

PROYECTO: MEJORAMIENTO Y AMPLIACIÓN DEL CORREDOR PRINCIPAL DEL MUNICIPIO DE
MAGANGUÉ, PERMITIENDO LA INTERCONEXIÓN VIAL CON LA DEPRESIÓN MOMPOSINA EN EL
DEPARTAMENTO DE BOLÍVAR

DISEÑO DE ILUMINACIÓN

PROYECTISTA

ING. JONATHAN MALDONADO CASTRO

JUNIO DE 2025

INDICE

1. Memoria

1.1. Memoria descriptiva

- 1.1.1. Preámbulo
- 1.1.2. Peticionario y Objeto
- 1.1.3. Emplazamiento
- 1.1.4. Descripción de la instalación
 - 1.1.4.1. Circuito (s) Origen de MT
 - 1.1.4.2. Instalación de MT
 - 1.1.4.3. Instalación de BT
 - 1.1.4.4. Instalación CT
 - 1.1.4.5. Equipos de medida

1.2. Cálculos justificativos

- 1.2.1. Cálculos Eléctricos: Regulación y Capacidad
 - 1.2.1.1. Análisis y cuadros de cargas iniciales y futuras, incluyendo análisis de factor de potencia y armónicos.
 - 1.2.1.2. Análisis del nivel tensión requerido.
 - 1.2.1.3. Cálculos de regulación MT y BT.
 - 1.2.1.4. Cálculo de transformadores incluyendo los efectos de los armónicos y factor de potencia en la carga
 - 1.2.1.5. Cálculo económico de conductores, teniendo en cuenta todos los factores de pérdidas, las cargas resultantes y los costos de la energía.
 - 1.2.1.6. Cálculos de canalizaciones (tubo, ductos, canaletas y electroductos) y volumen de encerramientos (cajas, tableros, conduletas, etc.).
 - 1.2.1.7. Cálculos de pérdidas de energía, teniendo en cuenta los efectos de armónicos y factor de potencia.
- 1.2.2. Cálculos Eléctricos: Cortocircuito, Protecciones y PT
 - 1.2.2.1. Análisis de cortocircuito y falla a tierra.
 - 1.2.2.2. Cálculo y coordinación de protecciones contra sobrecorrientes. En baja tensión se permite la coordinación con las características de limitación de corriente de los dispositivos según IEC 60947-2 Anexo A.
 - 1.2.2.3. Verificación de los conductores, teniendo en cuenta el tiempo de disparo de los interruptores, la corriente de cortocircuito de la red y la capacidad de corriente del conductor de acuerdo con la norma IEC 60909, IEEE 242, capítulo 9 o equivalente
 - 1.2.2.4. Cálculo de puesta a tierra y estudio de resistividad.
- 1.2.3. Cálculos Eléctricos: Aislamiento, y protección contra Rayos, Riesgo eléctrico.
 - 1.2.3.1. Análisis de coordinación de aislamiento eléctrico.
 - 1.2.3.2. Análisis de nivel de riesgo por rayos y medidas de protección contra rayos.
 - 1.2.3.3. Análisis de riesgos de origen eléctrico y medidas para mitigarlos.
 - 1.2.3.4. Cálculo de campos electromagnéticos para asegurar que, en espacios destinados a actividades rutinarias de las personas, no se superen los límites de exposición definidos en la Tabla 14.1 del RETIE.
 - 1.2.3.5. Clasificación de áreas.
- 1.2.4. Cálculos mecánicos
 - 1.2.4.1. Datos de la Red
 - 1.2.4.2. Cálculos mecánicos De Conductores
 - 1.2.4.3. Cálculos mecánicos De Postes Autosoportados.
 - 1.2.4.4. Cálculos mecánicos De Postes Con Retenida.



1.2.4.5. Cálculo mecánico de cimentaciones y estudio de suelos

1.3. Documentación para ejecución (Para redes Aéreas)

1.3.1. Red MT

- 1.3.1.1. Vanos ideales de regulación
- 1.3.1.2. Tablas de regulación MT
- 1.3.1.3. Tablas de cimentaciones postes MT
- 1.3.1.4. Tabla de PAT
- 1.3.1.5. Tabla de fusibles

1.3.2. Red BT

- 1.3.2.1. Tablas de cimentaciones postes BT

1.3.3. Centros de Transformación

- 1.3.3.1. Tabla de fusibles
- 1.3.3.2. Tabla de PAT x CT

1.3.4. Poste a Poste materiales a Montar

1.3.5. Poste a Poste materiales a desmontar

1.4. Tramitaciones

1.4.1. Relación de bienes y derechos afectados

1.4.2. Tabla de cruzamientos, paralelismos y paso por zonas

2. Planos

2.1. Plano planta, de situación y emplazamiento.

2.2. Planos De Detalle para validar distancias de seguridad.

2.3. Diagramas Unifilares.

3. Anexos

3.1. Copia de Cédula de Ciudadanía.

3.2. Copia de Tarjeta Profesional.

3.3. Para proyectos específicos de redes abiertas o subterráneas se debe presentar el documento de aprobación del diseño del alumbrado público por parte del Municipio y /o Concesión.



1. Memoria

1.1. Memoria descriptiva

1.1.1. Preámbulo

El presente proyecto se ajusta a lo solicitado por el RETIE y a lo especificado en los proyectos tipo CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P. según aplique:

- Proyecto tipo centro de transformación tipo poste sin neutro.
- Proyecto tipo de líneas eléctricas aéreas M.T. sin neutro.
- Proyecto tipo de líneas eléctricas subterráneas de media y baja tensión.

1.1.2. Peticionario y Objeto

Caribemar de la Costa S.A.S. E.S.P., empresa distribuidora de energía eléctrica, precisa suministrar energía eléctrica en B.T. y para tal efecto se proyecta la instalación de un centro de transformación de energía eléctrica, tipo poste, sobre dos apoyos proyectados de hormigón de 12m x 1324 daN de carga de trabajo, con dos transformador con una potencia de 15 kVA y tensiones 13.2 kV / 480-240 V, con el objeto de suministrar energía a la red de distribución de B.T. y/o única acometida, necesaria para atender la demanda de consumo en su zona de influencia.

También, se pretende la construcción de la L.S.B.T. (Línea Subterránea de Baja Tensión) con la finalidad de atender la demanda de consumo de las cargas contempladas en el proyecto.

El objeto del presente Documento es la tramitación oficial de la obra descrita, en cuanto a la factibilidad Técnica de conexión a la red operada por CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S E.S.P.

Cliente/Dueño del proyecto:

Nombre completo del cliente/dueño del proyecto: Gobernación de Bolívar

Cédula/Nit del cliente/dueño del proyecto: xxxxxxxx

Correo electrónico del cliente/dueño del proyecto: xxxxxxxxxxxxxx

Teléfono fijo y teléfono celular del cliente/dueño del proyecto: xxxxxxxxxxxx

Promotor:

Nombre completo del promotor: Nelson Garcia Rojano

Cédula/Nit del promotor: 1.051.816.388

Dirección del promotor: Urb. San Buenaventura Mz E Casa 58

Correo electrónico del promotor: n_garcia@hotmail.com

Teléfono fijo y teléfono celular del diseñador: 3187166742



Diseñador:

Nombre completo del diseñador: Jonathan Maldonado Castro

Cédula/Nit del diseñador: 1.129.572.068

Correo electrónico del diseñador: jmaldonado@inges.com.co

El objeto del presente documento es la obtención de las autorizaciones administrativas de la conexión del proyecto eléctrico a la red operada por CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S E.S.P.

1.1.3.Emplazamiento

En la siguiente tabla se incluye la localización geográfica del proyecto y su categorización según Proyectos Tipo.

Departamento(s)	Bolívar
Municipio(s)	Magangué
Localidad	Magangué
Zona	A
Área	Urbana
Contaminación	Alta

1.1.4. Descripción de la instalación

1.1.4.1. Circuito(s) Origen de MT: XXXXXXXXXX

1.1.4.2. Instalación de MT:

DESCRIPCIÓN	CARACTERÍSTICA
Tensión nominal de diseño (kV)	13,2 KV
Potencia máxima de transporte (MVA)	1
Conductor(es)	123 AAAC
N° Circuitos	1
Origen	EPP001
Final	-
Longitud Red Aérea (km)	-
Número de clientes/Tipo	-
Longitud Red Subterránea (km)	-



1.1.4.3. Instalación de BT:

DESCRIPCIÓN	CARACTERÍSTICA
Tensión nominal de diseño (V)	480/240
Conductores	2F 1 No 2/0 AWG + 1N No 1/0 AWG + 1T No 2 AWG
Configuración de la línea de B. T	Subterránea
Número de clientes/Tipo	1 MEDIDA DIRECTA
Longitud Red Aérea (km)	-
Longitud Red Subterránea (km)	0.500

1.1.4.4. Instalación CT:

DESCRIPCION	UNIDADES	VALOR
Potencia	kVA	15
Aislante	ACEITE	
Tensiones	Vp	13200
	Vs	480/240
Tipo de transformador	Tipo Poste	
Grupo de conexión	Dyn5	
Temperatura de aceite	°C	60
Temperatura de devanados	°C	65
Bil	kV	95
Uz	%	3,0

1.1.4.5 Equipos de medida (Tener presente RES CREG 038 de 2014):

DESCRIPCIÓN	UNIDADES	VALOR
Medidor		
Tipo de Medida	Directa	1
Tensión de servicio	KV	0,480/0,240
Corriente de servicio	A	63
Clase de precisión		1
Transformadores de Medida		
Relación de transformación (TC's)	N/A	N/A
Relación de transformación (TP's)	N/A	N/A
Tipo	N/A	N/A
Clase de precisión	N/A	



Cuadro resumen de medidas.

Trafo No.	TP1	TP2
Cap.(kVA)	15	15
Cantidad Usuarios	1	1
Tipo de medida	DIRECTA	DIRECTA

TABLA DE MEDIDORES A INSTALAR		
Nº	Topi de Medida	Área a Medir
1	2 directa	Iluminación Via Magangué

1.2. Cálculos justificativos.

1.2.1. Cálculos Eléctricos: Regulación y Capacidad.

1.2.1.1. Análisis y cuadros de cargas iniciales y futuras, incluyendo análisis de factor de potencia y armónicos.

Sistema de alimentación

Tensión F-F 480 Voltios

Tensión F-N 240 Voltios

CUADRO DE CARGAS ILUMINACIÓN CT1										
CIRCUITO	LUMINARIA	MANGUERA LED	CARGA	FASES		FP	S (VA)	AMP	CALIBRE FF/N/T	PROTECCIÓN
	30w	79w	w	F1	F2				AWG/TPX/ 90°C	
1	38	19	2641	1320	1320	0,95	2780	6,67	Al AISL No 1/0	2x40
TOTAL	38	19	2641	1320	1320	0,95	2780			

CUADRO DE CARGAS ILUMINACIÓN CT2										
CIRCUITO	LUMINARIA	MANGUERA LED	CARGA	FASES		FP	S (VA)	AMP	CALIBRE FF/N/T	PROTECCIÓN
	30w	79w	w	F1	F2				AWG/TPX/ 90°C	
1	30	15	2085	1042	1042	0,95	2194	5,54	Al AISL No 1/0	2x40
TOTAL	30	15	2085	1042	1042	0,95	2194			

Las cargas son levemente inductivas o pulsantes lo que no hace de ellas un contribuidor importante de corrientes armónicas del sistema.



1.2.1.2. Análisis del nivel tensión requerido.

Dados los niveles de tensión normalizadas en las redes eléctricas manejadas por el O.R, CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S E.S.P. en el Municipio de Magangué, departamento de Bolívar, para el proyecto en estudio, utilizaríamos en el lado de alimentación por media tensión para el proyecto, 13,2 KV, y luego mediante un transformador de potencia bajamos la tensión de 13.200 Voltios a 480 / 240 Voltios, estos voltajes serían para alimentar los circuitos alumbrado público.

1.2.1.3. Cálculo de Regulación MT y BT.

Regulación y perdidas MT.

8.1 TABLA DE REGULACIÓN Y PÉRDIDAS											
PROYECTO:		Iluminación Via Magangue CT1									
MUNICIPIO:		Bolívar									
TENSIÓN (V):		13200						DEMANDA MAX (KVA):		15,00	
K 1f o 3f:		1						REGULACIÓN MAX (%):		0,00002021	
REG. MAX (%):		3						PÉRDIDAS MAX (%;KW):		1,21767E-05 1,6439E-06	
FACTOR DE POTENCIA		0,9									
TRAYECTO	LONG (m)	CALIBRE	POTENCIA (KVA)			REGULACIÓN (%)		CORRIENTE (A)	PÉRDIDAS		
			Propios	Acumulados	Demanda (KVA)	PARCIAL	TOTAL		TRAMO (KW)	TRAMO (%)	TOTAL (KW)
0-1	2	2, Cu	15,00	15,00	15,00	0,0000202	0,0000202	0,656080	1,64385E-06	1,21767E-05	1,6439E-06
NODO 0:		PUNTO DE CONEXIÓN									
NODO 1:		BORNES DEL TRANSFORMADOR									

8.1 TABLA DE REGULACIÓN Y PÉRDIDAS											
PROYECTO:		Iluminación Vía Magangue CT2									
MUNICIPIO:		Bolívar									
TENSIÓN (V):		13200						DEMANDA MAX (KVA):		15,00	
K 1f o 3f:		1						REGULACIÓN MAX (%):		0,00002021	
REG. MAX (%):		3						PÉRDIDAS MAX (%;KW):		1,21767E-05 1,6439E-06	
FACTOR DE POTENCIA		0,9									
TRAYECTO	LONG (m)	CALIBRE	POTENCIA (KVA)			REGULACIÓN (%)		CORRIENTE (A)	PÉRDIDAS		
			Propios	Acumulados	Demanda (KVA)	PARCIAL	TOTAL		TRAMO (KW)	TRAMO (%)	TOTAL (KW)
0-1	2	2, Cu	15,00	15,00	15,00	0,0000202	0,0000202	0,656080	1,64385E-06	1,21767E-05	1,6439E-06
NODO 0: PUNTO DE CONEXIÓN											
NODO 1: BORNES DEL TRANSFORMADOR											

1.2.1.4. Regulación y perdidas BT, del Transformador.

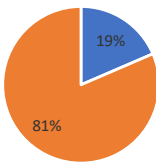
-Ver Anexo "Cálculos Eléctricos Iluminación Via Magangué"



1.2.1.5. Transformadores incluyendo los efectos de los armónicos y factor de potencia en la carga

CALCULO DEL TRANSFORMADOR			
Descripción de carga	Potencia	Factor de Utilización	Aplicabilidad
CT1	2780	1	2.780
	Subtotal en VA		2.780
	Carga Total		2.780
	Carga Futura		0
	Reserva		12.220
Carga Tota a Instalar			2.780
Potencia de transformador			15.000
Se selecciona un transformador de 15 Kva Monofasico, 13200v/2480v/240v 60 Hz convencional.			
Este transformador sera para uso exclusivo del proyecto.			

CALCULO TRANSFORMADOR

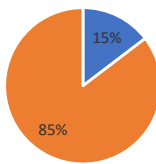


■ Uso ■ Reserva

Presuntos Armonicos	Aplica		Observaciones
	Si	No	
< 15 %	X		El proyecto energizara en su mayoría cargas no lineales que pueden generar cierto tipo de armonicos, debido a esto todos los equipos electronicos estaran conectados a bancos de UPS con protección de armonicos y falla en la red.
15 % < DTH < 50 %		X	
> 50 %		X	

CALCULO DEL TRANSFORMADOR			
Descripción de carga	Potencia	Factor de Utilización	Aplicabilidad
CT2	2194	1	2.194
	Subtotal en VA		2.194
	Carga Total		2.194
	Carga Futura		0
	Reserva		12.806
Carga Tota a Instalar			2.194
Potencia de transformador			15.000
Se selecciona un transformador de 15 Kva Monofasico, 13200v/2480v/240v 60 Hz convencional.			
Este transformador sera para uso exclusivo del proyecto.			

CALCULO TRANSFORMADOR



■ Uso ■ Reserva

Presuntos Armonicos	Aplica		Observaciones
	Si	No	
< 15 %	X		El proyecto energizara en su mayoría cargas no lineales que pueden generar cierto tipo de armonicos, debido a esto todos los equipos electronicos estaran conectados a bancos de UPS con protección de armonicos y falla en la red.
15 % < DTH < 50 %		X	
> 50 %		X	

Las cargas en este proyecto son levemente inductivas o pulsantes lo que no hace de ellas un contribuidor importante de corrientes armónicas del sistema.



1.2.1.6. Cálculo económico de conductores, teniendo en cuenta todos los factores de pérdidas, las cargas resultantes y los costos de la energía.

El cálculo económico de conductores es un estudio que se realiza con el fin de establecer en términos de dinero las pérdidas de energía debidas a la resistencia propia de cada conductor. Dichas pérdidas son calculadas mediante la ecuación:

$$E = R * I_{max}^2 * \Delta t$$

Donde E es la energía disipada por el conductor. R es la resistencia propia del conductor y se calcula mediante la ecuación b; I_{max} es la corriente máxima prevista para el circuito y Δt es el intervalo de tiempo.

$$R = \rho * \frac{l}{S}$$

Donde ρ es la resistividad eléctrica del material conductor [Ωm]. l es la longitud del circuito [m] y S es la sección transversal del conductor en [mm²]. Sustituyendo se tiene la ecuación:

$$E = \rho * \frac{l}{S} * I_{max}^2 * \Delta t$$

Se deduce que entre mayor sea la resistividad del conductor, mayores serán las pérdidas de energía en el mismo. La norma especifica las resistividades del cobre y el aluminio a 20°C. con los siguientes valores: 18.35x10⁻⁹Ωm para Cu. y 30.3x10⁻⁹Ωm para Al.

El resumen de evaluación de perdidas \$ por día para los diferentes tramos fue el siguiente: Los factores de pérdidas proyectados son inferiores al 5%, por lo tanto, no se tienen en cuenta.

CÁLCULO ACOMETIDA TRANSFORMADOR A TABLERO	
Potencia de transformador (Kva):	15
Conexión:	2Ø
Tensión secundaria de fase (V):	480
Corriente de fase (Amp):	31,25
Corriente de diseño 125 % (Amp)	39,06
Breaker recomendado (Amp):	40
De la tabla 310-16 de la NTC 2050 se elige el siguiente conductor.	
Material:	Al
Conductor elegido Fase y Neutro (AWG / Kcmil):	1/0
Tipo de aislamiento:	THWN / THHW 75°
Corriente maxima del conductor (Amp):	120
No conductores activos por canalización:	0-3
Ajuste de corriente por agrupamiento, Factor ajuste 1 (Amp)	120
Efectuando corrección por temperatura, obtenemos	
Temperatura ambiente:	31-35°
Ajuste de corriente por corrección de temperatura, Factor de ajuste 0,94 (Amp):	112,8
Numero de conductores escogidos por fase (U):	1
Corriente maxima del conductor (Amp):	112,8
Conductor de tierra recomendado (AWG / Kcmil):	2



CÁLCULO ALIMENTADOR SUBTERRANEO TABLERO GENERAL A CARGA	
Potencia carga (Kva):	3
Conexión:	2Ø
Tensión secundaria de fase (V):	480
Corriente de fase (Amp):	13,64
Corriente de diseño 125 % (Amp)	17,05
Breaker recomendado (Amp):	40
De la tabla 310-16 de la NTC 2050 se eligue el siguiente conductor.	
Material:	Al
Conductor elegido Fase y Neutro (AWG / Kcmil):	1/0
Tipo de aislamiento:	THWN / THHW 75°
Corriente maxima del conductor (Amp):	120
No conductores activos por canalización:	0-3
Ajuste de corriente por agrupación, Factor ajuste 1 (Amp)	120
Efectuando corrección por temperatura, obtenemos	
Temperatura ambiente:	31-35°
Ajuste de corriente por temperatura y agrupamiento 0,94 (Amp):	112,8
Numero de conductores escogidos por fase (U):	1
Corriente maxima del conductor (Amp):	112,8
Conductor de tierra recomendado (AWG / Kcmil):	2

1.2.1.7. Canalizaciones (tubo, ductos, canaletas y electroductos) y volumen de encerramientos (cajas, tableros, conduletas, etc.).

PORCENTAJE DE OCUPACIÓN DE DUCTOS ELECTRICOS (ACOMETIDA PRINCIPAL)	
Conductor Fase y Neutro (AWG / Kcmil):	1/0
Cantidad de conductores Fase y Neutro (AWG / Kcmil):	4
Conductor de tierra (AWG / Kcmil):	2
Area de conductores Fase y Neutro (mm2):	160,5
Area de conductores de tierra (mm2):	33,62
Area total de conductores FNT (mm2):	675,62
Tipo de ducto:	IMC
Diametro del ducto:	2"
Area de ducto seleccionado (mm2):	3548
Porcentaje de ocupación %	19%

PORCENTAJE DE OCUPACIÓN DE DUCTOS ELECTRICOS (ACOMETIDA PRINCIPAL)	
Conductor Fase y Neutro (AWG / Kcmil):	1/0
Cantidad de conductores Fase y Neutro (AWG / Kcmil):	4
Conductor de tierra (AWG / Kcmil):	2
Area de conductores Fase y Neutro (mm2):	160,5
Area de conductores de tierra (mm2):	33,62
Area total de conductores FNT (mm2):	675,62
Tipo de ducto:	PVC
Diametro del ducto:	2"
Area de ducto seleccionado (mm2):	3548
Porcentaje de ocupación %	19%

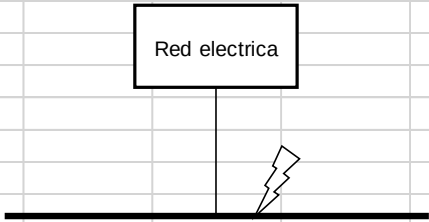


1.2.1.8. Cálculos de pérdidas de energía, teniendo en cuenta los efectos de armónicos y factor de potencia.

-Ver Anexo "Cálculos Eléctricos Iluminación Via Magangue"

1.2.2. Cálculos Eléctricos: Cortocircuito, Protecciones y PT.

1.2.2.1. Análisis de cortocircuito y falla a tierra.

Calculo de corriente de corto circuito			
Aporte de corriente de la red electrica			
Tension Nominal:	13,8	kV	
Icc:	0,467	kA sim	
Sc:	3,722	MVA	
Icc Asimetrica:	0,80	kA asim	
Ra/Za:	0,239		
Za:	51,166	Ω	
Xa:	22,500	Ω	
Ra:	11,100	Ω	
Ra/Xa:	0,493		
Factor K:	1,210		(IEC 60909)
			
13,8kV 0,467kA sim			

1.2.2.3 Verificación de los conductores. teniendo en cuenta el tiempo de disparo de los interruptores. la corriente de cortocircuito de la red y la capacidad de corriente del conductor de acuerdo con la norma IEC 60909. IEEE 242. capítulo 9 o equivalente

La función de un cable de potencia es conducir la energía eléctrica de forma energéticamente más eficiente y ambientalmente lo más amigablemente posible desde la fuente hasta el punto de utilización. Sin embargo, debido a su resistencia eléctrica, el cable disipa, en forma de calor (pérdida joule), una parte de la energía transportada, de modo que una eficiencia del 100% no es obtenida en este proceso. En consecuencia, esa pérdida va a requerir la generación de una energía adicional que contribuirá al aumento de emisión de gases con efecto invernadero en la atmósfera.

La energía disipada por estos cables necesita ser pagada por alguien, transformándose así en un aumento en los costos operativos del equipo que está siendo alimentado y de la instalación eléctrica como un todo. Este aumento financiero se extiende por toda la vida útil del proceso involucrado. El costo de la energía tiene un peso cada vez más importante en los costos operativos de las edificaciones comerciales e industriales. En este sentido, se deben hacer todos los esfuerzos posibles para no tener gastos innecesarios.

Los aspectos ambientales y conservacionistas relacionados con la energía desperdiciada también son importantes factores, cada vez más relevantes. Estudios revelan que, a lo largo del ciclo de vida de los alambres y cables eléctricos, las más significativas emisiones de CO₂ (gas de efecto invernadero) son producidas cuando los conductores están siendo utilizados en el transporte de energía eléctrica, siendo relativamente pequeñas en la fase de fabricación y desecho de esos productos. Esas emisiones de CO₂ son resultado de la generación extra de energía que es necesaria para compensar las pérdidas joule en la conducción de la corriente eléctrica por el circuito. De esta manera, mantenidas todas las demás características de la instalación, la forma más adecuada de disminuir las pérdidas joule en los alambres y cables, y por consecuencia las emisiones de CO₂ sería aumentando la sección nominal de los conductores eléctricos.

Sin embargo, como esto significa aumentar el costo inicial del cable, sus accesorios, líneas eléctricas y mano de obra de instalación, se tiende a anular la economía conseguida por el avance de la eficiencia en la distribución, donde es necesario encontrar entonces un compromiso entre estas dos variables (reducción en las pérdidas x aumento del costo inicial de la instalación).

Los criterios para el dimensionamiento económico y ambiental que se presentan a continuación son aplicables a todos los tipos de instalaciones eléctricas de baja y media tensión, tanto en instalaciones industriales y comerciales como en redes públicas de distribución de energía eléctrica.

La selección mínima de los conductores de baja tensión está definida por la corriente corto circuito de BT, esta verificación se realiza con la siguiente ecuación:

$$S = 1000 * I_{cc} * \frac{\sqrt{t}}{k}$$

Donde:

S: Sección mínima del conductor.

I_{cc}: Corriente de corto circuito

t: Tiempo de despeje de falla

K: Coeficiente que depende de la naturaleza del conductor y de sus temperaturas finales de cortocircuito, las cuales están asociadas también al material de aislación utilizado



Para este caso $K=115$ por ser PVC sobre CU y $t=0,15s$

VERIFICACIÓN DEL CONDUCTOR POR CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO					
CT's	I _{cc}	t	k	Impedancia z _t (Ohm)	s
CT1	1.042	0.15	115	0.4608	3.5
CT2	1.042	0.15	115	0.4608	3.5

$S=3.5mm^2$

El conductor seleccionado es calibre 1/0AWG ($53.5mm^2$) $> 3.5mm^2$.

1.2.2.2 Cálculo y coordinación de protecciones contra sobre corrientes. En baja tensión se permite la coordinación con las características de limitación de corriente de los dispositivos según IEC 60947-2 Anexo A.

Se seleccionan atendiendo lo establecido en el Código Eléctrico Nacional Norma NTC 2050. La capacidad de corriente del conductor se limitó a la capacidad a 75°C según lo expresado en la tabla 310-16 de la NORMA NTC 2050.

Protección por calcular = Fusibles de transformador

Tensión de servicio = 13200V

Carga instalada (KVA) = 15 KVA

Corriente equivalente para la capacidad nominal de la protección = 1.1 A

Corriente nominal de la protección a seleccionar para transformador = 0.4 A

Calibre mínimo AWG Cobre conductor del transformador-primario = N° 2

Protección a calcular= Breaker

Tensión de servicio= 480/240V

Carga instalada (KVA) = 6.63 KVA

Corriente equivalente para la capacidad nominal de la protección = 32 A

Corriente nominal de la protección a seleccionar = 40 A

Capacidad de Corriente de Corto Circuito = 10 kA

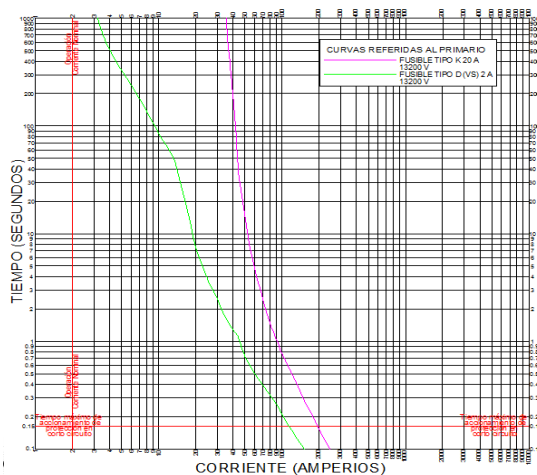
Calibre mínimo AWG AL - S8000 THHW = N° 6

Calibre seleccionado AWG AL - S8000 THHW = N° 1/0

• Transformador Monofásico de 15 kva

Fusibles Tipo K 20 A - 13200 V en Pto. de Conexión

Fusibles Tipo Dual (VS) 2 A - 13200 V



1.2.2.3 Cálculo de puesta a tierra y estudio de resistividad.

La medida de la resistividad del terreno se realizó por el método tetraelectródico de Wenner recomendado por el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE.

Método de Wenner:

Este método es muy conocido como el más preciso y popular, lo cual se fundamenta en que con éste se obtiene la resistividad del suelo para capas profundas sin enterrar los electrodos a dichas profundidades; no es necesario un equipo pesado para realizar las medidas; los resultados no son afectados por la resistencia de los electrodos auxiliares o los huecos creados para hincarlos en el terreno. El método consiste en enterrar pequeños electrodos tipo varilla, en cuatro huecos en el suelo, a una profundidad “b” y espaciados (en línea recta) una distancia “a” como se ilustra en la siguiente imagen.

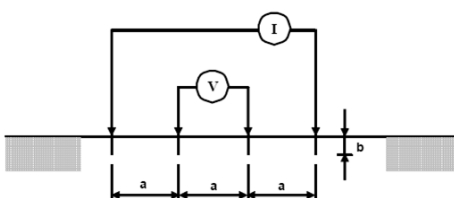


Imagen. Disposición de electrodos en el método de Wenner

La resistividad se calcula:

$$\rho = \frac{4\pi Ra}{\left(1 + \frac{2a}{\sqrt{a^2 + 4b^2}} - \frac{2a}{\sqrt{4a^2 + 4b^2}}\right)}$$

Dado que a es mucho mayor que la profundidad de enterramiento b, la ecuación queda de la siguiente manera:

$$\rho = 2\pi Ra$$

Los resultados de los ejes medidos se muestran en la siguiente tabla:

Separación (m)	Medición
1	3.13
2	1.85
3	1.53
4	1.42



Se selecciona el método estadístico Box-Cox para establecer la resistividad equivalente según los resultados obtenidos en las mediciones realizadas en terreno.

El método Box Cox se aplica de la siguiente manera:

- En una columna se tabulan los datos de resistividad aparente medida ρ_i .
- En otra columna se colocan los logaritmos naturales de cada una de las medidas $X_i = \ln \rho_i$
- Se halla la resistividad promedio x como:

$$x = \frac{\sum_{i=1}^n X_i}{n}$$

n: Número de medidas realizadas.

d. En otra columna se coloca el resultado de $(X_i - x)^2$

e. Se calcula la desviación estándar S como:

$$S = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (X_i - x)^2}{n}}$$

f. De la distribución normal se toma Z para 70%, que da 0.524411

g. Se halla la resistividad (con probabilidad del 70% de no ser superada) por la siguiente fórmula:

$$\rho = a \cdot \ln(x + S \cdot Z)$$

Aplicando la transformación de BoxCox para todas las medidas, se tiene lo siguiente:

Resistividad con el 70% = 2.36 Ohm

Se procede a calcular la resistencia de puesta a tierra, teniendo en cuenta la configuración seleccionada, la cual es un electrodo vertical.

Cálculo de la resistencia de puesta a tierra configuración de un electrodo vertical

$$R = \left(\frac{\rho}{2\pi L} \right) * \left(L \ln \left(\frac{2L}{a} \right) \right) \Omega$$

R: Es el valor de la resistencia medida (ohm)
 p: Resistividad equivalente del terreno (ohm-m)
 L: Longitud de la vana (m)
 a: Radio de la vana (m)

a	0.00766
L	2.40
Pe	2.36
R	1.01



Tensión de paso tolerable

Se calcula de la siguiente forma:

$$Ep_{50} = [1000 + 6 C_s \rho] \sqrt{t_c} 0,116$$

Donde:

Ep50: Tensión de paso tolerable a un cuerpo de 50 kg, (V).

p: Resistividad del terreno, (Ω -m).

tc: Tiempo máximo de duración de la corriente de falla, (s).

Cs: Factor de reducción, 1.

$$Ep_{50} = [1000 + 6 \cdot 1 \cdot 2.36 \Omega \cdot m] \sqrt{0.15s} 0,116 \quad Ep_{50} = 304$$

Tensión de contacto tolerable

Se calcula de la siguiente forma:

$$E_{50} = [1000 + 1.5 C_s \rho] \sqrt{t_c} 0,116$$

Donde:

Ec50: Tensión de contacto tolerable a un cuerpo de 50 kg, (V).

ρ : Resistividad del terreno, (Ω -m).

Cs: Factor de reducción, 1

tc: Tiempo máximo de duración de la corriente de falla, (s).

$$E_{50} = [1000 + 1.5 \cdot 2.36 \Omega \cdot m] \sqrt{0.15s} 0,116$$

$$Ec_{50} = 301$$

1.2.3 Cálculos Eléctricos: Aislamiento, y protección contra Rayos, Riesgo eléctrico.

1.2.3.1 Análisis de coordinación de aislamiento eléctrico.

Se establece el Nivel Básico de Aislamiento (BIL) ante sobretensiones externas (Tipo Rayo), debido a que, en niveles de tensión inferiores a 500 KV, estas sobretensiones son más importantes que las sobretensiones internas (Tipo Maniobra).

Ki: Factor de seguridad para relacionar el NPR con el BIL	1,25	
Km: Factor de seguridad para relacionar el NPM con el BSL	1,15	
NPM: Nivel de protección Tipo Maniobra	35	KV
NPR: Nivel de protección Tipo Rayo	75	KV
BIL: Nivel básico de aislamiento a impulso Tipo Rayo BIL: NPR*Ki	93,75	KV
BIL: Normalizado	95	KV
K: Factor de aislamiento de equipos	0,83	Equipos sumergidos en aceite
	0,6	Equipos Secos
	0,75	
BSL: Nivel básico de aislamiento a impulso Tipo Maniobra BSL: K*BIL	78,85	KV Equipo sumergido en aceite
Relación: BSIJNPM	2,25	
Km $\leq$ BSIJNPM	Si	
BIL: Definitivo	95	KV

1.2.3.2 Análisis de nivel de riesgo por rayos y medidas de protección contra rayos.

Para el presente análisis se utiliza la metodología de la Norma IEC 62305-2 que está implementada en el programa IEC Risk Assessment Calculator del cual se muestran a continuación los datos y resultados

Dimensiones de la estructura:		Líneas de conducción eléctrica:		Tipos de las pérdidas:	
Longitud de la estructura (m):	12	Línea eléctrica:		Tipo 1 - Pérdidas de vidas humanas:	
Anchura de la estructura (m):	9	Línea que llega a la estructura:	Cable aéreo	Riesgos especiales para la vida:	Sin riesgos especiales
Altura del plano del tejado (m)*:	8	Tipo de cable externo:	No apantallado	Por incendios:	Otras estructuras
Altura del mayor saliente del tejado (m)*:	8	Existencia de transformador MT/BT:	Sin transformador	Por sobretensiones:	No aplica
* Medido desde la tierra		Otros servicios aéreos:		Tipo 2 - Pérdidas de servicios esenciales:	
Área de colección (m2):	2.926 m2	Número de servicios conducidos:	0	Por incendios:	No hay servicios esencial
Características de la estructura:		Tipo de cable externo:	No apantallado	Por sobretensiones:	No hay servicios esencial
Riesgo de incendio y daños físicos:	Normal	Otros servicios enterrados:		Tipo 3 - Pérdidas de patrimonio cultural:	
Eficacia del apantallamiento:	Escasa	Número de servicios conducidos:	0	Por incendios:	Sin valor histórico
Tipo de cableado interno:	No apantallado	Tipo de cable externo:	No apantallado	Tipo 4 - Pérdidas económicas:	
Influencias ambientales:		Medidas de protección:		Riesgos económicos especiales:	Sin riesgos especiales
Situación respecto a los alrededores:	Altura similar	Clase de SPCR:	Sin SPCR	Por incendios:	No aplica
Factor ambiental:	Residencial	Protección contra incendios:	Sin medidas	Por sobretensiones:	Otras estructuras
Nº de días de tormenta:	14 days/year	Protección contra sobretensiones:	Sin protección	Por tensión de paso/contacto:	Sin riesgo de shock
Densidad anual equivalente de rayos:	1.4 flashes/km2			Riesgo tolerable de pérd. económ.:	1 en 1000 años
Ver mapa isocerúnico:	Ver Mapa				

Riesgos calculados:	Riesgo susceptible (DS)	Riesgo imp. directo (DS)	Riesgo imp. indirecto (DS)	Riesgo calculado (DS)
Pérdidas de vidas humanas:	1.00E-05	2.07E-07	2.48E-06	2.69E-06
Pérdidas de serv. públicos:	1.00E-03	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
Pérdidas de patrimonio:	1.00E-03	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
Pérdidas económicas:	1.00E-03	2.05E-07	9.88E-05	9.90E-05

IEC

Este cálculo del índice de riesgo de IEC pretende orientar en el análisis de diversos criterios que determinan el riesgo de pérdidas debidas al rayo. No es posible cubrir todos los elementos especiales de una estructura que puedan hacer que sufra más o menos daños debidos al rayo. En casos especiales hay factores económicos y personales que podrían ser muy importantes y considerarse junto con el índice obtenido mediante esta herramienta. Se pretende que este

Cálculos




Impactos de rayo a las áreas de colección


Categorías de las pérdidas

Resultados del área de colección:

Ad - Área de colección de impactos directos a la estructura	2.926 m2
Nd - número medio de impactos directos a la estructura por año	0,002 flashes/year
Am - Área de colección de la estructura afectada por sobretensiones inducidas por impactos indirectos.	206.958 m2
Nm - núm. de impactos directos a tierra o a objetos cercanos a la estructura conectados a tierra que inducen sobretensiones	0,288 flashes/year
Ac1 - área de colección de las líneas aéreas a impactos directos.	35.136 m2
NL1 - número medio de impactos directos por año a las líneas aéreas que sean potencialmente peligrosos	0,025 flashes/year
AI1 - área de colección de la línea aérea a los impactos indirectos	1.000.000 m2
NI1 - número medio impactos directos anuales a la tierra cercana a la línea aérea que pueda causar daños por sobretensiones	0,700 flashes/year
Ac2 - área de colección de la línea enterrada a impactos directos	21.824 m2
NL2 - número esperado de impactos directos anuales a la línea enterrada que sean potencialmente peligrosos	0,015 flashes/year
AI2 - área de colección de la línea enterrada a impactos indirectos.	559.017 m2
NI2 - número de impactos indirectos anuales a la tierra cercana a la línea enterrada que induzcan sobretensiones peligrosas	0,391 flashes/year



Este cálculo del índice de riesgo de IEC pretende orientar en el análisis de diversos criterios que determinan el riesgo de pérdidas debidas al rayo. No es posible cubrir todos los elementos especiales de una estructura que puedan hacer que sufra más o menos daños debidos al rayo. En casos especiales hay factores económicos y personales que podrían ser muy importantes y considerarse junto con el índice obtenido mediante esta herramienta. Se pretende que este programa se utilice en combinación con la versión escrita de la norma IEC62305-2.

Imprimir...


Impactos de rayo a las áreas de colección


Categorías de las pérdidas

Tipo 1 - Pérdidas de vidas humanas:

RA1 - riesgo de tensiones de paso y contacto peligrosas dentro y fuera de la estructura causadas por un impacto directo a la estructura.	2,05E-09
RB1 - riesgo de destrucción debida a incendio, explosión, daños físicos o daños químicos causados por un impacto directo a la estructura	2,05E-07
RC1 - riesgo de fallo de equipos eléctricos o electrónicos debido a sobretensiones causadas por un impacto directo a la estructura.	0,00E+00
RM1 - riesgo de fallo de equipos eléctricos o electrónicos debido a sobretensiones causadas por un impacto indirecto a la estructura.	0,00E+00
RU1 - riesgo de tensiones de paso y contacto peligrosas dentro y fuera de la estructura causadas por un impacto directo a las líneas.	2,46E-08
RV1 - riesgo de destrucción debida a incendio, explosión, daños físicos o daños químicos causados por un impacto directo a las líneas.	2,46E-06
RW1 - riesgo de fallo de equipos eléctricos o electrónicos debido a sobretensiones causadas por un impacto directo a las líneas.	0,00E+00
RZ1 - riesgo de fallo de equipos eléctricos o electrónicos debido a sobretensiones causadas por un impacto indirecto a las líneas.	0,00E+00

Tipo 2 - Pérdidas de servicios esenciales:

RB2 - riesgo de destrucción debida a incendio, explosión, daños físicos o daños químicos causados por un impacto directo a la estructura.	0,00E+00
RC2 - riesgo de fallo de equipos eléctricos o electrónicos debido a sobretensiones causadas por un impacto directo a la estructura	0,00E+00
RM2 - riesgo de fallo de equipos eléctricos o electrónicos debido a sobretensiones causadas por un impacto indirecto a la estructura	0,00E+00
RV2 - riesgo de destrucción debida a incendio, explosión, daños físicos o daños químicos causados por un impacto directo a las líneas.	0,00E+00
RW2 - riesgo de fallo de equipos eléctricos o electrónicos debido a sobretensiones causadas por un impacto directo a las líneas.	0,00E+00
RZ2 - riesgo de fallo de equipos eléctricos o electrónicos debido a sobretensiones causadas por un impacto indirecto a las líneas.	0,00E+00

Tipo 3 - Pérdidas de patrimonio cultural:

RB3 - riesgo de destrucción debida a incendio, explosión, daños físicos o daños químicos causados por un impacto directo a la estructura	0,00E+00
RV3 - riesgo de destrucción debida a incendio, explosión, daños físicos o daños químicos causados por un impacto directo a las líneas.	0,00E+00

Tipo 4 - Pérdidas económicas:

RA4 - riesgo de tensiones de paso y contacto peligrosas dentro y fuera de la estructura causadas por un impacto directo a la estructura	0,00E+00
RB4 - riesgo de destrucción debida a incendio, explosión, daños físicos o daños químicos causados por un impacto directo a la estructura	0,00E+00
RC4 - riesgo de fallo de equipos eléctricos o electrónicos debido a sobretensiones causadas por un impacto directo a la estructura	2,05E-07
RM4 - riesgo de fallo de equipos eléctricos o electrónicos debido a sobretensiones causadas por un impacto indirecto a la estructura	2,88E-05
RU4 - riesgo de tensiones de paso y contacto peligrosas dentro y fuera de la estructura causadas por un impacto directo a las líneas.	0,00E+00
RV4 - riesgo de destrucción debida a incendio, explosión, daños físicos o daños químicos causados por un impacto directo a las líneas.	0,00E+00
RW4 - riesgo de fallo de equipos eléctricos o electrónicos debido a sobretensiones causadas por un impacto directo a las líneas.	2,46E-06
RZ4 - riesgo de fallo de equipos eléctricos o electrónicos debido a sobretensiones causadas por un impacto indirecto a las líneas.	6,75E-05

Imprimir...

De acuerdo con los resultados se concluye que la estructura presenta riesgos bajos por lo cual no requiere sistema de apantallamiento.



1.2.3.3 Análisis de riesgos de origen eléctrico y medidas para mitigarlos.

Ante la existencia de un arco eléctrico es perceptible por los sentidos humanos, se descompone el aire apareciendo Ozono. Es detectada por la vista.

La corriente eléctrica al tacto puede ser mortal si no se está debidamente aislado.

El cuerpo humano actúa como circuito entre dos puntos de diferente potencial.

No es la tensión la que provoca los efectos fisiológicos sino la corriente que atraviesa el cuerpo humano.

Los efectos que pueden producir los accidentes de origen eléctrico dependen:

- Intensidad de la corriente.
- Resistencia eléctrica del cuerpo humano.
- Tensión de la corriente.
- Frecuencia y forma del accidente.
- Tiempo de contacto.
- Trayectoria de la corriente en el cuerpo.

La mayoría de daños en la integridad física de las personas, inmuebles y medio ambiente se ha dado en las instalaciones domesticas ante el contacto directo o indirecto de una persona con un área energizada de la instalación eléctrica.

Por ello, es necesario conocer claramente el concepto de riesgo de contacto con la corriente eléctrica. A partir de ese conocimiento, del análisis de los factores que intervienen y de las circunstancias particulares, se tendrán criterios objetivos que permitan detectar la situación de riesgo y valorar su grado de peligrosidad. Identificado el riesgo, se han de seleccionar las medidas preventivas aplicables.

En la siguiente tabla se ilustran algunos de los factores de riesgo eléctrico más comunes, sus posibles causas y medidas de protección.



	ARCOS ELÉCTRICOS. POSIBLES CAUSAS: Malos contactos. cortocircuitos. aperturas de interruptores con carga. apertura o cierre de seccionadores. MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Utilizar materiales envolventes resistentes a los arcos. mantener una distancia de seguridad. usar gafas de protección contra rayos ultravioleta.
	AUSENCIA DE ELECTRICIDAD. POSIBLES CAUSAS: Apagón o corte del servicio. no disponer de un sistema ininterrumpido de potencia - UPS. no tener plantas de emergencia. no tener transferencia. MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Disponer de sistemas ininterrumpidos de potencia y de plantas de emergencia con transferencia automática.
	CONTACTO DIRECTO POSIBLES CAUSAS: Negligencia de técnicos o impericia de no técnicos. MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Distancias de seguridad. interposición de obstáculos. aislamiento o recubrimiento de partes activas. utilización de interruptores diferenciales. elementos de protección personal. puesta a tierra. probar ausencia de tensión.
	CONTACTO INDIRECTO POSIBLES CAUSAS: Fallas de aislamiento. mal mantenimiento. falta de conductor de puesta a tierra. MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Separación de circuitos. uso de muy baja tensión. distancias de seguridad. conexiones equipotenciales. sistemas de puesta a tierra. interruptores diferenciales. mantenimiento preventivo y correctivo.
	CORTOCIRCUITO POSIBLES CAUSAS: Fallas de aislamiento. impericia de los técnicos. accidentes externos. vientos fuertes. humedades. MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Interruptores automáticos con dispositivos de disparo de máxima corriente o cortacircuitos fusibles.

	ELECTRICIDAD ESTÁTICA POSIBLES CAUSAS: Unión y separación constante de materiales como aislantes, conductores, sólidos o gases con la presencia de un aislante. MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Sistemas de puesta a tierra, conexiones equipotenciales, aumento de la humedad relativa, ionización del ambiente, eliminadores eléctricos y radiactivos, pisos conductivos.
	EQUIPO DEFECTUOSO POSIBLES CAUSAS: Mal mantenimiento, mala instalación, mala utilización, tiempo de uso, transporte inadecuado. MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Mantenimiento predictivo y preventivo, construcción de instalaciones siguiendo las normas técnicas, caracterización del entorno electromagnético
	RAYOS POSIBLES CAUSAS: Fallas en el diseño, construcción, operación, mantenimiento del sistema de protección. MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Pararrayos, bajantes, puestas a tierra, equipotencialización, apantallamientos, topología de cableados. Además, suspender actividades de alto riesgo, cuando se tenga personal al aire libre.
	SOBRECARGA POSIBLES CAUSAS: Superar los límites nominales de los equipos o de los conductores, instalaciones que no cumplen las normas técnicas, conexiones flojas, armónicos. MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Interruptores automáticos con relés de sobrecarga, interruptores automáticos asociados con cortacircuitos, fusibles, dimensionamiento adecuado de conductores y equipos.
	TENSIÓN DE CONTACTO POSIBLES CAUSAS: Rayos, fallas a tierra, fallas de aislamiento, violación de distancias de seguridad. MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Puestas a tierra de baja resistencia, restricción de accesos, alta resistividad del piso, equipotencializar.
	TENSION DE PASO POSIBLES CAUSAS: Rayos, fallas a tierra, fallas de aislamiento, violación de áreas restringidas, retardo en el despeje de la falla. MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Puestas a tierra de baja resistencia, restricción de accesos, alta resistividad del piso, equipotencializar.

Siempre se deben cumplir las siguientes reglas para evitar algún incidente.

1ª REGLA DE ORO: Abrir con corte visible todas las fuentes de tensión mediante interruptoras y seccionadoras que aseguren la imposibilidad de su cierre intempestivo.

2ª REGLA DE ORO: Enclavamiento o bloqueo, si es posible, de los aparatos de corte y señalización en el mando de éstos.

3ª REGLA DE ORO: Reconocimiento de la ausencia de tensión.

4ª REGLA DE ORO: Puesta a tierra y en cortocircuito de todas las posibles fuentes de tensión.

5ª REGLA DE ORO: Colocar las señales de seguridad adecuadas, delimitando la zona de trabajo.

En caso de presentarse algún inconveniente se debe informar inmediatamente a algunas de las personas anteriormente mencionadas y dar aviso al operador de red a través de la línea 115.

Se adjunta análisis de riesgo eléctrico.

1.2.3.4 Cálculo de campos electromagnéticos para asegurar que, en espacios destinados a actividades rutinarias de las personas, no se superen los límites de exposición definidos en la Tabla 14.1 del RETIE.

El campo eléctrico se debe calcular en zonas de servidumbre de líneas de transmisión de tensión igual o mayor a 110 kV, y solo se debe medir como mecanismo de comprobación en lugares de fachadas de edificaciones a la altura de los conductores más cercanos a la fachada que se encuentre en la frontera de la servidumbre.

La densidad de flujo magnético se debe calcular para corrientes mayores a 1000 A y debe medirse sobre bandejas portacables, buses de barras y otros cables pre armados que transporten estos niveles de corriente y estén ubicados hasta 30 cm de lugares de trabajo o de permanencia de personas.

Igualmente, se debe medir en líneas de transmisión que superen estas corrientes a distancias hasta 1,5 m del conductor para máximos acercamientos de público en general y a 30 cm para personas que laboran en la línea. En ningún caso se debe aceptar la permanencia de personas en distancias menores a las antes señaladas

En el único sitio donde se pueden presentar campos electromagnéticos con leve presencia es en los transformadores en poste y allí no permanecen personas (transformador en poste a una distancia no menor de 5mts del suelo). De resto son equipos de muy poco consumo y se encuentran encerrados.

1.2.3.5 Clasificación de áreas.

- No aplica, debido a que el proyecto corresponde a red de distribución BT urbano.



1.2.4 Cálculos mecánicos.

1.2.4.1.1 Datos de la Red.

TENDIDOS			EQUIPOS		POSTE		CIMENTACION		ARMADOS MT		
POSTE	ARM	CONDUCTOR	TRAF1	TRAF2	Altura Poste	ESTADO	TIPO	TERRENO	PERF.	TIPO DE ARMADO	FASES
EPP001	AL	1/0 ACSR	15,0	0,0	12/1030	N	SIN CIM	FLOJO	1	AL	3
EPP002	AL	1/0 ACSR	15,0	0,0	12/1030	N	SIN CIM	FLOJO	1	AL	3
ZONA	A										
AREA	RURAL										
CONTAMINACIÓN	ALTA										

El proyecto contempla la instalación de dos transformadores de 15 KVA en postes nuevos, los cuales en los cálculos estarán identificados como EPP01 y EPP02. Teniendo en cuenta lo anterior, el cálculo mecánico contempla solamente la validación de los postes, incluyendo los esfuerzos adicionales generados por la instalación de los transformadores.

1.2.4.2 Cálculos mecánicos de Conductores

El proyecto no contempla intervención y/o extensión de la red de media tensión, por tanto, el cálculo mecánico de conductores no aplica.

1.2.4.3 Cálculos mecánicos de Postes Autoportados.

CALCULO DEL POSTE AUTOSOPORTADO					CALCULO DE ESFUERZOS SOBRE EL APOYO										
Numero de apoyo	Poste L-CR	β	Armado	Vano anterior	FTVP	FTVC	FTVE	FTEC	FTEE	FTDR	FLEE	FLMC	Fvc	Fve	Fva
EPP001	12/1030	180,00	AL	-	59,53	33,77	-	0,64	-	-	-	610,21	66,72	-	16,82
EPP002	12/1030	180,00	AL	-	59,53	33,77	-	1,64	-	-	-	610,21	66,72	-	17,82

1.2.4.4 Análisis hipótesis normal e hipótesis anormal.

HIPOTESIS NORMALES						
POSTE	Validacion del poste autoportado a la flexion			Esfuerzo Vertical T.		
	FHRes	C.R.	C.S	FVRes	E.V.U.	C.S.
EPP001	93,94	1030	5,8	83,85	464,12	5,6
EPP002	93,94	1030	5,8	83,85	464,12	5,6

HIPOTESIS ANORMALES									
POSTE	Esfuerzo horizontal longitudinal			Momento Torsor por Rotura de un Conductor					
	F	C.R.	C.S	Mr	Mut	Cs	Fv	E.V.U.	C.S. (1.2)
EPP001	-	1030		180,57	380,00	1,80	121,06	4,221,68	34,90
EPP002		1030	3,47	180,57	380,00	1,80	26,49	653,21	24,70

1.2.4.5 Cálculos mecánicos de Postes con Retenidas.

No aplica para este proyecto.

1.2.4.6 Cálculo mecánico de cimentaciones y estudio de suelos.

No aplica para este proyecto.



1.3 Documentación para ejecución

1.3.1 Red MT

1.3.1.1 Vanos ideales de regulación.

No aplica para este proyecto.

1.3.1.2 Tablas de regulación MT

No aplica para este proyecto.

1.3.1.3 Tablas de cimentaciones postes MT

No aplica para este proyecto.

1.3.1.4 Tabla de PAT

No aplica para este proyecto.

Tabla de fusibles

CALCULO FUSIBLES MEDIA TENSION					
POTENCIA DEL TRANSFORMADOR (KVA)	TENSION (VOLT)	CORRIENTE (AMP)	FACTOR SEGURIDAD	CAPACIDAD FUSIBLE	TIPO DE FUSIBLE
15,0	13.200	1,1	1,60	1	D

1.3.2 Red BT

1.3.2.1 Tablas de cimentaciones postes BT

No aplica para este proyecto.

1.3.3 Centros de Transformación

1.3.3.1 Tabla de fusibles

CALCULO FUSIBLES MEDIA TENSION					
POTENCIA DEL TRANSFORMADOR (KVA)	TENSION (VOLT)	CORRIENTE (AMP)	FACTOR SEGURIDAD	CAPACIDAD FUSIBLE	TIPO DE FUSIBLE
15,0	13.200	1,1	1,60	1	D

TIPO DE TRAFO	Potencia (KVA)	13,2 Kv			34,5 kV		
		Corriente Nominal MT	Fusible tipo D (VS)	Fusible tipo D (SR)	Corriente Nominal MT	Fusible tipo D (VS)	Fusible tipo D (SR)
Monofásico	5	0,4	-	0,4	-	-	-
	10	0,8	-	0,4	-	-	-
	15	1,1	-	0,4	-	-	-
	25	1,9	2		-	-	-
	37,5	2,8	2		-	-	-
	50	3,8	3		-	-	-
	75	5,7	5		-	-	-
Trifásico	30	1,3	2		0,5	-	0,4
	45	2,0	2		0,8	-	0,4
	75	3,3	3		1,3	2,0	
	112,5	4,9	5		1,9	2,0	

1.3.3.2 Tabla de PAT x CT

Ver adjunto SPT

1.3.4 Poste a Poste Materiales a montar

1.4 Tramitaciones

1.4.1 Relación de bienes y derechos afectados

No se afectan bienes ni derechos de otros servicios

1.4.2 Tabla de cruzamientos, paralelismos y paso por zonas

Para este proyecto no existen cruzamientos, paralelismos y paso por zonas.



DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD

1.4.3 DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD EN ZONAS CON CONSTRUCCIONES.

Las distancias mínimas de seguridad que deben guardar las partes energizadas respecto de las construcciones, serán las establecidas en la Tabla 15 y para su interpretación se debe tener en cuenta la Figura 5.

Igualmente, en instalaciones construidas bajo criterio de IEC 60364, para tensiones mayores de 1 kV, se deben tener en cuenta y aplicar las distancias de la Norma IEC 61936 -1

TABLA 25 DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD EN ZONAS CON CONSTRUCCIONES		
Descripción	Tensión nominal	Distancia
Distancia vertical "a" sobre techos y proyecciones, aplicable solamente a zonas de muy difícil acceso a personas y siempre que el propietario o tenedor de la instalación eléctrica tenga absoluto control tanto de la instalación como de la edificación (Figura 5).	44/34,5/33	3,8
	13,8/13,2/11,4/7,6	3,8
	<1	0,45
Distancia horizontal "b" a muros, proyecciones, ventanas y diferentes áreas independientemente de la facilidad de accesibilidad de personas. (Figura 5)	115/110	2,8
	66/57,5	2,5
	44/34,5/33	2,3
	13,8/13,2/11,4/7,6	2,3
	<1	1,7
Distancia vertical "c" sobre o debajo de balcones o techos de fácil acceso a personas, y sobre techos accesibles a vehículos de máximo	44/34,5/33	4,1
	13,8/13,2/11,4/7,6	4,1
	<1	3,5
Distancia vertical "d" a carreteras, calles, callejones, zonas peatonales, áreas sujetas a tráfico vehicular. (Figura 5)	500	8,6
	230/220	6,8
	115/110	6,1
	66/57,5	5,8
	44/34,5/33	5,6
	13,8/13,2/11,4/7,6	5,6
	<1	5

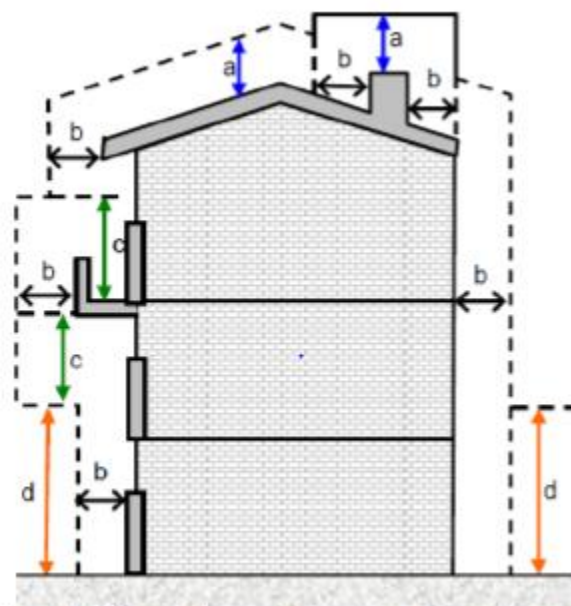


Figura 5. Distancias de seguridad en zonas con construcciones

Se permite el paso de conductores por encima de construcciones (distancia vertical a) únicamente cuando el tenedor de la instalación eléctrica tenga absoluto control, tanto de la instalación eléctrica como de las modificaciones de la edificación o estructura de la planta. Entendido esto como la administración, operación y mantenimiento, tanto de la edificación como de la instalación eléctrica.

En ningún caso se permitirá para redes o líneas del servicio público si el prestador del servicio no tiene el control sobre la edificación.

1.5 Especificaciones de construcción complementarias a los planos, incluyendo las de tipo técnico de equipos y materiales y sus condiciones particulares.

No hay especificaciones complementarias

1.6 Justificación técnica de desviación de la NTC 2050 cuando sea permitido, siempre y cuando no comprometa la seguridad de las personas o de la instalación.

No se realizaron cálculos que desvíen algún requisito del reglamento o normas correspondientes a este diseño.

1.7 Los demás estudios que el tipo de instalación requiera para su correcta y segura operación, tales como condiciones sísmicas, acústicas, mecánicas o térmicas.

No se realizaron estudios complementarios para este tipo de instalación para su correcta operación.

2 Planos

2.1. PLANO DE RED EXISTENTE

2.2. PLANO DE RED PROYECTADO.

3. Anexos

3.1. Copia Cédula de Ciudadanía.

3.2. Copia de Tarjeta Profesional.

3.3. Para proyectos específicos de redes abiertas o subterráneas se debe presentar el documento de aprobación del diseño del alumbrado público por parte del Municipio y /o Concesión.

