- Nivel de corto circuito.
- Longitud del conductor.
- Regulación de tensión permitida.
- Efectos de los armónicos en la red.
- Factor de potencia (dependiendo de la carga).
- Costo de la energía (kWh).
- Tasa de descuento.
- Índice de precios al productor (IPP).
- Aumento anual de carga.
- Aumento anual del costo de la energía.
- Horas de funcionamiento y vida útil de la instalación.
- Pérdidas técnicas admitidas por la CREG para el OR.

3 DOCUMENTOS DE REFERENCIA

- [1] IEC 60909: Short-circuit currents in three-phase a.c. systems - Part 0: Calculation of currents.
- [2] NTC 2050 Código Eléctrico Colombiano, 1998.
- [3] Ministerio de Minas y Energía - Colombia, Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - RETIE Minminas, 2013. Resolución 9 0708, agosto 30 de 2013.
- [4] GUÍA TÉCNICA COLOMBIANA. GTC 221. Cálculo de la corriente admisible. Secciones sobre condiciones de funcionamiento. Optimización económica de las secciones de los cables eléctricos de potencia.
- [5] IEEE 519 de 1992. IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems.
- [6] UNE-HD-60364-4-43 de 2013. Instalaciones eléctricas de baja tensión. Parte 4-43: Protección para garantizar la seguridad. Protección contra las sobreintensidades. Tabla 43A. Valores de k para conductores.
- [7] UNE-HD 60364-5-54 de febrero de 2015. Instalaciones eléctricas de baja tensión. Parte 5-54: Selección e instalación de los equipos eléctricos. Puesta a tierra y conductores de protección. Anexo A. Método para deducir el factor k.
- [8] Comisión de Regulación de Energía y Gas, Documento CREG-025, Por la cual se establece el Código de Redes como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional, Julio 13 de 1995, Colombia, Pág. 141.

4 GENERALIDADES

El Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas, en su capítulo 10. Requerimientos generales de las instalaciones eléctricas, estableció que toda instalación eléctrica debe cumplir, entre otros, con los requerimientos para el cálculo económico de conductores, teniendo en cuenta todos los factores de pérdidas, las cargas resultantes y los costos de la energía.

Este requerimiento establece la necesidad de optimizar los diseños y encontrar las alternativas de mínimo costo, por lo cual debe establecerse una adecuada relación entre la selección técnica de un conductor y los costos involucrados, teniendo en cuenta su comportamiento en el tiempo. Para alcanzar este objetivo de manera eficiente es necesario una adecuada selección de la sección transversal del conductor y considerar el impacto económico de los costos involucrados en la instalación a diseñar.

En general, el cálculo de un conductor eléctrico se basa en requerimientos técnicos y económicos, teniendo en cuenta su comportamiento durante la vida útil del mismo. Este cálculo se realiza a partir de la aplicación de los siguientes parámetros:

- Capacidad de corriente, que asegura la posibilidad de transmitir potencia suficiente en régimen permanente.
- Análisis de pérdidas, en comparación con lo señalado por la CREG [5].
- Regulación de tensión, que asegura que se mantenga el nivel de tensión entre los valores requeridos por la normativa aplicable.
- Cortocircuito, que asegura que el cable resista la condición de falla durante el tiempo necesario para que la protección asociada al conductor actúe.
- Inversión inicial o de instalación.
- Costo de las pérdidas de energía durante la vida útil de la instalación

De esta forma, el conductor económico seleccionado entre diferentes calibres es aquel que genera el menor costo durante su vida útil, cumpliendo con los parámetros técnicos y de seguridad exigidos en el RETIE (Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas).

5 DEFINICIONES

Carga: la potencia eléctrica requerida para el funcionamiento de uno o varios equipos eléctricos o la potencia que transporta un circuito.

Capacidad de corriente: corriente máxima que puede transportar continuamente un conductor o equipo en las condiciones de uso, sin superar la temperatura nominal de servicio.

Capacidad nominal: el conjunto de características eléctricas y mecánicas asignadas a un equipo o sistema eléctrico por el diseñador, para definir su funcionamiento bajo unas condiciones específicas. En un sistema la capacidad nominal la determina la capacidad nominal del elemento limitador.

Capacidad o potencia instalada: también conocida como carga conectada, es la sumatoria de las cargas en kVA continuas y no continuas, previstas para una instalación de uso final. Igualmente, es la potencia nominal de una central de generación, subestación, línea de transmisión o circuito de la red de distribución.

Capacidad o potencia instalable: se considera como capacidad instalable, la capacidad en kVA que puede soportar la acometida a tensión nominal de la red, sin que se eleve la temperatura por encima de 60 °C para instalaciones con capacidad de corriente menor de 100 A o de 75 °C si la capacidad de corriente es mayor.

Cargabilidad: límite térmico dado en capacidad de corriente, para líneas de transporte de energía, transformadores, entre otros.

Índice de precios del productor (IPP): indicador de la evolución de los precios de venta del productor, correspondientes al primer canal de comercialización o distribución de los bienes transados en la economía.

Operador de Red de STR's y/o SDL's (OR): es la empresa encargada de la planeación de la expansión y de las inversiones, operación y mantenimiento de todo o parte de un STR o SDL; los activos pueden ser de su propiedad o de terceros. Para todos los propósitos son las empresas que tienen Cargos por Uso de los STR's y/o SDL's aprobados por la CREG. El OR siempre debe ser una Empresa de Servicios Públicos.

Pérdidas técnicas de energía: energía que se pierde en los Sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local durante el transporte y la transformación de la energía eléctrica, como consecuencia del calentamiento natural de los conductores.

Punto de conexión (PCC): punto en un sistema de suministro de energía público, eléctricamente más cercano a una carga particular, a la cual otras cargas están, o podrían estar, conectadas. El PCC es un punto localizado aguas arriba de la instalación considerada.

Tasa de descuento: la tasa de descuento hace referencia al coste de capital o del dinero en el tiempo, por tanto, se aplica para determinar el valor actual de un pago futuro.

THD (Distorsión Armónica Total): la Distorsión Armónica Total (DAT o más conocida como THD por sus siglas en inglés) es la relación entre el valor eficaz del total de



las componentes armónicas y el valor eficaz correspondiente a la componente fundamental. Este valor es usualmente expresado como un porcentaje de la onda fundamental. Por tanto, es un indicador de las corrientes armónicas originadas por cargas no lineales y que se propagan en las redes de transmisión y distribución eléctrica, afectando los índices de calidad del suministro

6 PARÁMETROS PARA LA SELECCIÓN DEL CONDUCTOR

Dado que la selección de un conductor óptimo requiere de una valoración tanto técnica como económica, en este capítulo se presentan los parámetros más importantes a tener en cuenta para su obtención.

6.1 PARÁMETROS TÉCNICOS

Se refiere a aquellos parámetros que definen el mejor conductor a utilizar, garantizando el cumplimiento de las condiciones técnicas exigidas por las características de las cargas conectadas a la red.

6.1.1 Capacidad de corriente

La Tabla 1 muestra las expresiones mediante la cual se realiza el cálculo de la corriente de un conductor, dependiendo del tipo de sistema en el cual vaya a ser instalado.

Tabla 1 Ecuaciones para el cálculo de corriente

Tipo de sistema	Cálculo de la corriente	
Trifásico tetrafilar	$I_{nom} = \frac{S_{3\phi}}{\sqrt{3}xV_L}$	Ecuación 1
Monofásico trifilar	$I_{nom} = \frac{S_{2\phi}}{2*V_{Ln}}$	Ecuación 2
Monofásico bifilar	$I_{nom} = \frac{S_{1\phi}}{V_{Ln}}$	Ecuación 3

Donde:

$S_{3\phi}$: Potencia del sistema trifásico tetrafilar

$S_{2\phi}$: Potencia del sistema monofásico trifilar

$S_{1\phi}$: Potencia del sistema monofásico bifilar

V_L : Tensión de línea

V_{Ln} : Tensión de fase

La corriente del conductor para redes de media tensión se calcula con un margen de seguridad del 15%⁽¹⁾:

$$I_{cond} = I_{nom} x 1.15 \quad \text{Ecuación 4}$$

⁽¹⁾ Nota: Este factor se considera a partir de la experiencia y el uso de buenas prácticas de ingeniería en el diseño de redes de distribución. Este factor podrá ser ajustado y en todo caso validado por el diseñador, analizando los parámetros y casos críticos del diseño particular, con el fin de dimensionar el factor de sobrecarga.

La corriente del conductor para redes de baja tensión se calcula con un margen de seguridad del 25%⁽²⁾:

$$I_{cond} = I_{nom} \times 1.25 \quad \text{Ecuación 5}$$

⁽²⁾ Nota: valor de seguridad tomado de la Norma NTC 2050 - Sección 220, Artículo 220-3

Por otra parte, el cálculo de la corriente debe considerar la distorsión armónica, por lo que la corriente total por el conductor estará dada por:

$$I_{total} = (I_{cond} * (1 + \frac{THD}{100})) \quad [A] \quad \text{Ecuación 6}$$

Donde:

THD : índice de distorsión armónica total en porcentaje

El cálculo de este factor está dado por la siguiente fórmula:

$$THD = \frac{\sqrt{\sum_{k=2}^{\infty} I_k^2}}{I_1} \quad \text{Ecuación 7}$$

- k : Número de armónico
- I₁ : Valor eficaz de la onda fundamental de corriente
- I_k : Valor eficaz del armónico k

En caso de no disponer de estudios para definir este parámetro, se recomienda usar los valores límites dados por la norma IEEE 519 de 1992. De acuerdo con lo señalado en dicha norma, numeral 5.1 Límites de armónicos de voltaje recomendados, de la cual se extrae:

“En el PCC, los propietarios u operadores del sistema deben limitar los armónicos de tensión de línea a neutro de la siguiente manera:

- *Los valores diarios del percentil 99 muy corto (3 s) deben ser menos de 1.5 veces los valores dados en la Tabla 1.*
- *Los valores semanales de percentil 95 corto (10 min) deben ser menores que los valores dados en la Tabla 1.*

Todos los valores deben estar en porcentaje del voltaje de frecuencia de potencia nominal en el PCC. La Tabla 1, se aplica al armónico cuyas frecuencias son múltiplos enteros de la frecuencia de potencia.”

Tabla 2 Límites de distorsión de tensión

Barra de tensión V en el PCC	Armónico individual (%)	Distorsión armónica total (%)
$V \leq 1.0 \text{ kV}$	5.0	8.0
$1.0 \text{ kV} < V \leq 69 \text{ kV}$	3.0	5.0
$69 \text{ kV} < V \leq 161 \text{ kV}$	1.5	2.5
$161 \text{ kV} < V$	1.0	1.5 ^a

^a Los sistemas de alta tensión pueden tener hasta un 2,0% de THD cuando la causa es un terminal HVDC cuyos efectos se habrán atenuado en los puntos de la red donde los futuros usuarios pueden estar conectados.

Con la corriente total (I_{total}) se selecciona un rango de conductores que están en capacidad de conducir la corriente requerida por el sistema.

NOTA: Para seleccionar el conductor por capacidad de corriente y verificar los valores teniendo en cuenta las correcciones por temperatura, remitirse al documento *NT- 01 Norma técnica: cálculo de conductor económico*.

6.1.2 Pérdidas de energía por efecto Joule

Para los conductores seleccionados por capacidad de corriente se deben evaluar las pérdidas de energía esperadas de acuerdo con las expresiones de la Tabla 3.

Tabla 3 Expresiones para el cálculo de pérdidas en tramos de conductores de sistemas trifásicos, bifásicos y monofásicos.

Tipo de sistema	Tipo de pérdidas	Expresión para cálculo	
Trifásico	Pérdidas de potencia activa	$p = 3 * i^2 * R * l * F_{pérdidas} [W]$	Ecuación 8
	Pérdidas de potencia reactiva	$q = 3 * i^2 * X * l * F_{pérdidas} [VAR]$	Ecuación 9
Monofásico Trifilar	Pérdidas de potencia activa	$p = \frac{3}{2} * i^2 * R * l * F_{pérdidas} [W]$	Ecuación 10
	Pérdidas de potencia reactiva	$q = \frac{3}{2} * i^2 * X * l * F_{pérdidas} [VAR]$	Ecuación 11
Monofásico bifilar	Pérdidas de potencia activa	$p = 2 * i^2 * R * l * F_{pérdidas} [W]$	Ecuación 12
	Pérdidas de potencia reactiva	$q = 2 * i^2 * X * l * F_{pérdidas} [VAR]$	Ecuación 13

Donde:

- p : pérdida de potencia activa [W]
- q : pérdida de potencia reactiva [VAR]
- i : corriente nominal por el conductor [A]
- R : resistencia del conductor [Ohm/km]
- X : reactancia inductiva del conductor [Ohm/km]
- l : longitud del tramo considerado [km]

$F_{pérdidas}$: Factor de pérdidas y se calcula por medio de $F_{pérdidas} = 0.7 * F_C^2 + 0.3 * F_C$
 F_C : Factor de carga y se calcula como la relación entre la potencia promedio y la potencia pico del tramo.

Las pérdidas estimadas durante el diseño de sistemas eléctricos de baja y media tensión deben ser inferiores a los máximos tolerables definidos para cada operador de red que se presentan en la Tabla 4.

Tabla 4 Porcentaje de pérdidas máximas tolerables por nivel de tensión para las empresas del grupo EPM.

% de pérdidas máximas tolerables					
Nivel de tensión	EPM	ESSA	CENS	CHEC	EDEQ
Nivel I (V < 1 kV)	3.88	5.22	5.17	3.42	4.93
Nivel II (1 kV ≤ V < 30 kV)	1.12	1.36	1.10	1.81	1.54
Nivel III (30 kV ≤ V < 57.5 kV)	1.21	3.42	2.52	1.36	1.55

Las expresiones para el cálculo de las pérdidas porcentuales para los diferentes tipos de sistemas de distribución se presentan en la Tabla 5.

Tabla 5 Fórmulas para el cálculo del porcentaje de pérdidas

Sistema	Cálculo de pérdidas por tramo	Ecuación
Trifásico tetrafilar	$\%Pérdidas = \frac{\sqrt{3} * i * R * l * (0.7 * F_C + 0.3) * 100}{V_L * FP * No. Conductores / fase}$	Ecuación 14
Monofásico trifilar	$\%Pérdidas = \frac{3 * i * R * l * (0.7 * F_C + 0.3) * 100}{4 * V_{Ln} * FP * No. Conductores / fase}$	Ecuación 15
Monofásico bifilar	$\%Pérdidas = \frac{2 * i * R * l * (0.7 * F_C + 0.3) * 100}{V_{Ln} * FP * No. Conductores / fase}$	Ecuación 16

Con la evaluación de las pérdidas previstas se deben descartar los conductores que aún estando en capacidad de transportar la potencia solicitada superen los límites del porcentaje de pérdidas definido para el operador de red.

6.1.3 Caída de tensión

El cálculo de regulación se realiza con el fin de determinar el porcentaje de caída de tensión, entre la fuente y la carga, debido a la distancia de esta última.

Como valores de referencia para las variaciones de tensión en estado estable se toman +5 % y -10% del valor de tensión nominal del sistema [8]. En una red, se puede expresar a través de las siguientes ecuaciones:

$$\% \Delta V = M * K \quad \text{Ecuación 17}$$

$$M = S * L \quad \text{Ecuación 18}$$

Donde:

M : momento eléctrico
 S : potencia en kVA

- L : longitud del tramo en km.
 K : constante de regulación, donde la constante de regulación K es una propiedad física de todo conductor eléctrico y se calcula con la siguiente fórmula:

$$K = \frac{R \cos(\varphi) + XL \sin(\varphi)}{10 \times (V)^2} \quad \text{Ecuación 19}$$

Donde:

- R : resistencia del conductor (ohm/km)
 XL : reactancia inductiva (ohm/km)
 Φ : ángulo de fase (°)
 V : tensión entre fases (V)

El valor de la constante (K) de regulación, puede obtenerse mediante el cálculo propuesto en la Ecuación 8 para el conductor seleccionado por capacidad de corriente, o puede obtenerse de la Tabla 14 del documento *NT – 01 Norma técnica: cálculo de conductor económico*. Es importante tener en cuenta que los valores K relacionados en dicha norma, obedecen a una configuración particular, por lo que el diseñador deberá validar su cálculo de acuerdo con las condiciones propias del diseño.

Con el valor obtenido para la constante K se determina la caída de tensión según el sistema que se esté analizando.

6.1.4 Capacidad de corriente de Cortocircuito (I_{cc})

Es la intensidad de corriente que no provoca ninguna disminución de las características mecánicas de los conductores, incluso después de un número elevado de cortocircuitos. Se calcula admitiendo que el calentamiento de los conductores se realiza mediante un proceso adiabático (a calor constante).

La intensidad máxima de cortocircuito para un conductor de sección A, viene dada por:

$$I_{cc} = k * A * \sqrt{\frac{1}{t}} \quad \text{Ecuación 20}$$

Siendo A, la sección del conductor, determinada por:

$$A = \frac{I_{cc} \sqrt{t}}{k} \quad [\text{mm}^2] \quad \text{Ecuación 21}$$

Donde:

- I_{cc} : corriente de falla suministrada por el operador de red (OR) en kA
 t : tiempo de despeje de la falla en segundos. Corresponde al tiempo que tardan en actuar los interruptores. Se debe calcular con un tiempo no inferior a 30 ms para totalizadores, con el fin de que los interruptores aguas abajo del totalizador puedan tener un tiempo menor (20 o 10 ms) para efectos de coordinación de protecciones.

k : Coeficiente de los conductores

Nota: La corriente de falla indicada por el Operador de Red se considera en el punto de conexión.

En la Tabla 6, se muestran algunos valores estándar del coeficiente k .

Tabla 6 Valor de k para el cálculo de sección por cortocircuito

Conductor	Aislamiento	k
Cobre	Sin	143
Aluminio	Sin	93
Cobre	PVC	115
	XLPE	143
Aluminio	PVC	76
	XLPE	94

Nota: Los valores presentados en la Tabla 6 se toman de [6] y [7].

Una vez calculada la sección del conductor, se valida que el conductor seleccionado por capacidad de corriente primero y luego por regulación, cumpla para la corriente de cortocircuito suministrada.

En caso de no cumplirse el requerimiento de cortocircuito, se deberá seleccionar un conductor de calibre superior.

6.2 PARÁMETROS ECONÓMICOS

Para el cálculo de la selección económica del conductor, se deben tener en cuenta los siguientes datos de entrada:

- Información del sistema: tipo de red, nivel de tensión, parámetros del conductor.
- Información económica: costo de energía, tasa de descuento, IPP actual.
- Información de funcionamiento de la instalación final: horas de funcionamiento, vida útil de la instalación.
- Datos normativos: pérdidas admitidas por la CREG para el OR.
- Información técnica de tramos: longitudes, potencia a transmitir, factor de potencia, valores de THD.
- Aumento anual de carga en porcentaje.
- Aumento anual del costo de la energía en porcentaje.

6.2.1 Costos Totales (CT)

El costo económico total de un conductor es el resultado de sumar su costo de instalación (CI) y su costo operativo proyectado (CJ), llamado también costo de pérdidas, ya que incluye los costos de las pérdidas de energía.

En los siguientes numerales se desarrolla la formulación matemática, para obtener los dos tipos de costo descritos y se presenta el mecanismo para la obtención del conductor óptimo, teniendo en cuenta que:

$$CT = CI + CJ$$

Ecuación 22

6.2.2 Costos de instalación (CI)

El costo de instalación es aquel en el que incurre el propietario de una red cuando debe instalar equipos o elementos para soportar, proteger o canalizar los conductores, en instalaciones.

El costo de instalación se considera como un valor único que no cambia en el tiempo. Está dado por:

$$CI = \text{Costo Instalación} * \text{Longitud}$$

Ecuación 23

Donde:

Costo instalación: es el costo unitario asociado al suministro, transporte e instalación del conductor incluyendo herramientas y mano de obra en \$/km

Longitud : longitud del tramo en km

6.2.3 Costos de operación (CJ)

El costo de operación es aquel que se ve influenciado directamente por la naturaleza y comportamiento de la carga en un tiempo establecido. Para calcular este costo es necesario determinar el tiempo de utilización de la instalación, el precio de la energía (kWh) de acuerdo con el tipo de usuario, las pérdidas de energía, el crecimiento de la carga y la configuración de los conductores, es decir, su material y el número de fases.

Una vez seleccionado el conductor, de tal manera que no supere los valores de pérdidas permitidos, se procede a calcular los costos asociados a las pérdidas por efecto Joule. La Guía Técnica Colombiana (GTC 221) define los costos operativos de la siguiente forma:

CJ: valor presente de los costos de energía durante N años de operación.

$$CJ = I^2 * R * L * F$$

Ecuación 24

Donde:

$$F = \frac{Np * Nc * (T * P + D) * Q}{(1+i)}$$

Ecuación 25

$$Q = \sum_{n=1}^N r^{n-1}$$

Ecuación 26

$$r = \frac{(1+a)^2 * (1+b)}{(1+i)}$$

Ecuación 27

Donde:

I^2 : carga máxima del cable durante el primer año

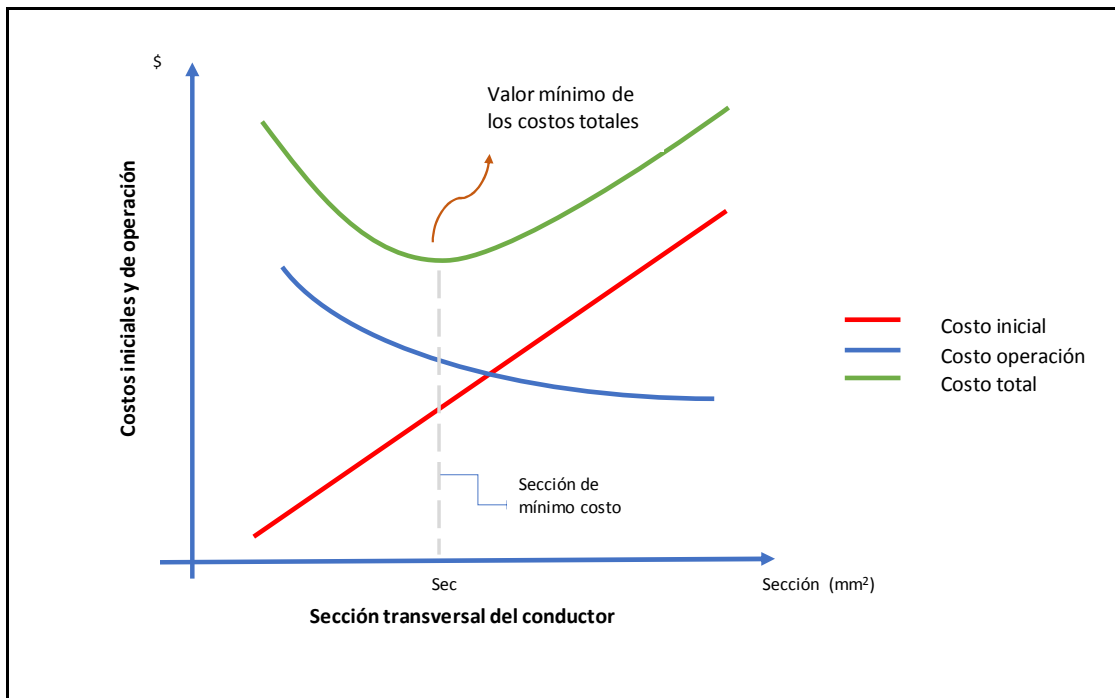
- R : resistencia del conductor
L : longitud del conductor
Np : número de conductores de fase por circuito
Nc : número de circuitos
T : tiempo de funcionamiento máximo de 8760 horas
P : costo de un vatio hora de energía al nivel de tensión considerado
D : costo anual de cubrir las pérdidas por suministro adicional
i : tasa de descuento
N : duración de la operación en años
Q : coeficiente que tiene en cuenta el aumento de la carga (a), el aumento del costo de la energía (b) a lo largo de N años y la tasa de descuento
a : aumento anual de carga
b : aumento anual del costo de la energía, sin incluir el efecto de la inflación
r : factor de aumento de carga y costo de energía

6.2.4 Análisis gráfico de los costos totales

Una vez definidos los costos totales, se procede a analizar gráficamente, para las diferentes secciones de conductores disponibles en el mercado, los valores obtenidos. Para esto, se construyen las curvas de costos de instalación y de costos operativos, para los diferentes conductores. Posteriormente se elabora la curva de los costos totales, sumándolas punto a punto, con lo que finalmente se obtiene el costo total del conductor a lo largo de su vida útil referido a un valor presente.

En la Figura 1, se presentan las curvas típicas del costo de operación (CJ) y el costo inicial de una instalación (CI) en función de la sección (tamaño) nominal de los conductores.

Figura 1 Costo inicial y costo operativo de los cables en función de la sección nominal.



Fuente: Concol by WSP

Según la Figura 1, la curva relativa del costo total presenta un punto de valor mínimo (\$) para una sección (mm²). Es decir, que la sección óptima económica del conductor es aquella donde la suma de sus costos iniciales y operativos sean mínimos. El mínimo de la función costo total (CT) no necesariamente coincidirá con el punto de cruce de las funciones costo inicial (CI) y costo operativo (CJ), debido a que los valores presentados en la abscisa (secciones o calibres de conductores) estarán distribuidos uniformemente a lo largo del eje. Para determinar el conductor óptimo siempre prima el valor mínimo de la función del costo total.

7 CAMPO DE APLICACIÓN

La presente guía se complementa con la utilización del documento *NT – 01 Norma técnica: cálculo de conductor económico*.

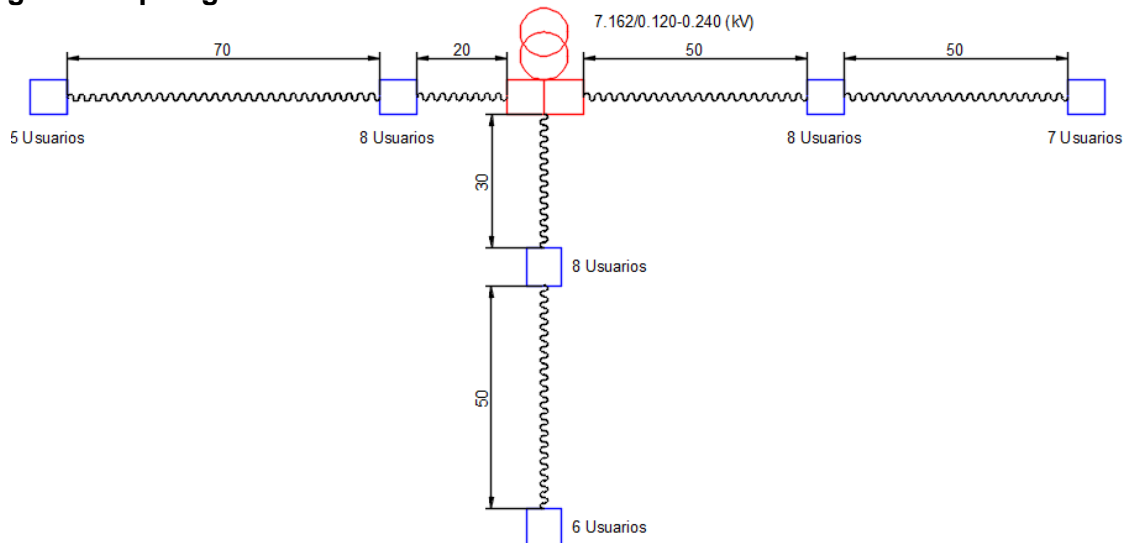
Para mayor entendimiento de la metodología propuesta se incluyen dentro de esta guía los siguientes ejemplos:

7.1 EJEMPLO CÁLCULO ECONÓMICO DEL CONDUCTOR DE BAJA TENSIÓN

Durante el diseño de una red de distribución secundaria se debe realizar el dimensionamiento económico del conductor a emplear.

En la Figura 2 se muestra el esquema del sistema considerado.

Figura 2 Topología de red de distribución secundaria

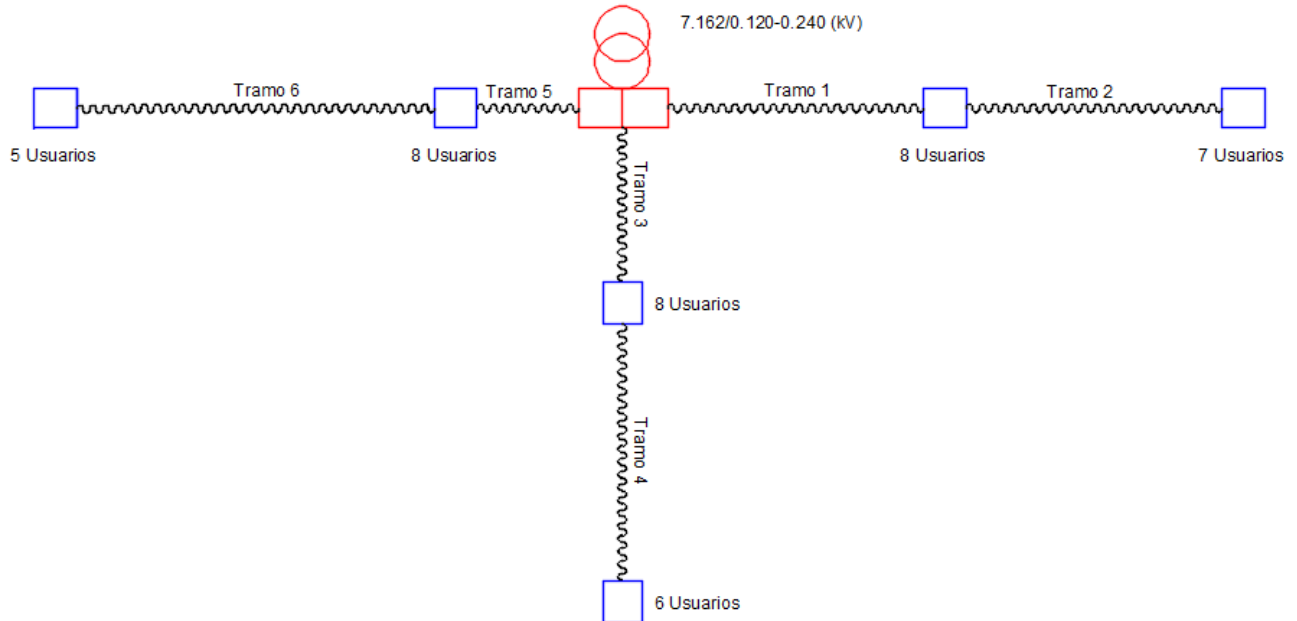


La red de distribución cuenta con los siguientes parámetros:

- Tipo de sistema: Monofásico trifilar
- Tipo de red: aérea
- Tipo de conductor a emplear: Cable autoportado neutro AAAC - XLPE
- Neutro: si
- Tensión: 120-240 V
- Potencia por usuario: 0.69 kVA. Tomado del documento RA8-009 Norma técnica: curvas de demanda diversificada grupo EPM
- Distancias: corresponden a las suministradas en el esquema anterior
- Corriente de falla: 3.5 kA
- Tiempo de despeje de falla: 0.03 s.
- Temperatura ambiente: 40°C.
- Estrato: 2

La red considerada está compuesta por los tramos que se muestran en la Figura 3, los cuales se definen como los sectores de la red entre dos derivaciones o entre una subestación y una derivación.

Figura 3 Tramos de la red secundaria



- Tramo 1: Longitud 0.05 km, potencia transportada 10.35 kVA.
- Tramo 2: Longitud 0.05 km, potencia transportada 4.83 kVA.
- Tramo 3: Longitud 0.03 km, potencia transportada 9.66 kVA.
- Tramo 4: Longitud 0.05 km, potencia transportada 4.14 kVA.
- Tramo 5: Longitud 0.02 km, potencia transportada 8.97 kVA.
- Tramo 6: Longitud 0.07 km, potencia transportada 3.45 VA.

7.1.1 Validación técnica

Antes de realizar el dimensionamiento económico de conductores es conveniente conocer los resultados del dimensionamiento por capacidad de corriente y regulación, de esta forma se establecen los valores mínimos para el calibre de los conductores. Por otra parte, de estos cálculos se pueden obtener algunos indicadores útiles como el número de conductores por fase necesarios para operar dentro de parámetros técnicamente viables.

7.1.2 Dimensionamiento por capacidad de corriente

Se realiza el cálculo por capacidad de corriente. Debido a que el caso de estudio es monofásico trifilar la corriente se obtiene a partir de la siguiente fórmula.

$$I = \frac{S_{2\phi}}{2 * V_L}$$

Los resultados se presentan en la Tabla 7.

Tabla 7 Cálculo por capacidad de corriente

Tramos										
Tramo	N I	N F	Distancia	Tensión	No. Fases	Potencia	Factor de potencia	Potencia	I	I*1.25 (factor de seguridad)
			km	V		kw		kVA		A
1	0	1	0.050	240	2	9.32	0.90	10.35	43.13	53.91
2	1	2	0.050	240	2	4.35	0.90	4.83	20.13	25.16
3	0	3	0.030	240	2	8.69	0.90	9.66	40.25	50.31
4	3	4	0.050	240	2	3.73	0.90	4.14	17.25	21.56
5	0	5	0.020	240	2	8.07	0.90	8.97	37.38	46.72
6	5	6	0.070	240	2	3.11	0.90	3.45	14.38	17.97

A partir de las corrientes que debe soportar el conductor en cada tramo se definen los calibres mínimos por capacidad de corriente:

- Tramo 1: Cable AAC 2x4 AWG + AAAC 48.69 kcmil triplex aislado XLPE 600 V 90°C neutro desnudo con chaqueta.
- Tramo 2: Cable AAC 2x4 AWG + AAAC 48.69 kcmil triplex aislado XLPE 600 V 90°C neutro desnudo con chaqueta.
- Tramo 3: Cable AAC 2x4 AWG + AAAC 48.69 kcmil triplex aislado XLPE 600 V 90°C neutro desnudo con chaqueta.
- Tramo 4: Cable AAC 2x4 AWG + AAAC 48.69 kcmil triplex aislado XLPE 600 V 90°C neutro desnudo con chaqueta.
- Tramo 5: Cable AAC 2x4 AWG + AAAC 48.69 kcmil triplex aislado XLPE 600 V 90°C neutro desnudo con chaqueta.
- Tramo 6: Cable AAC 2x4 AWG + AAAC 48.69 kcmil triplex aislado XLPE 600 V 90°C neutro desnudo con chaqueta.

El calibre seleccionado para las fases es No. 4 AWG debido a que es el mínimo utilizado por EPM para baja tensión, según la especificación técnica ET-TD-ME01-06.

7.1.3 Dimensionamiento por regulación

Se realiza el cálculo de regulación por el método del momento para los calibres calculados por capacidad de corriente.

De acuerdo con la normatividad vigente la regulación aguas abajo del transformador debe ser inferior al 3%.

En la Tabla 8 se muestran los resultados del cálculo de regulación.

Tabla 8 Resultados de cálculos de regulación

		CALCULOS DE REGULACIÓN															
N I	N F	metros	CARGA	CARGA	CARGA	CARGA	CARGA	CARGA	CARGA	MOMENTO	CALIBRE FASE	CALIBRE NEUTRO	CALIBRE TIERRA	FASES	CAIDA DE TENSION %		
		m	10350VA	4830VA	9660VA	4140VA	8970VA	3450VA	kVA	kVA-m	AWG	kcmil	AWG		Tramo	Acumulada	
CIRCUITO E																	
0	1	50.0	1							10.35	517.5	4	48.69	2	2	0.7723	0.7723
1	2	50.0		1						4.83	241.5	4	48.69	2	2	0.3604	1.1327
0	3	30.0			1					9.66	289.8	4	48.69	2	2	0.4325	0.4325
3	4	50.0				1				4.14	207.0	4	48.69	2	2	0.3089	0.7414
0	5	20.0					1			8.97	179.4	4	48.69	2	2	0.2677	0.2677
5	6	70.0						1	3.45	241.5	4	48.69	2	2	0.3604	0.6282	

De acuerdo con los cálculos anteriores se validan los conductores seleccionados por capacidad de corriente:

- Tramo 1: Cable AAC 2x4 AWG + AAAC 48.69 kcmil triplex aislado XLPE 600 V 90°C neutro desnudo con chaqueta.
- Tramo 2: Cable AAC 2x4 AWG + AAAC 48.69 kcmil triplex aislado XLPE 600 V 90°C neutro desnudo con chaqueta.
- Tramo 3: Cable AAC 2x4 AWG + AAAC 48.69 kcmil triplex aislado XLPE 600 V 90°C neutro desnudo con chaqueta.
- Tramo 4: Cable AAC 2x4 AWG + AAAC 48.69 kcmil triplex aislado XLPE 600 V 90°C neutro desnudo con chaqueta.
- Tramo 5: Cable AAC 2x4 AWG + AAAC 48.69 kcmil triplex aislado XLPE 600 V 90°C neutro desnudo con chaqueta.
- Tramo 6: Cable AAC 2x4 AWG + AAAC 48.69 kcmil triplex aislado XLPE 600 V 90°C neutro desnudo con chaqueta.

7.1.4 Cálculo del calibre del conductor por corriente de corto circuito

Se procede a evaluar que los calibres encontrados técnicamente estén en capacidad de soportar la corriente de cortocircuito durante una eventual falla, aplicando la siguiente ecuación.

$$A = \frac{I * \sqrt{t}}{k}$$

Donde:

A es la sección mínima del conductor en mm²

t es el tiempo de despeje de falla

k es una constante propia del conductor calculada como se muestra en la guía metodológica

Para el caso considerado k es 94, con lo que se obtiene.

$$A = \frac{3500 * \sqrt{0.03}}{94}$$

$$A = 6.4491 \text{ mm}^2$$

El conductor No. 4 AWG (seleccionado por regulación) tiene un área de sección transversal de 21.40 mm², superior al mínimo requerido por corriente de corto circuito.

Por lo anterior, los conductores se mantienen como se muestra a continuación:

- Tramo 1: Cable AAC 2x4 AWG + AAAC 48.69 kcmil triplex aislado XLPE 600 V 90°C neutro desnudo con chaqueta.
- Tramo 2: Cable AAC 2x4 AWG + AAAC 48.69 kcmil triplex aislado XLPE 600 V 90°C neutro desnudo con chaqueta.
- Tramo 3: Cable AAC 2x4 AWG + AAAC 48.69 kcmil triplex aislado XLPE 600 V 90°C neutro desnudo con chaqueta.
- Tramo 4: Cable AAC 2x4 AWG + AAAC 48.69 kcmil triplex aislado XLPE 600 V 90°C neutro desnudo con chaqueta.
- Tramo 5: Cable AAC 2x4 AWG + AAAC 48.69 kcmil triplex aislado XLPE 600 V 90°C neutro desnudo con chaqueta.
- Tramo 6: Cable AAC 2x4 AWG + AAAC 48.69 kcmil triplex aislado XLPE 600 V 90°C neutro desnudo con chaqueta.

7.1.5 Cálculo económico de conductores

Para realizar el dimensionamiento económico de conductores se emplea la herramienta Excel HE-01-2 Cálculo de conductor económico.xlsx. Es importante tener en cuenta que el conductor seleccionado económicamente debe cumplir con los mínimos establecidos previamente.

El archivo Excel HE-01-2 Cálculo de conductor económico.xlsx cuenta con 4 pestañas. En “Datos de entrada (Sistema)” se ajustan los parámetros del sistema, la topología de la red, las variables económicas y regulatorias relacionados con el cálculo económico (ver Figura 4).

Figura 4 Datos de entrada BT en HE-01-2 Cálculo de conductor económico.xlsx

Leáme Datos de entrada (Sistema) Datos de entrada (Conductor) Resultado +									
Datos de entrada		Tramos							
Sistema		Tramo	N	I	N F	Distancia	Potencia	Factor de potencia	THD i
						km	kw		(%)
Tipo de sistema	Monofásico trifilar	1	0	1		0.050	9.32	0.90	10.00%
Tipo de red	Aérea	2	1	2		0.050	4.35	0.90	10.00%
Tensión kV	0.240	3	0	3		0.030	8.69	0.90	10.00%
a (aumento anual de la carga)	3%	4	3	4		0.050	3.73	0.90	10.00%
Factor de carga	0.636	5	0	5		0.020	8.07	0.90	10.00%
Tipo de conductor	Cable autoportado neutro AAAC - XLPE	6	5	6		0.070	3.11	0.90	10.00%
Neutro	Si	7							
No. Conductores por fase	1	8							
No. De circuitos	1	9							
Económicos		10							
P (Costo w-h (\$))	0.25	11							
D (Costo de cubrir las pérdidas del suministro adicional)	0.015								
Tasa de descuento	12.40%								
b (aumento anual del costo de la energía)	1%								
Funcionamiento									
Horas de funcionamiento por día	24								
Vida útil (años)	35								
Índice de pérdidas reconocidas CREG (%)									
	Si								
Nivel de tensión 4 (>57.5 kV)	0.91								
Nivel de tensión 3 (30 a 57.5 kV)	1.21								
Nivel de tensión 2 (1 a 30 kV)	1.12								
Nivel de tensión 1 (<1 kV)	3.88								

Es importante considerar que antes de iniciar los cálculos se deben actualizar los valores de costo por kilómetro lineal en la pestaña “Datos de entrada (Conductor)”, los cuales deben incluir el costo global de montaje de cada conductor.

Para el caso de estudio la tasa de descuento se definió a partir de la resolución 016 de 2018 de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y el índice de pérdidas reconocidas por la CREG se toma de la resolución 099 de 2012 de dicha entidad.

La distorsión armónica en corriente (THD) se tomó como la máxima permitida según la norma IEEE 512 de 1992.

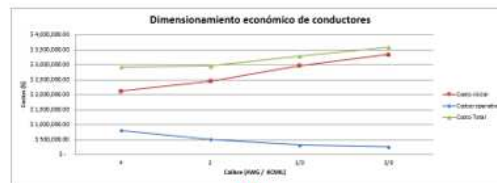
Los valores restantes corresponden a variable propias del sistema que se habían definido previamente. Una vez se introducen todos los datos se procede a consultar los resultados en la respectiva pestaña, como se presenta en la Figura 5.

Figura 5 Resultados BT en HE-01-2 Cálculo de conductor económico.xlsx


Tramo
analizado

Tramo 1				
Calibre AWG- KCMIL	Conductor óptimo (Costo total)	Costo Inicial	Costo operativo VPN	
	4			
4	\$ 2,932,480.79	\$ 2,117,289.56	\$ 815,191.24	
2	\$ 2,933,074.63	\$ 2,446,129.92	\$ 511,944.71	
1/0	\$ 3,200,860.26	\$ 2,969,165.27	\$ 321,694.99	
2/0	\$ 3,502,135.07	\$ 3,336,739.23	\$ 255,395.84	

Resultado
numérico



Resultado
grafico

Tramo 1

La herramienta implementada muestra el conductor óptimo cuantitativa y gráficamente en la pestaña resultado, para el caso considerado se obtuvo la siguiente información.

Conductor óptimo económicamente:
(Con ajuste por dimensionamiento técnico)

4 AWG

Costo inicial

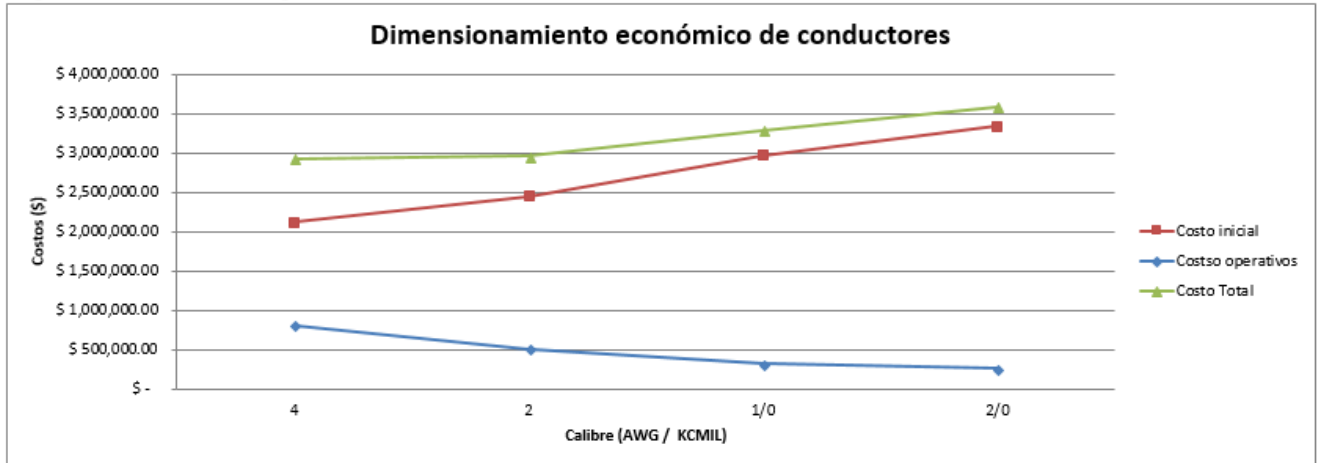
\$2,117,289.56

Costo operativo (VPN):

\$815,191.24

Costo total del proyecto en valor presente neto: **\$2,932,480.79**
(costo inicial + costo operativo)

La Figura 6 muestra gráficamente los resultados obtenidos.

Figura 6 Resultado gráfico del cálculo económico de conductores tramo 1


Tramo 2

Conductor óptimo económicamente: **6 AWG**

Costo inicial **\$1,910,446.86**

Costo operativo (VPN): **\$281,571.00**

Costo total del proyecto en valor presente neto: **\$2,192,017.86**
(costo inicial + costo operativo)

El conductor óptimo no cumple con los mínimos técnicos por lo que no es viable su implementación. El mínimo calibre aceptable es 4 AWG (calculado por capacidad de corriente) en cuyo caso se tendría la siguiente información.

Conductor óptimo económicamente: **4 AWG**
(Con ajuste por dimensionamiento técnico)

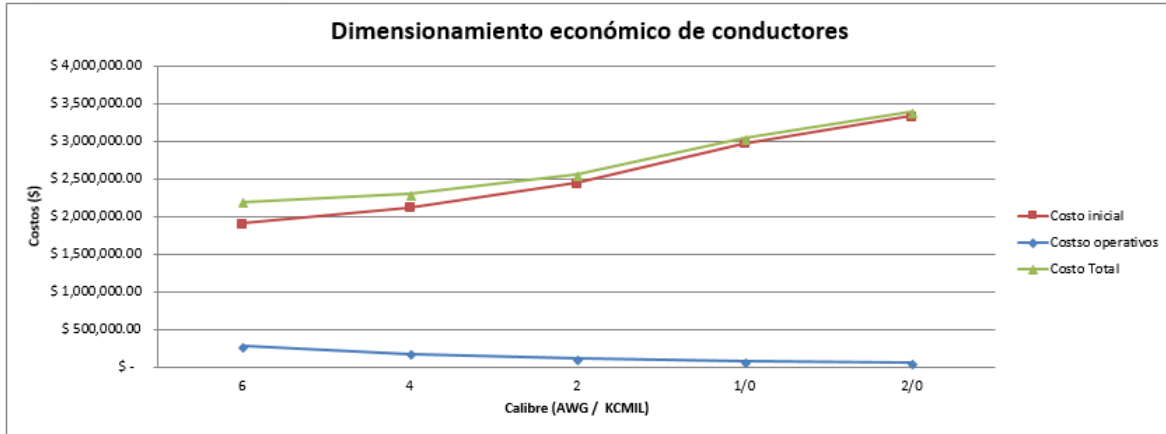
Costo inicial **\$2,117,289.56**

Costo operativo (VPN): **\$177,187.00**

Costo total del proyecto en valor presente neto: **\$2,294,477.53**
(costo inicial + costo operativo)

La Figura 7 muestra los resultados obtenidos.

Figura 7 Resultado gráfico del cálculo económico de conductores tramo 2



Tramo 3

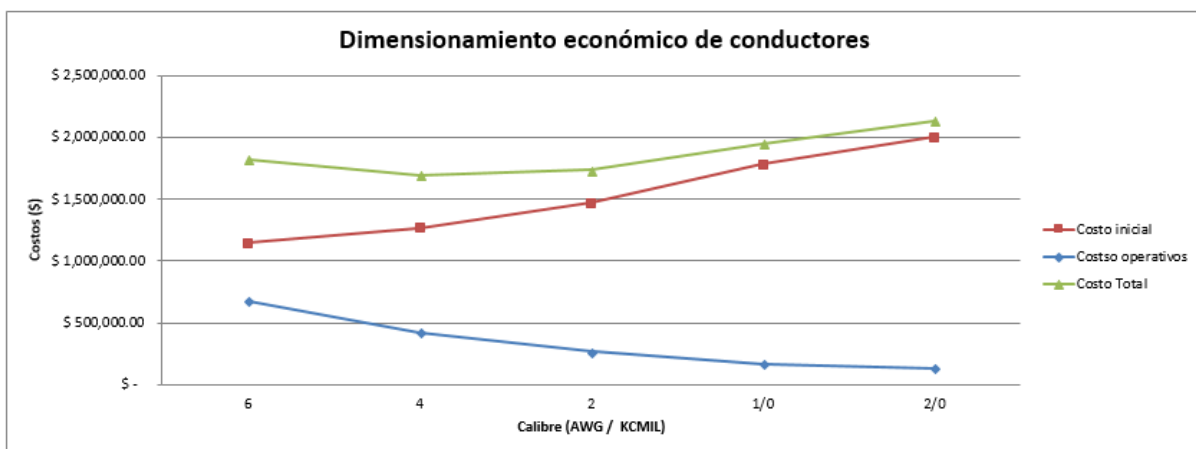
Conductor óptimo económicamente: **4 AWG**

Costo inicial **\$1,270,373.73**
 Costo operativo (VPN): **\$425,251.15**

Costo total del proyecto en valor presente neto: **\$1,695,624.88**
 (costo inicial + costo operativo)

La Figura 8 muestra los resultados obtenidos.

Figura 8 Resultado gráfico del cálculo económico de conductores tramo 3



Tramo 4

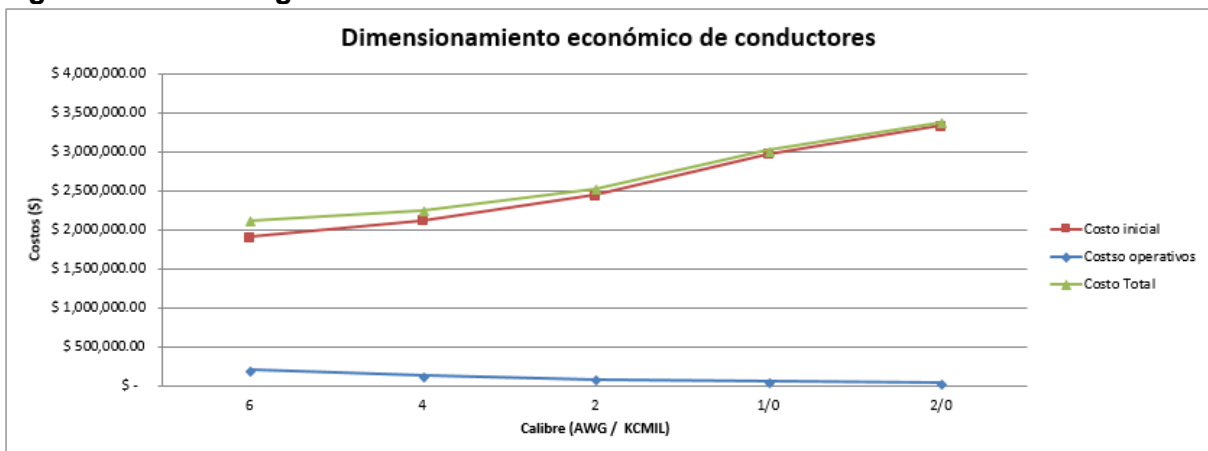
Conductor óptimo económicamente:	6 AWG
Costo inicial	\$1,910,446.86
Costo operativo (VPN):	\$206,868.49
Costo total del proyecto en valor presente neto: (costo inicial + costo operativo)	\$2,117,315.35

El conductor óptimo no cumple con los mínimos técnicos por lo que no es viable su implementación. El mínimo calibre aceptable es 4 AWG (calculado por corriente de cortocircuito) en cuyo caso se tendría la siguiente información.

Conductor óptimo económicamente: (Con ajuste por dimensionamiento técnico)	4 AWG
Costo inicial	\$2,117,289.56
Costo operativo (VPN):	\$130,178.92
Costo total del proyecto en valor presente neto: (costo inicial + costo operativo)	\$ 2,247,468.48

La Figura 9 muestra los resultados obtenidos.

Figura 9 Resultado gráfico del cálculo económico de conductores tramo 4



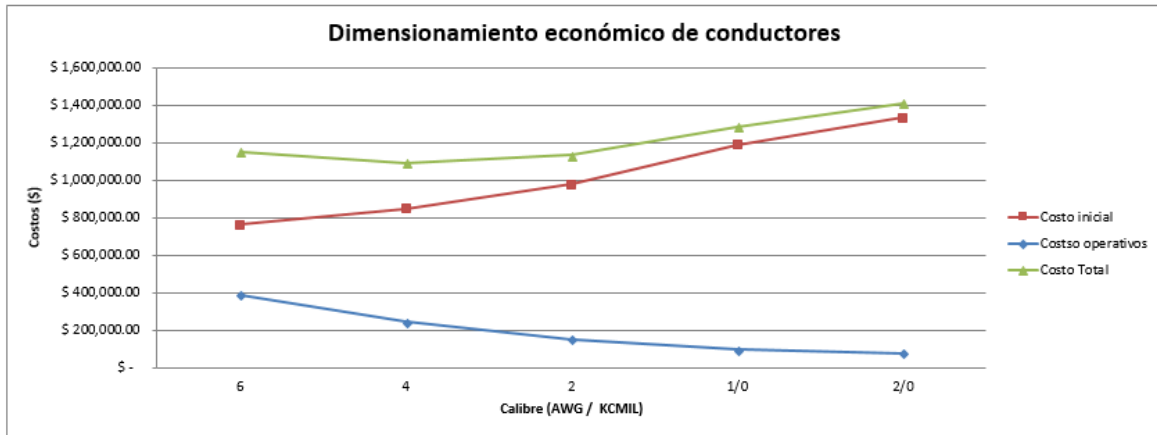
Tramo 5

Conductor óptimo económicamente: (Con ajuste por dimensionamiento técnico)	4 AWG
Costo inicial	\$846,915.82
Costo operativo (VPN):	\$244,447.09

Costo total del proyecto en valor presente neto: **\$1,091,362.91**
(costo inicial + costo operativo)

La Figura 10 muestra los resultados obtenidos.

Figura 10 Resultado gráfico del cálculo económico de conductores tramo 5



Tramo 6

Para el caso considerado se obtuvo la siguiente información.

Conductor óptimo económicamente: **6 AWG**

Costo inicial **\$2,674,625.60**

Costo operativo (VPN): **\$202,289.75**

Costo total del proyecto en valor presente neto: **\$2,876,915.36**
(costo inicial + costo operativo)

El conductor óptimo no cumple con los mínimos técnicos por lo que no es viable su implementación. El mínimo calibre aceptable es 4 AWG (calculado por corriente de cortocircuito) en cuyo caso se tendría la siguiente información.

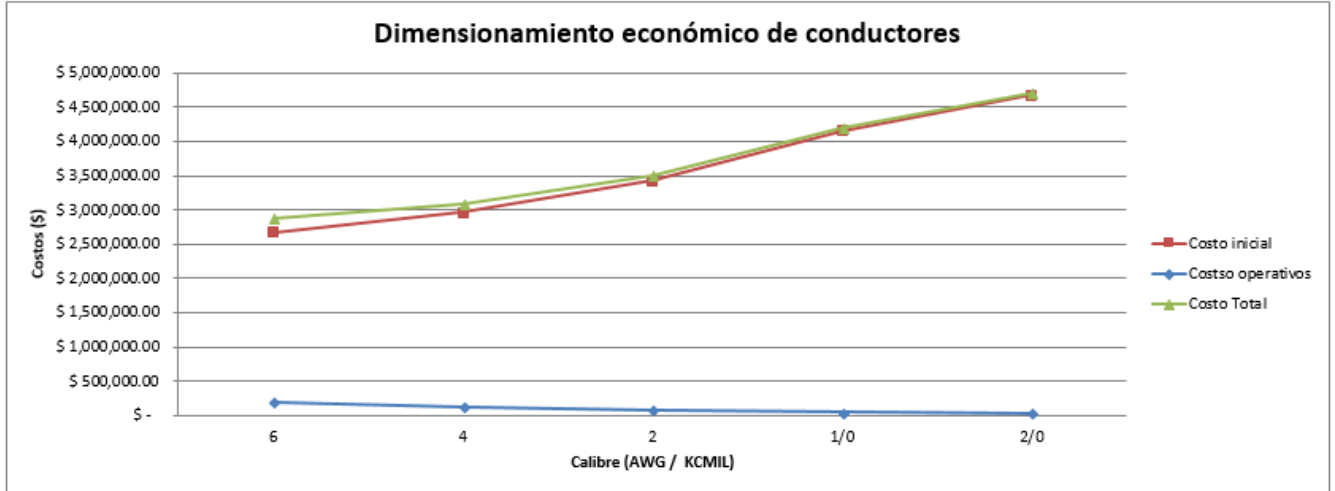
Conductor óptimo económicamente: **4 AWG**
(Con ajuste por dimensionamiento técnico)

Costo inicial **\$2,964,205.38**

Costo operativo (VPN): **\$127,297.60**

Costo total del proyecto en valor presente neto: **\$3,091,502.98**
(costo inicial + costo operativo)

La Figura 11 muestra los resultados obtenidos.

Figura 11 Resultado gráfico del cálculo económico de conductores tramo 6


7.1.6 Resultados

Los conductores seleccionados económicamente para la red considerada y que cumplen con los criterios técnicos de operatividad del sistema se muestran en la Tabla 9.

Tabla 9 Resultados del ejemplo del conductor de baja tensión

Tramo	AWG ó KCMIL
1	Cable AAC 2x4 AWG + AAAC 48.69 kcmil triplex aislado XLPE 600 V 90°C neutro desnudo con chaqueta.
2	Cable AAC 2x4 AWG + AAAC 48.69 kcmil triplex aislado XLPE 600 V 90°C neutro desnudo con chaqueta.
3	Cable AAC 2x4 AWG + AAAC 48.69 kcmil triplex aislado XLPE 600 V 90°C neutro desnudo con chaqueta.
4	Cable AAC 2x4 AWG + AAAC 48.69 kcmil triplex aislado XLPE 600 V 90°C neutro desnudo con chaqueta.
5	Cable AAC 2x4 AWG + AAAC 48.69 kcmil triplex aislado XLPE 600 V 90°C neutro desnudo con chaqueta.
6	Cable AAC 2x4 AWG + AAAC 48.69 kcmil triplex aislado XLPE 600 V 90°C neutro desnudo con chaqueta.

Nota: El ejemplo que se muestra es ilustrativo y pretende únicamente, mostrar la aplicación de la metodología desarrollada en esta guía, puesto que, para casos reales de la expansión de la red deberá considerarse, la capacidad de potencia por instalación y el número potencial de clientes a conectar.

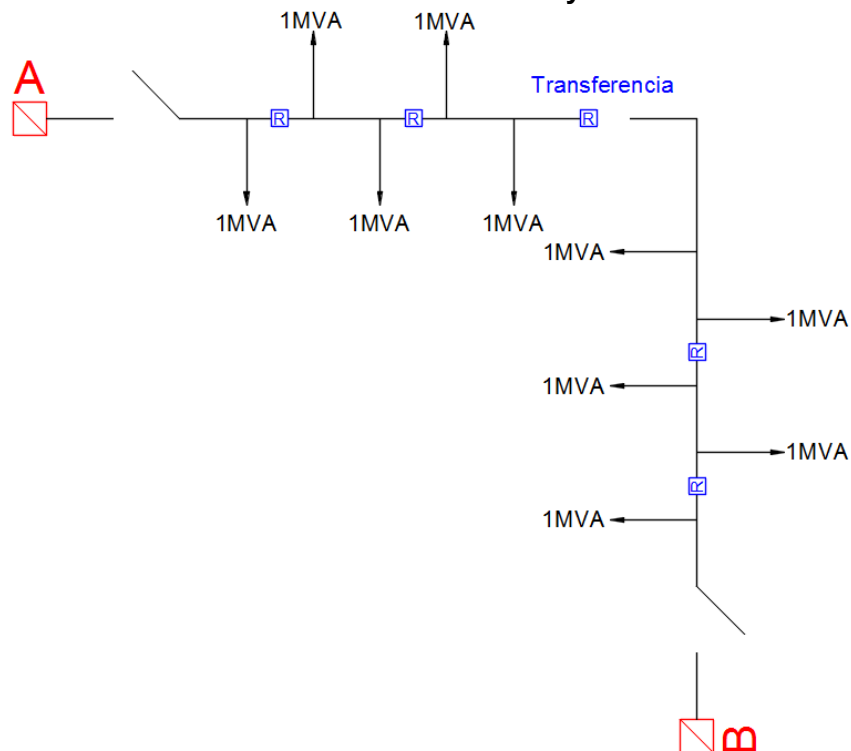
7.2 EJEMPLO CÁLCULO ECONÓMICO DEL CONDUCTOR DE MEDIA TENSIÓN

Se está diseñando una red de media tensión para el operador de red EPM a 13.2 kV, con ella se unirán las subestaciones A y B. Durante operación normal operará como dos circuitos independientes debido a una transferencia que se ubicará en la mitad, bajo contingencias cada una de las subestaciones podrá alimentar la carga de su circuito y el 50% de la carga del segundo circuito. Se va a realizar el dimensionamiento económico de conductores.

La red considerada es de tipo radial, con flujo de potencia unidireccional y se considera un modelo de carga uniformemente distribuido.

En la Figura 12, se presenta un esquema del arreglo, la longitud total de cada uno de los circuitos es de 6 km.

Figura 12 Red de 13.2 kV entre las subestaciones A y B



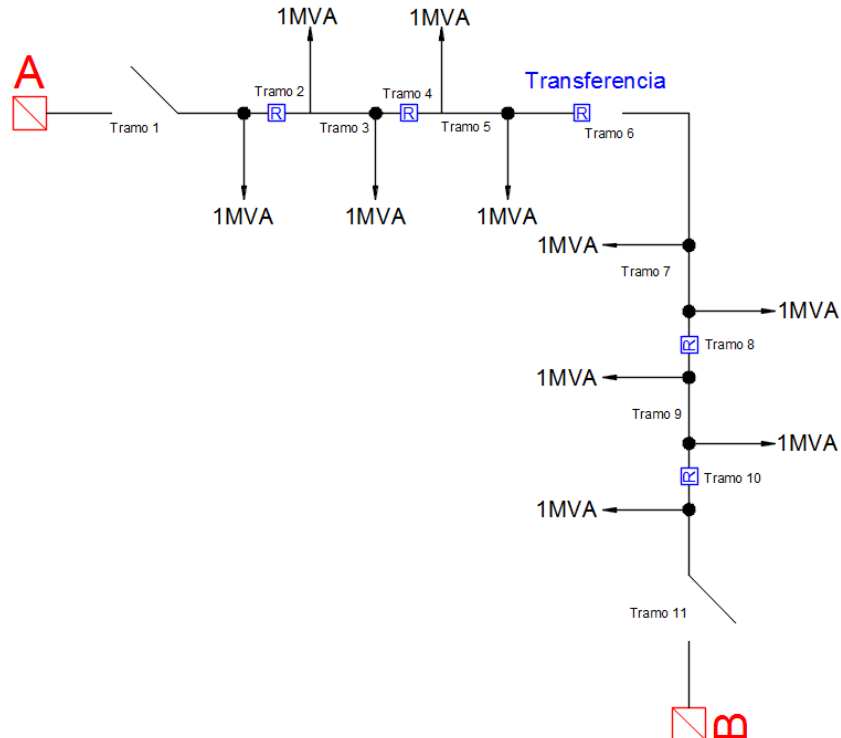
El sistema de distribución considerado cuenta con los siguientes parámetros:

- Tipo de sistema: Trifásico.
- Tipo de red: aérea.
- Tipo de conductor a emplear: ACSR.
- Neutro: sí.
- Tensión: 13.2 kV.
- Potencia: 5 MVA por circuito, bajo contingencia sobrecarga del 40%.
- Distancias: 6 km cada circuito, cargas uniformemente distribuidas

- Corriente de falla: 8 kA.
- Tiempo de despeje de falla: 0.2 s.
- Temperatura ambiente: 30°C.

La red considerada está compuesta por los tramos que se muestran en la Figura 13, los cuales se definen como los sectores de la red entre dos derivaciones o entre una subestación y una derivación.

Figura 13 Tramos de la red de 13.2 kV



Debido a que las cargas son equidistantes, la distancia de los tramos se encuentra dividiendo la longitud total del circuito entre el número de tramos:

$$\text{Longitud tramos} = \frac{12 \text{ km}}{11} = 1.1 \text{ km}$$

Sector subestación A

- Tramo 1: Longitud 1.1 km, potencia transportada 5 MVA
- Tramo 2: Longitud 1.1 km, potencia transportada 4 MVA
- Tramo 3: Longitud 1.1 km, potencia transportada 3 MVA
- Tramo 4: Longitud 1.1 km, potencia transportada 2 MVA
- Tramo 5: Longitud 1.1 km, potencia transportada 1 MVA
- Tramo 6: Longitud 1.1 km, potencia transportada 0 MVA

Sector subestación B

- Tramo 7: Longitud 1.1 km, potencia transportada 1 MVA
- Tramo 8: Longitud 1.1 km, potencia transportada 2 MVA
- Tramo 9: Longitud 1.1 km, potencia transportada 3 MVA
- Tramo 10: Longitud 1.1 km, potencia transportada 4 MVA
- Tramo 11: Longitud 1.1 km, potencia transportada 5 MVA

7.2.1 Validación técnica

Antes de realizar el dimensionamiento económico de conductores es conveniente conocer los resultados del dimensionamiento por capacidad de corriente y regulación, de esta forma se establecen valores mínimos para el calibre de los conductores a instalar. Por otra parte, de estos cálculos se pueden obtener algunos indicadores útiles, como el número de conductores por fase necesarios para operar dentro de parámetros técnicamente viables.

7.2.2 Dimensionamiento por capacidad de corriente

Se realiza el cálculo por capacidad de corriente. Debido a que el caso de estudio es trifásico la corriente se obtiene a partir de la siguiente fórmula.

$$I = \frac{S_{3\phi}}{\sqrt{3} * V_L}$$

Los resultados para la operación del sistema en condiciones normales se presentan en la Tabla 10.

Tabla 10 Cálculo por capacidad de corriente en operación normal

Tramos										
Tramo	N I	N F	Distancia	Tensión	No. Fases	Potencia	Factor de potencia	Potencia	I	I*1.15 (factor de seguridad)
			km	V		kw		kVA	A	A
1	0	1	1.100	13200	3	4500.00	0.90	5000	218.69	251.50
2	1	2	1.100	13200	3	3600.00	0.90	4000	174.95	201.20
3	2	3	1.100	13200	3	2700.00	0.90	3000	131.22	150.90
4	3	4	1.100	13200	3	1800.00	0.90	2000	87.48	100.60
5	5	6	1.100	13200	3	900.00	0.90	1000	43.74	50.30
6	6	7	0.000	13200	3	0.00	0.90	0	0.00	0.00
7	7	8	1.100	13200	3	900.00	0.90	1000	43.74	50.30
8	8	9	1.100	13200	3	1800.00	0.90	2000	87.48	100.60
9	9	10	1.100	13200	3	2700.00	0.90	3000	131.22	150.90
10	10	11	1.100	13200	3	3600.00	0.90	4000	174.95	201.20
11	11	12	1.100	13200	3	4500.00	0.90	5000	218.69	251.50

A partir de las corrientes que debe soportar el conductor en cada tramo se definen los calibres mínimos por capacidad de corriente:

- Tramo 1: 2/0AWG ACSR
- Tramo 2: 1/0 AWG ACSR
- Tramo 3: 2 AWG ACSR
- Tramo 4: 4 AWG ACSR
- Tramo 5: 6 AWG ACSR
- Tramo 6: 6 AWG ACSR
- Tramo 7: 6 AWG ACSR
- Tramo 8: 4 AWG ACSR
- Tramo 9: 2 AWG ACSR
- Tramo 10: 1/0 AWG ACSR
- Tramo 11: 2/0 AWG ACSR

El conductor debe estar en capacidad de soportar la corriente que circularía por el circuito durante una contingencia. Definida la contingencia como la ocurrencia de una falla en una de las subestaciones, en cuyo caso se cerraría la transferencia y la subestación que permanezca operando alimentaría hasta el 40% de la carga, que en condiciones normales estaría separada por dicha transferencia.

Bajo ese escenario se tendría las siguientes condiciones:

Sector subestación A

- Tramo 1: Longitud 1.1 km, potencia transportada 7 MVA
- Tramo 2: Longitud 1.1 km, potencia transportada 6 MVA
- Tramo 3: Longitud 1.1 km, potencia transportada 5 MVA
- Tramo 4: Longitud 1.1 km, potencia transportada 4 MVA
- Tramo 5: Longitud 1.1 km, potencia transportada 3 MVA
- Tramo 6: Longitud 1.1 km, potencia transportada 2 MVA
- Tramo 7: Longitud 1.1 km, potencia transportada 1 MVA

Sector subestación B

- Tramo 11: Longitud 1.1 km, potencia transportada 7 MVA
- Tramo 10: Longitud 1.1 km, potencia transportada 6 MVA
- Tramo 9: Longitud 1.1 km, potencia transportada 5 MVA
- Tramo 8: Longitud 1.1 km, potencia transportada 4 MVA
- Tramo 7: Longitud 1.1 km, potencia transportada 3 MVA
- Tramo 6: Longitud 1.1 km, potencia transportada 2 MVA
- Tramo 5: Longitud 1.1 km, potencia transportada 1 MVA

Los resultados para la operación del sistema bajo contingencia se presentan en la Tabla 11 y la Tabla 12.

Tabla 11 Cálculo por capacidad de corriente bajo contingencia (falla en A)

Tramos										
Tramo	N I	N F	Distancia	Tensión	No. Fases	Potencia	Factor de potencia	Potencia	I	I*1.15 (factor de seguridad)
			km	V		kw		kVA		
1	0	1	1.100	13200	3	6300.00	0.90	7000	306.17	352.10
2	1	2	1.100	13200	3	5400.00	0.90	6000	262.43	301.80
3	2	3	1.100	13200	3	4500.00	0.90	5000	218.69	251.50
4	3	4	1.100	13200	3	3600.00	0.90	4000	174.95	201.20
5	5	6	1.100	13200	3	2700.00	0.90	3000	131.22	150.90
6	6	7	1.100	13200	3	1800.00	0.90	2000	87.48	100.60
7	7	8	1.100	13200	3	900.00	0.90	1000	43.74	50.30
8	8	9	1.100	13200	3	0.00	0.90	0	0.00	0.00
9	9	10	1.100	13200	3	0.00	0.90	0	0.00	0.00
10	10	11	1.100	13200	3	0.00	0.90	0	0.00	0.00
11	11	12	1.100	13200	3	0.00	0.90	0	0.00	0.00

Tabla 12 Cálculo por capacidad de corriente bajo contingencia (falla en B)

Tramos										
Tramo	N I	N F	Distancia	Tensión	No. Fases	Potencia	Factor de potencia	Potencia	I	I*1.15 (factor de seguridad)
			km	V		kw		kVA		
1	0	1	1.100	13200	3	0.00	0.90	0	0.00	0.00
2	1	2	1.100	13200	3	0.00	0.90	0	0.00	0.00
3	2	3	1.100	13200	3	0.00	0.90	0	0.00	0.00
4	3	4	1.100	13200	3	0.00	0.90	0	0.00	0.00
5	5	6	1.100	13200	3	900.00	0.90	1000	43.74	50.30
6	6	7	1.100	13200	3	1800.00	0.90	2000	87.48	100.60
7	7	8	1.100	13200	3	2700.00	0.90	3000	131.22	150.90
8	8	9	1.100	13200	3	3600.00	0.90	4000	174.95	201.20
9	9	10	1.100	13200	3	4500.00	0.90	5000	218.69	251.50
10	10	11	1.100	13200	3	5400.00	0.90	6000	262.43	301.80
11	11	12	1.100	13200	3	6300.00	0.90	7000	306.17	352.10

A partir de las corrientes que debe soportar el conductor bajo contingencia en cada tramo se definen los calibres mínimos por capacidad de corriente para el caso más crítico:

- Tramo 1: 3X266.8+266.8 AWG ACSR
- Tramo 2: 3X4/0+4/0 AWG ACSR
- Tramo 3: 3X2/0+2/0 AWG ACSR
- Tramo 4: 3X1/0+1/0 AWG ACSR

- Tramo 5: 3X2+2 AWG ACSR
- Tramo 6: 3X4+4 AWG ACSR
- Tramo 7: 3X2+2 AWG ACSR
- Tramo 8: 3X1/0+1/0 AWG ACSR
- Tramo 9: 3X2/0+2/0 AWG ACSR
- Tramo 10: 3X4/0+4/0 AWG ACSR
- Tramo 11: 3X266.8+266.8 AWG ACSR

7.2.3 Dimensionamiento por regulación

Se realiza el cálculo de regulación por el método del momento para los calibres calculados por capacidad de corriente.

La regulación no debe superar el 5% en el punto más remoto del circuito.

En la Tabla 13 se muestran los resultados del cálculo de regulación.

Tabla 13 Resultados de cálculos de regulación

CALCULOS DE REGULACIÓN									
Red 13.2 kV SUB									
N I	N F	Carga metros	CARGA	MOMENTO	CALIBRE FASE	CALIBRE NEUTRO	FASES	CAIDA DE TENSION	
			kVA	kVA-m	AWG	AWG		Tramo	Acumulada
0	1	1100.0	5000.00	5500000.0	266	266	3	1.1267	1.1267
1	2	1100.0	4000.00	4400000.0	4/0	4/0	3	1.0515	2.1782
2	3	1100.0	3000.00	3300000.0	2/0	2/0	3	1.0703	3.2485
3	4	1100.0	2000.00	2200000.0	1/0	1/0	3	0.8446	4.0931
4	5	1100.0	1000.00	1100000.0	2	2	3	0.6077	4.7007
5	6	1100.0	0.00	0.0	4	4	3	0.0000	0.0000
6	7	1100.0	1000.00	1100000.0	2	2	3	0.6077	4.7007
7	8	1100.0	2000.00	2200000.0	1/0	1/0	3	0.8446	4.0931
8	9	1100.0	3000.00	3300000.0	2/0	2/0	3	1.0703	3.2485
9	10	1100.0	4000.00	4400000.0	4/0	4/0	3	1.0515	2.1782
10	11	1100.0	5000.00	5500000.0	266	266	3	1.1267	1.1267

De acuerdo con los cálculos anteriores se validan los calibres encontrados por capacidad de corriente.

- Tramo 1: 3X266.8+266.8 AWG ACSR
- Tramo 2: 3X4/0+4/0 AWG ACSR
- Tramo 3: 3X2/0+2/0 AWG ACSR
- Tramo 4: 3X1/0+1/0 AWG ACSR
- Tramo 5: 3X2+2 AWG ACSR
- Tramo 6: 3X4+4 AWG ACSR
- Tramo 7: 3X2+2 AWG ACSR
- Tramo 8: 3X1/0+1/0 AWG ACSR
- Tramo 9: 3X2/0+2/0 AWG ACSR

- Tramo 10: 3X4/0+4/0 AWG ACSR
- Tramo 11: 3X266.8+266.8 AWG ACSR

7.2.4 Cálculo del calibre del conductor por corriente de corto circuito

Se procede a evaluar que los calibres encontrados técnicamente estén en capacidad de soportar la corriente de cortocircuito durante una eventual falla, aplicando la siguiente ecuación.

$$A = \frac{I * \sqrt{t}}{k}$$

Donde:

A: es la sección mínima del conductor en mm²

T: es el tiempo de despeje de falla

K: es una constante propia del conductor calculada como se muestra en la guía metodológica

Para el caso considerado k es 93, con lo que se obtiene:

$$A = \frac{8000 * \sqrt{0.2}}{93}$$

$$A = 38.470$$

El conductor mínimo que cumple con este requerimiento es 1/0 AWG que tiene un área de sección transversal de 53.48 mm².

Del análisis anterior se concluye que el conductor dimensionado técnicamente para los tramos 5, 6 y 7 no tienen capacidad térmica de transportar la corriente de falla del sistema, por lo que se requiere replantear sus calibres como se muestra a continuación:

- Tramo 1: 3X266.8+266.8 AWG ACSR
- Tramo 2: 3X4/0+4/0 AWG ACSR
- Tramo 3: 3X2/0+2/0 AWG ACSR
- Tramo 4: 3X1/0+1/0 AWG ACSR
- Tramo 5: 3X1/0+1/0 AWG ACSR
- Tramo 6: 3X1/0+1/0 AWG ACSR
- Tramo 7: 3X1/0+1/0 AWG ACSR
- Tramo 8: 3X1/0+1/0 AWG ACSR
- Tramo 9: 3X2/0+2/0 AWG ACSR
- Tramo 10: 3X4/0+4/0 AWG ACSR
- Tramo 11: 3X266.8+266.8 AWG ACSR

7.2.5 Cálculo económico de conductores

Para realizar el dimensionamiento económico de conductores se utiliza la herramienta Excel HE-01-2 Cálculo de conductor económico.xlsx. Una vez se obtenga el conductor óptimo,

este se deberá verificar con el resultado de los calibres mínimos obtenido por el dimensionamiento por capacidad de corriente y regulación; es decir, el conductor seleccionado nunca podrá ser menor al obtenido por capacidad de corriente y regulación.

El archivo Excel HE-01-2 Cálculo de conductor económico.xlsx cuenta con 4 pestañas. En “Datos de entrada (Sistema)” se ajustan los parámetros del sistema, la topología de la red, las variables económicas y regulatorias relacionados con el cálculo económico (ver Figura 14).

Figura 14 Datos de entrada MT en HE-01-2 Cálculo de conductor económico.xlsx

Leáme		Datos de entrada (Sistema)		Datos de entrada (Conductor)		Resultado		+		
Datos de entrada				Tramos						
Sistema				Tramo	NI	NF	Distancia	Potencia	Factor de potencia	THD i
Tipo de sistema	Trifásico						km	kVA		(%)
Tensión kV	13.200			1	0	1	1.000	5000.00	0.90	10.00%
a (aumento anual de la carga)	3%			2	1	2	1.100	4000.00	0.90	10.00%
Factor de carga	0.636			3	2	3	1.100	3000.00	0.90	10.00%
Neutro	Si			4	3	4	1.100	2000.00	0.90	10.00%
No. Conductores por fase	1			5	4	5	1.100	1000.00	0.90	10.00%
No. De circuitos	1			6	5	6	1.100	0.00	0.90	10.00%
Económicos				7	11	12	1.100	1000.00	0.90	10.00%
P (Costo w-h (\$))	0.252			8	10	11	1.100	2000.00	0.90	10.00%
D (Costo de cubrir las pérdidas del suministro adicional)	0			9	9	10	1.100	3000.00	0.90	10.00%
Tasa de descuento	12.40%			10	8	9	1.100	4000.00	0.90	10.00%
b (aumento anual del costo de la energía)	1%			11	7	8	1.100	5000.00	0.90	10.00%
Funcionamiento										
Horas de funcionamiento por día	5									
Vida útil (años)	20									
Índice de pérdidas reconocidas CREG				Si						
Nivel de tensión 4 (>57.5 kV)	0.91%									
Nivel de tensión 3 (30 a 57.5 kV)	1.21%									
Nivel de tensión 2 (1 a 30 kV)	1.12%									
Nivel de tensión 1 (<1 kV)	3.88%									

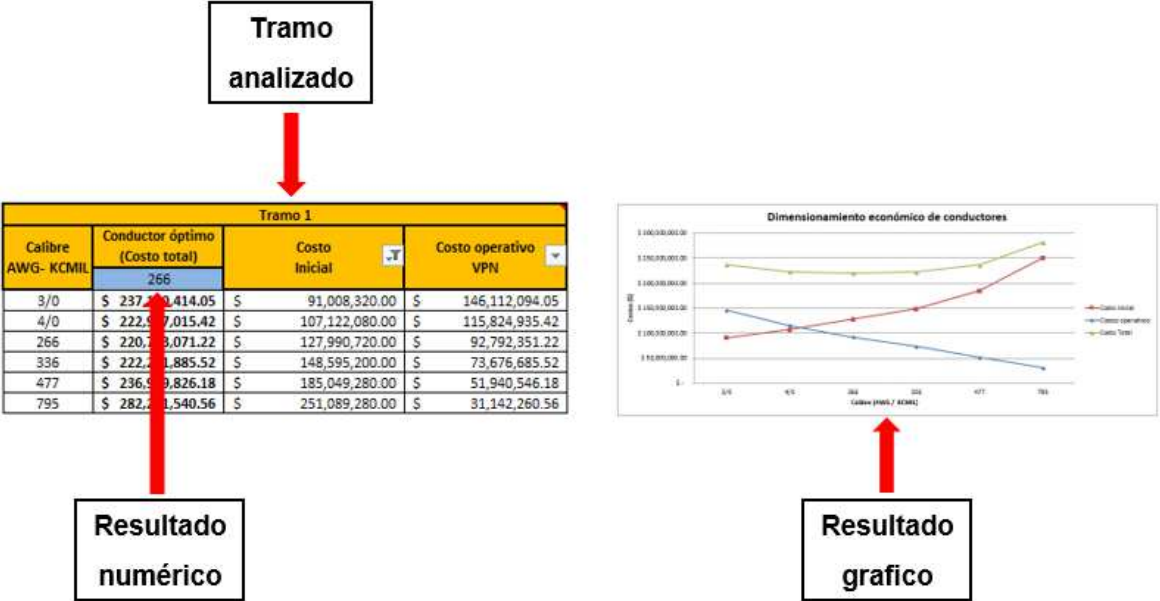
Es importante tener en cuenta que antes de iniciar los cálculos se deben actualizar los valores de costos por kilómetro lineal en la pestaña “Datos de entrada (Conductor)”, los cuales deben incluir el costo global de montaje de cada conductor.

Para el caso de estudio la tasa de descuento se definió a partir de la resolución 016 de 2018 de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y el valor de las pérdidas a considerar será el indicado por EPM.

Los valores restantes corresponden a variable propias del sistema que se habían definido previamente.

Una vez se introducen todos los datos se procede a consultar los resultados en la respectiva pestaña, como se presenta en la Figura 15.

Figura 15 Resultados MT en HE-01-2 Cálculo de conductor económico.xlsx



Los resultados obtenidos se presentan a continuación.

Tramo 1

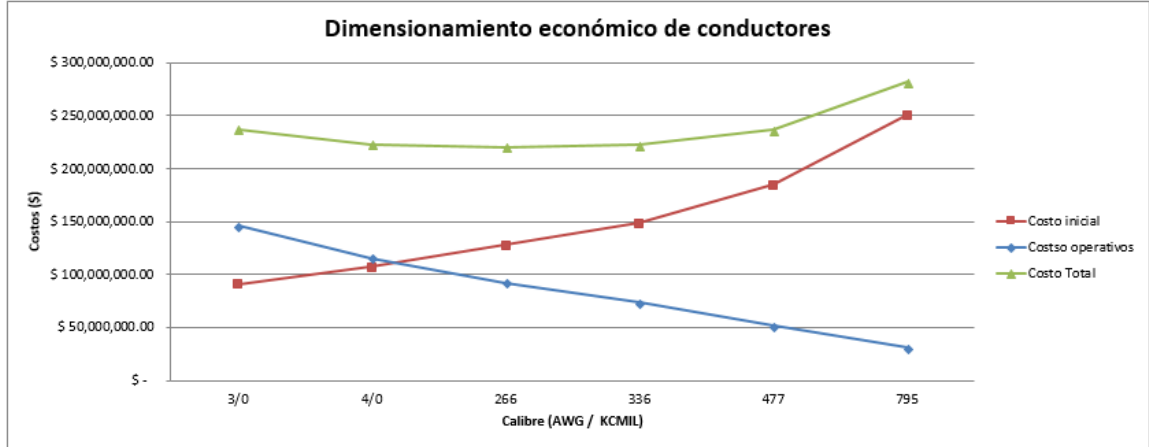
La herramienta implementada muestra el conductor óptimo cuantitativa y gráficamente en la pestaña resultado, para el caso considerado se obtuvo la siguiente información.

- Conductor óptimo económicamente: **266 kcmil**
- Costo inicial **\$127,990,720.00**
- Costo operativo (VPN): **\$92,792,351.22**
- Costo total del proyecto en valor presente neto: **\$220,783,071.22**
(costo inicial + costo operativo)

El conductor óptimo cumple con los mínimos técnicos por lo que es viable su implementación.

La Figura 16 muestra los resultados obtenidos.

Figura 16 Resultado gráfico del cálculo económico de conductores tramo 1



Nota: es importante tener en cuenta que los valores obtenidos de la figura son aquellos que corresponden al punto mínimo de la curva de costo total.

Tramo 2

Conductor óptimo económicamente: **4/0 AWG**

Costo inicial **\$117,834,288.00**

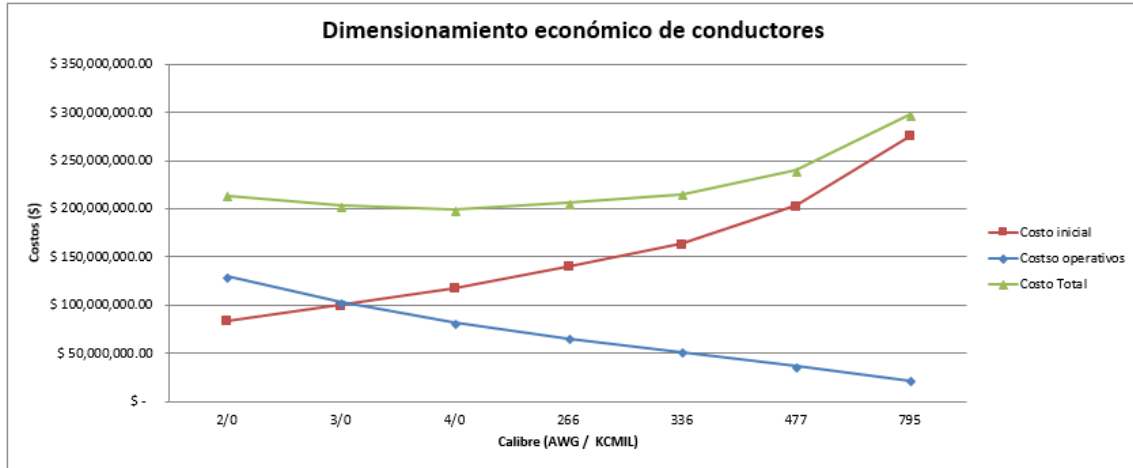
Costo operativo (VPN): **\$81,540,754.54**

Costo total del proyecto en valor presente neto: **\$199,375,042.54**
(costo inicial + costo operativo)

El conductor óptimo cumple con los mínimos técnicos por lo que es viable su implementación.

La Figura 17 muestra los resultados obtenidos.

Figura 17 Resultado gráfico del cálculo económico de conductores tramo 2



Tramo 3

Conductor óptimo económicamente: **2/0 AWG**

Costo inicial **\$84,127,472.00**

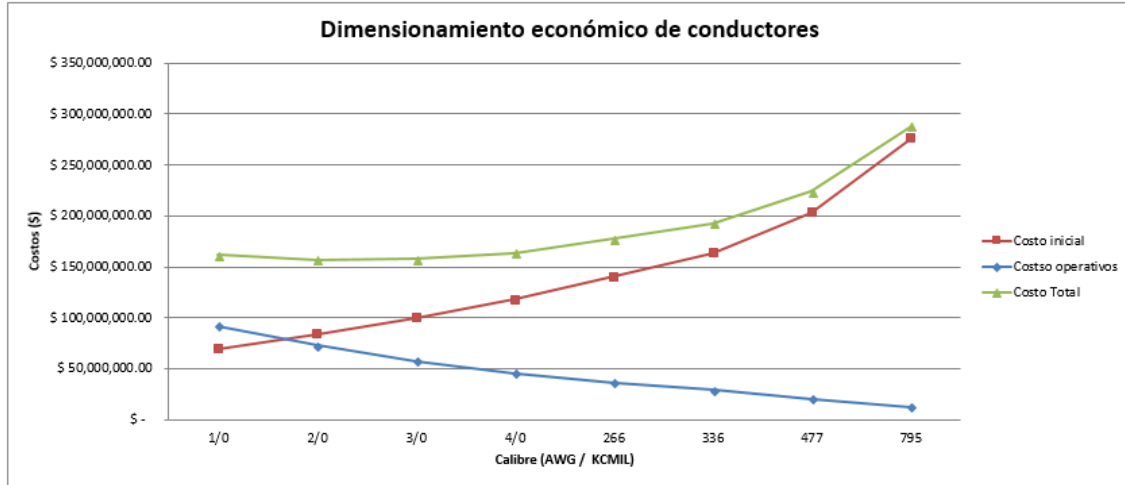
Costo operativo (VPN): **\$72,956,303.52**

Costo total del proyecto en valor presente neto: **\$157,083,775.52**
(costo inicial + costo operativo)

El conductor óptimo cumple con los mínimos técnicos por lo que es viable su implementación.

La Figura 18 muestra los resultados obtenidos.

Figura 18 Resultado gráfico del cálculo económico de conductores tramo 3



Tramo 4

Conductor óptimo económicamente: **1/0 AWG**

Costo inicial **\$69,889,248.00**

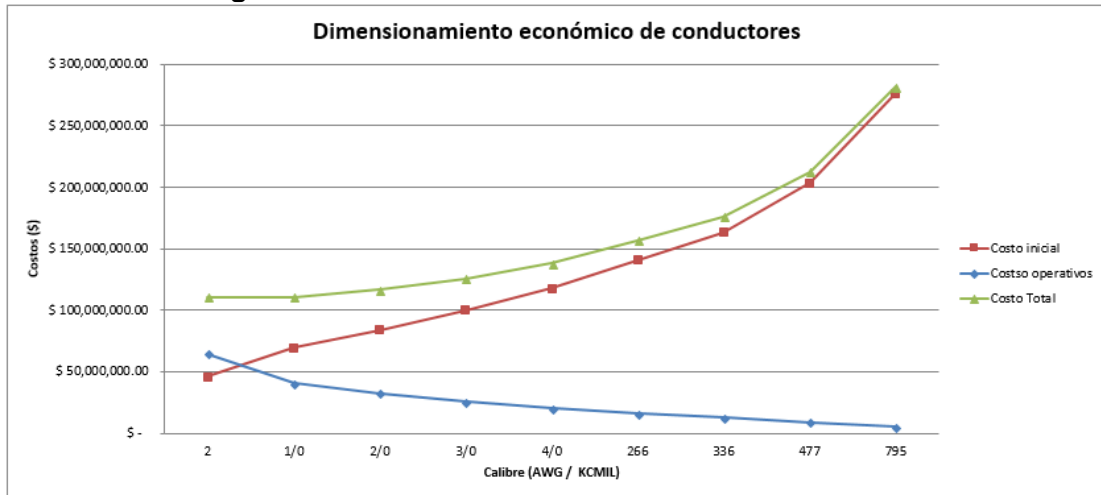
Costo operativo (VPN): **\$40,828,634,54**

Costo total del proyecto en valor presente neto: **\$110,717,882,54**
(costo inicial + costo operativo)

El conductor óptimo cumple con los mínimos técnicos por lo que es viable su implementación.

La Figura 19 muestra los resultados obtenidos.

Figura 19 Resultado gráfico del cálculo económico de conductores tramo 4



Tramo 5

Conductor óptimo económicamente: **4 AWG**

Costo inicial **\$26,884,000.00**
 Costo operativo (VPN): **\$25,840,738.94**

Costo total del proyecto en valor presente neto: **\$52,724,738.94**
 (costo inicial + costo operativo)

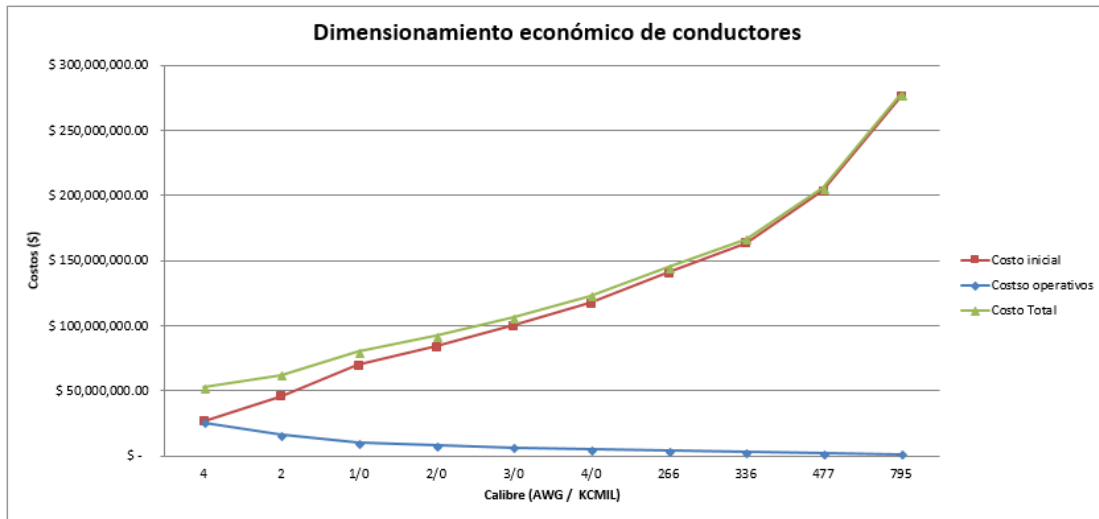
El conductor óptimo no cumple con los mínimos técnicos por lo que no es viable su implementación. El mínimo calibre aceptable es 1/0 AWG (calculado por capacidad de corriente de cortocircuito) en cuyo caso se tendría la siguiente información.

Conductor óptimo: **1/0 AWG**

Costo inicial **\$69,889,248.00**
 Costo operativo (VPN): **\$10,207,158.63**

Costo total del proyecto en valor presente neto: **\$80,096,406.53**
 (costo inicial + costo operativo)

La Figura 20 muestra los resultados obtenidos.

Figura 20 Resultado gráfico del cálculo económico de conductores tramo 5


Tramo 6

En este tramo, dado que no existe carga, no se realiza análisis desde el punto de vista económico. La definición del conductor se hace únicamente con criterio técnico.

El mínimo calibre aceptable es 1/0 AWG (calculado por capacidad de corriente).

7.2.6 Resultados

Los conductores seleccionados económicamente para la red considerada y que cumplen con los criterios técnicos de operatividad del sistema se muestran en la Tabla 14.

Tabla 14 Resultados del ejemplo del conductor de media tensión

Tramo	AWG o KCMIL
1	266.8 kcmil ACSR
2	4/0 AWG ACSR
3	2/0 AWG ACSR
4	1/0 AWG ACSR
5	1/0 AWG ACSR
6	1/0 AWG ACSR
7	1/0 AWG ACSR
8	1/0 AWG ACSR
9	2/0 AWG ACSR
10	4/0 AWG ACSR
11	266.8 kcmil ACSR

En la práctica no es viable instalar 5 calibres diferentes de conductor en la troncal de un circuito de media tensión, por lo que se debe seleccionar uno solo para la instalación final.

El calibre seleccionado para el circuito del ejemplo sería 266.8 kcmil para todos los tramos, con lo que se tendría el resultado de la Tabla 15.

Tabla 15 Resultados ajustados del ejemplo de media tensión

Tramo	AWG o KCMIL
1	266.8 kcmil ACSR
2	266.8 kcmil ACSR
3	266.8 kcmil ACSR
4	266.8 kcmil ACSR
5	266.8 kcmil ACSR
6	266.8 kcmil ACSR
7	266.8 kcmil ACSR
8	266.8 kcmil ACSR
9	266.8 kcmil ACSR
10	266.8 kcmil ACSR
11	266.8 kcmil ACSR

Nota: El ejemplo anterior pretende ilustrar la metodología desarrollada en esta guía y no necesariamente contempla todos los escenarios de las redes de MT en la práctica.

Para mayor entendimiento de la metodología propuesta se incluye dentro de esta guía los anexos:

Anexo A Diagrama de Flujo – Selección conductor económico

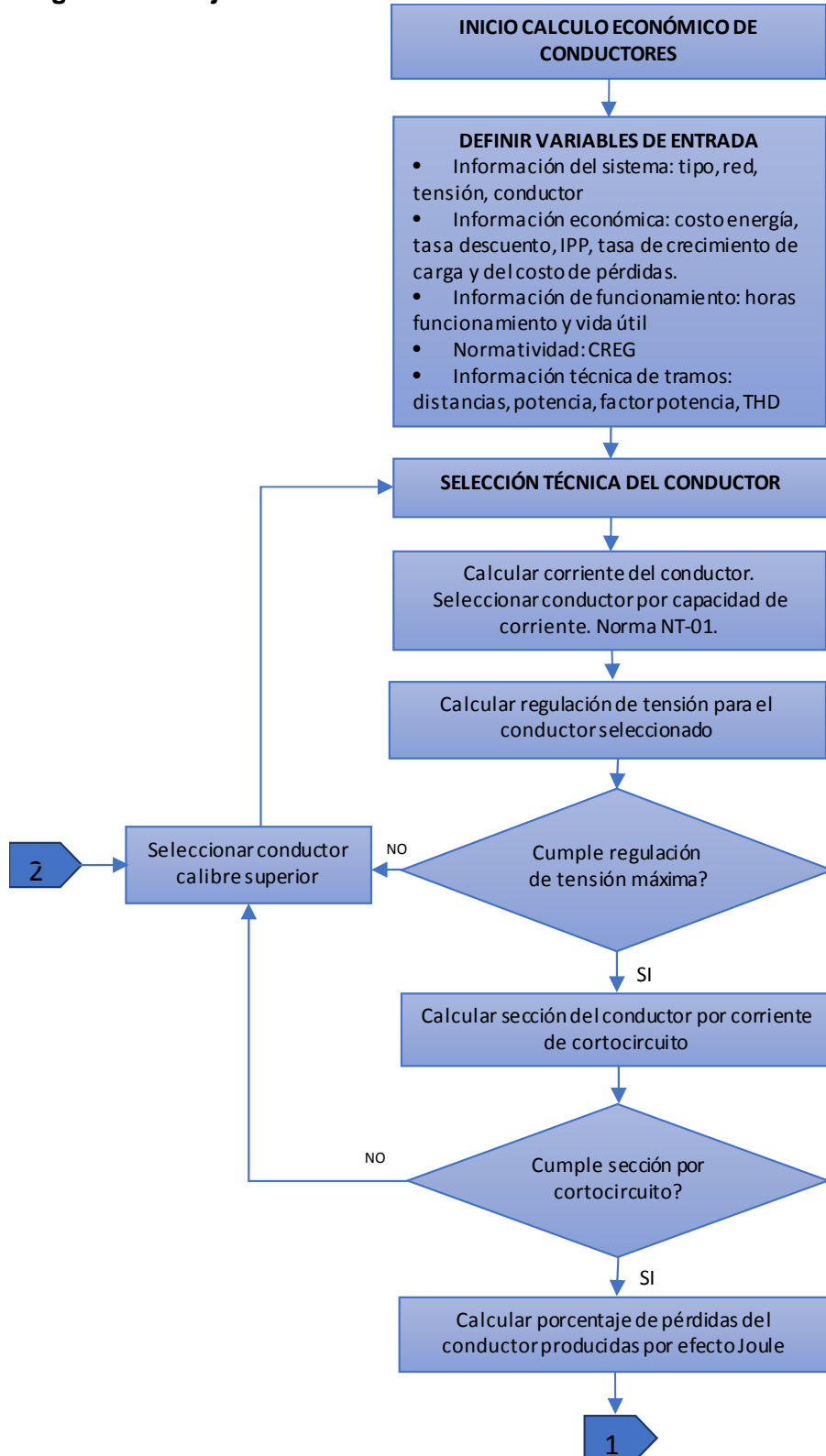
Anexo B Cálculo de regulación de tensión

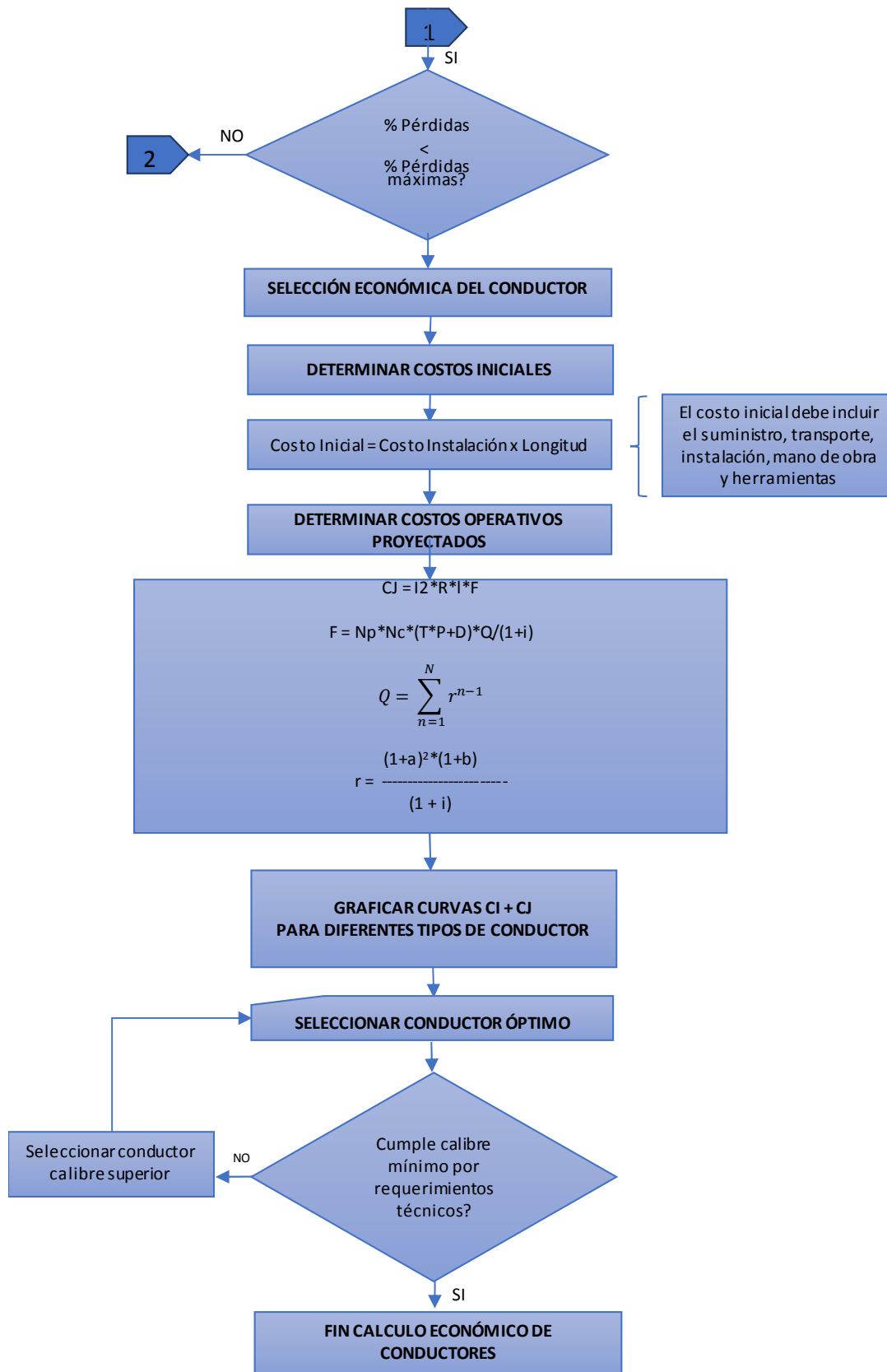


ANEXOS

ANEXO A DIAGRAMA DE FLUJO – SELECCIÓN CONDUCTOR ECONÓMICO

Figura 21 Diagrama de flujo





ANEXO B CÁLCULO REGULACIÓN DE TENSIÓN

El cálculo de regulación de tensión se realiza con el fin de determinar el porcentaje de caída de tensión, debida a la distancia, en los equipos eléctricos que forman parte del proyecto.

La constante de regulación K es una propiedad física de todo conductor eléctrico y se calcula con la siguiente fórmula:

$$K = \frac{R \cos(\varphi) + XL \sin(\varphi)}{10x(V)^2} \quad \text{Ecuación 28}$$

Donde:

- R : Resistencia del conductor (ohm/km)
- XL : Reactancia Inductiva (ohm/km)
- Φ : Ángulo de fase (°)
- V : Tensión entre fases (V)

- **Reactancia inductiva**

- **Líneas Trifásicas**

La reactancia inductiva de una línea trifásica, por unidad de longitud y por fase, para líneas equilibradas, se determina mediante la siguiente expresión:

$$X = 2 * \pi * f * L \quad (\Omega / km) \quad \text{Ecuación 29}$$

Donde:

- f : Frecuencia de la red (60 Hz)
- L : Coeficiente de inducción mutua por unidad de longitud (Ω/km)

El coeficiente de inducción mutua está dado por:

$$L = 2 \times 10^{-7} \ln \frac{(DMG)_{\text{equi}}}{(RMG)_{\text{equi}}} \frac{H}{m} \quad \text{Ecuación 30}$$

RMG: Se conoce como el radio medio geométrico del conductor, y es aplicable a los conductores eléctricos formados por varios hilos trenzados; y por lo mismo, no son perfectamente cilíndricos, por lo que el radio del conductor no es exacto; sin embargo, para los fines del cálculo, se expresa como referencia al radio de un conductor cilíndrico homogéneo equivalente.

Si se desconoce el valor de RMG se puede tomar el valor del radio del conductor.

DMG: Distancia media geométrica entre conductores (mm). Para el cálculo del DMG, en la Figura 22, se presenta un arreglo de dos conductores en configuración de doble circuito, para definir de manera general el cálculo del DMG.

Figura 22 Arreglo de m x n conductores en configuración de doble circuito



De la Figura 22, se obtiene que, en general, la distancia media geométrica, está dada por la expresión:

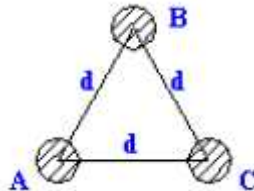
$$DMG = mn \sqrt{(D_{aa'} D_{ab'} \dots D_{am})(D_{ba'} D_{bb'} \dots D_{bm}) \dots (D_{ma'} D_{mb'} \dots D_{mn})}$$

Ecuación 31

En la Tabla 16, se muestran los valores de DMG para configuraciones típicas de redes de distribución (circuito simple, un conductor por fase).

Tabla 16 DMG para disposiciones típicas de redes de distribución

TIPO DE SISTEMA	DISPOSICIÓN DE LOS CONDUCTORES	DMG
Trifásico alineado (Simétrica)		$d^3 \sqrt{2} = 1.26c$
Trifásico alineado (Asimétrico)		$\sqrt[3]{a * b * (a + b)}$
Trifásico Triangular (Asimétrico)		$\sqrt[3]{a * b * c}$

TIPO DE SISTEMA	DISPOSICIÓN DE LOS CONDUCTORES	DMG
Trifásico Triangular (Equilátero)		d

Fuente: Distribución de energía, Samuel Ramírez Castaño.

Es decir que la reactancia inductiva se puede calcular mediante la siguiente formula:

$$X = 2 * \pi * f * (4.606 \times 10^{-7} \text{Log} \frac{DMG}{RMG})(\Omega / km) \quad \text{Ecuación 32}$$

$$X = 0.1736 * \text{Log} \frac{DMG}{RMG}(\Omega / km) \quad \text{Ecuación 33}$$

- Líneas bifásicas

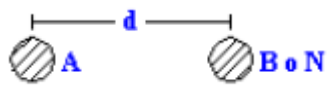
La reactancia inductiva de una línea bifásica se puede calcular mediante la siguiente expresión:

$$X = 2 * \pi * f * L(\Omega / km) \quad \text{Ecuación 34}$$

$$X = 12.567 * 10^{-4} * f * \text{Ln} \frac{DMG}{RMG}(\Omega / km) \quad \text{Ecuación 35}$$

La Tabla 17 muestra el valor DMG para configuraciones típicas de redes de distribución (circuito simple, un conductor por fase).

Tabla 17 DMG para disposiciones típicas de redes de Distribución bifásicas y monofásicas

TIPO DE SISTEMA	DISPOSICIÓN DE LOS CONDUCTORES	DMG
Monofásico fase - neutro Monofásico fase - fase		d

Fuente: Distribución de energía, Samuel Ramírez Castaño

- **Resistencia de los conductores**

La resistencia por kilómetro de un conductor cilíndrico está dada por la expresión:

$$r = \frac{\rho}{A} \text{ Ohms/km} \quad \text{Ecuación 36}$$

Para los conductores cableados; es decir, formados por varios hilos, la resistencia por kilómetro se puede expresar como:

$$r = K \frac{\rho}{A} \text{ Ohms/km} \quad \text{Ecuación 37}$$

Donde K es un coeficiente, que varía de 1.01 a 1.04, pasando de las pequeñas secciones a las grandes, y que toma también en cuenta la longitud efectiva de los conductores elementales (hilos) que forman el cableado; el valor de esta resistencia se da normalmente en tablas de características de los conductores.

- **Resistencia a la corriente directa**

La resistencia a la corriente directa a una temperatura de 20°C está dada por la siguiente expresión:

$$R_{cd} a 20^{\circ}C = \rho \frac{l}{A} \text{ } (\Omega) \quad \text{Ecuación 38}$$

En donde:

l Es la longitud del conductor en m

A Es el área de la sección transversal del conductor en mm^2 $A = \frac{\pi d^2}{4}$

ρ Es la resistividad volumétrica del material del conductor en $\frac{\Omega * mm^2}{m}$. Ver

Tabla 18.

Tabla 18 Resistividad para diferentes tipos de materiales

MATERIAL	RESISTIVIDAD
Cobre blando 100% de conductividad a 20°C	$\rho = 0.0172413 \frac{\Omega * mm^2}{m}$
Cobre duro 97.5% de conductividad a 20°C	$\rho = 0.017683 \frac{\Omega * mm^2}{m}$
Aluminio 61% de conductividad a 20°C	$\rho = 0.028264 \frac{\Omega * mm^2}{m}$
ACSR 7 hilos 61% de conductividad a 20°C	$\rho = 0.03372 \frac{\Omega * mm^2}{m}$

MATERIAL	RESISTIVIDAD
ACSR 37 hilos 47% de conductividad a 20°C	$\rho = 0.03619 \frac{\Omega * mm^2}{m}$

Fuente: Distribución de energía, Samuel Ramirez Castaño

Para los conductores trenzados, las capas alternadas de hilos describen espirales en direcciones opuestas para mantener los hilos unidos. La formación de la espiral hace que los hilos sean 1 o 2% más largos que la longitud real de conductor. Como resultado, la resistencia de cd de un conductor trenzado es 1 o 2% mayor que la calculada a partir de la Ecuación 38, para la longitud especificada del conductor.

- **Efecto de la temperatura sobre la resistencia**

Dentro de los límites normales de operación de los conductores eléctricos, los únicos cambios apreciables en los materiales usados son los incrementos en la resistencia y en la longitud que estos sufren en virtud de los cambios de temperatura.

$$R_2 = R_1 [1 + \alpha(T_2 - T_1)] \quad \text{Ecuación 39}$$

En donde α se denomina al coeficiente de temperatura dado en $^{\circ}C^{-1}$, cuyos valores dependen del material, como se presenta a continuación:

$\alpha = 0.0039$ Para el cobre

$\alpha = 0.040$ Para el aluminio

$\alpha = 0.037$ Para el ACSR

Fuente: *Sistemas de transmisión y distribución de potencia eléctrica, Enríquez Harper.*

Los siguientes son los valores de T en $^{\circ}C$ para los materiales comúnmente usados en la fabricación de conductores eléctricos:

T = 234.5°C Para cobre blando con 100% de Conductividad.

T = 241.0°C Para cobre semiduro y duro estirado en frío con 97.5% de conductividad.

T = 228.1 °C Para aluminio con 61% de conductividad

Fuente: *Sistemas de transmisión y distribución de potencia eléctrica, Enríquez Harper.*

Por lo tanto, la corrección de la resistencia de un conductor teniendo en cuenta los cambios de temperatura está dada por:

$$R_2 = R_1 \left(\frac{T_2 + T}{T_1 + T} \right) \quad \text{Ecuación 40}$$

En la Tabla 19 se muestran factores de corrección para conductores aislados teniendo en cuenta la variación en la temperatura ambiente.

Tabla 19 Factores de corrección por temperatura para conductores aislados

Temperatura ambiente (°C)	Factor de corrección
21-25	1.00
26-30	0.96
31-35	0.92
36-40	0.87
41-45	0.84
46-50	0.79
51-55	0.73
56-60	0.68
61-70	0.56
71-80	0.39

Fuente: Tabla 310-16 de la NTC 2050.

A partir de los cálculos anteriores, finalmente la caída de tensión en una línea se puede expresar en porcentaje a través de la siguiente expresión:

$$\% \Delta V = K * M$$

Ecuación 41

Donde:

- M : Momento eléctrico. Es el producto de la potencia (P) en kVA y la longitud del tramo de línea (L) en km.
- K : Constante de regulación.