



MEMORIAS DE CÁLCULO
ELÉCTRICO

www.siet.com.co
3167748981 - 3208218854

MEMORIAS DE CÁLCULO

PROYECTO “MEJORAMIENTO DE LA MOVILIDAD PEATONAL (ETAPA 1) A LA ENTRADA DEL CASCO URBANO DEL MUNICIPIO DE BELEN DE LOS ANDAQUIES Y UN PARQUE BIOSALUDABLE EN EL MUNICIPIO DE ALBANIA, EN EL DEPARTAMENTO DEL CAQUETA”

**Diseño
PAULINO MURCIA HERRERA
Ing. Electricista**

**Director de Ingeniería y Proyecto
ING. ANDERSON JAVIER OSORIO VALDERRAMA
Máster En Sistemas Integrados de Gestión**

OCTUBRE DE 2021

Asunto: Memorias de Cálculo Eléctrico.

Proyecto: MEJORAMIENTO DE LA MOVILIDAD PEATONAL (ETAPA 1) A LA ENTRADA DEL CASCO URBANO DEL MUNICIPIO DE BELEN DE LOS ANDAQUIES Y UN PARQUE BIOSALUDABLE EN EL MUNICIPIO DE ALBANIA, EN EL DEPARTAMENTO DEL CAQUETA

Historial de Cambios		
Versión	Fecha	Cambio
1.0	2021-10-04	Documentación inicial

**PROYECTO: “MEJORAMIENTO DE LA MOVILIDAD PEATONAL
(ETAPA 1) A LA ENTRADA DEL CASCO URBANO DEL MUNICIPIO
DE BELEN DE LOS ANDAQUIES Y UN PARQUE BIOSALUDABLE EN
EL MUNICIPIO DE ALBANIA, EN EL DEPARTAMENTO DEL
CAQUETA**

ITEM	REQUERIMIENTO	APLICA	
		SI	NO
A	Análisis y cuadros de cargas iniciales y futuras, incluyendo análisis de factor de potencia y armónicos	x	
B	Análisis de coordinación de aislamiento eléctrico.	x	
C	Análisis de cortocircuito y falla a tierra	x	
D	Análisis de nivel de riesgo por rayos y medidas de protección contra rayo	x	
E	Análisis de riesgos de origen eléctrico y medidas para mitigarlos	x	
F	Análisis del nivel tensión requerido	x	
G	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		x
H	Cálculo de transformadores incluyendo los efectos de los armónicos y factor de potencia en la carga	x	
I	Cálculo del sistema de puesta a tierra.	x	
J	Cálculo económico de conductores, teniendo en cuenta todos los factores de pérdidas, las cargas resultantes y los costos de la energía.	x	
K	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	x	
L	Cálculo mecánico de estructuras y de elementos de sujeción de equipos.	x	
M	Cálculo y coordinación de protecciones contra sobrecorrientes. En baja tensión se permite la coordinación con las características de limitación	x	

	de corriente de los dispositivos según IEC 60947-2 Anexo A		
N	Cálculos de canalizaciones (tubo, ductos, canaletas y electroductos) y volumen de encerramientos (cajas, tableros, conduletas, etc.)	x	
O	Cálculos de pérdidas de energía, teniendo en cuenta los efectos de armónicos y factor de potencia.	x	
P	Cálculos de regulación.	x	
Q	Clasificación de áreas.		x
R	Elaboración de diagramas unifilares	x	
S	Elaboración de planos y esquemas eléctricos para construcción	x	
T	Especificaciones de construcción complementarias a los planos, incluyendo las de tipo técnico de equipos y materiales y sus condiciones particulares	x	
U	Establecer las distancias de seguridad requeridas.	x	
V	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		x
W	Los demás estudios que el tipo de instalación requiera para su correcta y segura operación, tales como condiciones sísmicas, acústicas, mecánicas o térmicas.		

TABLA DE CONTENIDO

1.	NOMBRE DEL PROYECTO.....	9
2.	DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO.....	9
2.1.	ALCANCE.....	9
2.2.	DESCRIPCIÓN INSTALACIONES ELECTRICAS.....	9
3.	MEMORIAS DE CÁLCULOS.....	11
A.	ANÁLISIS Y CUADROS DE CARGAS INICIALES Y FUTURAS, INCLUYENDO ANÁLISIS DE FACTOR DE POTENCIA Y ARMÓNICOS	11
•	FACTOR DE DEMANDA.....	11
•	CUADRO DE CARGAS.....	12
B.	ANÁLISIS DE COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO ELÉCTRICO.....	17
C.	ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO Y FALLA A TIERRA.....	18
D.	ANÁLISIS DE NIVEL DE RIESGO POR RAYOS Y MEDIDAS DE PROTECCIÓN CONTRA RAYOS.....	21
E.	ANÁLISIS DE RIESGOS DE ORIGEN ELÉCTRICO Y MEDIDAS PARA MITIGARLOS.	33
F.	ANÁLISIS DEL NIVEL TENSIÓN REQUERIDO.....	36
G.	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.....	36
H.	CÁLCULO DEL TRANSFORMADOR Y EQUIPO DE MEDIDA ELECTRICA.	36
I.	CÁLCULO DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA.....	44

J.	CÁLCULO ECONÓMICO DE CONDUCTORES, TENIENDO EN CUENTA TODOS LOS FACTORES DE PÉRDIDAS, LAS CARGAS RESULTANTES Y LOS COSTOS DE LA ENERGÍA.....	55
K.	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.....	58
L.	CÁLCULO MECÁNICO DE ESTRUCTURAS Y DE ELEMENTOS DE SUJECCIÓN DE EQUIPOS.	59
M.	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.	60
N.	CÁLCULOS DE CANALIZACIONES (TUBO, DUCTOS, CANALETAS Y ELECTRODUCTOS) Y VOLUMEN DE ENCERRAMIENTOS (CAJAS, TABLEROS, CONDULETAS, ETC.).....	69
O.	CÁLCULOS DE PERDIDAS DE ENERGIA, TENIENDO EN CUENTA LOS EFECTOS DE ARMONICOS Y FACTOR DE POTENCIA.....	75
P.	CÁLCULOS DE REGULACIÓN.....	77
Q.	CLASIFICACIÓN DE ÁREAS.	80
R.	ELABORACIÓN DE DIAGRAMAS UNIFILARES.	80
S.	ELABORACIÓN DE PLANOS Y ESQUEMAS ELÉCTRICOS PARA CONSTRUCCIÓN.....	80
T.	ESPECIFICACIONES DE CONSTRUCCION COMPLEMENTARIAS A LOS PLANOS, INCLUYENDO LAS DE TIPO TÉCNICO DE EQUIPOS Y MATERIALES Y SUS CONDICIONES PARTICULARES.....	81
U.	ESTABLECER LAS DISTANCIAS DE SEGURIDAD REQUERIDAS.	82

- V. 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. 86
- W. LOS DEMÁS ESTUDIOS QUE EL TIPO DE INSTALACIÓN REQUIERA PARA SU CORRECTA Y SEGURA OPERACIÓN, TALES COMO CONDICIONES SÍSMICAS, ACÚSTICAS, MECÁNICAS O TÉRMICAS.....86

1. NOMBRE DEL PROYECTO

“MEJORAMIENTO DE LA MOVILIDAD PEATONAL (ETAPA 1) A LA ENTRADA DEL CASCO URBANO DEL MUNICIPIO DE BELEN DE LOS ANDAQUIES Y UN PARQUE BIOSALUDABLE EN EL MUNICIPIO DE ALBANIA, EN EL DEPARTAMENTO DEL CAQUETA”.

2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO ELÉCTRICO

2.1 Alcance

Se presenta el diseño para las instalaciones eléctricas, partiendo de la evaluación técnica del estudio de cargabilidad del proyecto **“MEJORAMIENTO DE LA MOVILIDAD PEATONAL (ETAPA 1) A LA ENTRADA DEL CASCO URBANO DEL MUNICIPIO DE BELEN DE LOS ANDAQUIES Y UN PARQUE BIOSALUDABLE EN EL MUNICIPIO DE ALBANIA, EN EL DEPARTAMENTO DEL CAQUETA”.**

El presente proyecto comprende el diseño eléctrico de la canalización subterránea desde el tablero general de acometidas hasta los respectivos tableros de distribución. Así mismo, la distribución del sistema de iluminación, fuerza, detalles constructivos y las respectivas memorias de cálculo eléctrico, estructuradas para dar cumplimiento al Art 10 del RETIE.

Para el proyecto se consideró una subestación en poste de 30 KVA, 13.2 KV/208-120 V.

Se cumplirá con la norma vigente de **ELECTROCAQUETA S.A. E.S.P y CODENSA**, para subestaciones de este tipo constructivo.

2.2 Descripción Instalaciones Eléctricas.

Todos los procedimientos y materiales a utilizar en las instalaciones eléctricas,

se ajustan a lo establecido con el Reglamento Técnico de las Instalaciones Eléctricas RETIE, a las normas elaboradas por el Instituto Colombiano de Normas Técnicas y aprobadas por el Gobierno Nacional y a las particulares o especiales que aquí se establezcan.

3. MEMORIAS DE CÁLCULO

A. ANÁLISIS Y CUADROS DE CARGAS INICIALES Y FUTURAS, INCLUYENDO ANÁLISIS DE FACTOR DE POTENCIA Y ARMÓNICOS.

Las cargas eléctricas del proyecto “MEJORAMIENTO DE LA MOVILIDAD PEATONAL (ETAPA 1) A LA ENTRADA DEL CASCO URBANO DEL MUNICIPIO DE BELEN DE LOS ANDAQUIES Y UN PARQUE BIOSALUDABLE EN EL MUNICIPIO DE ALBANIA, EN EL DEPARTAMENTO DEL CAQUETA” (alumbrado y tomas de uso general y demás aparatos) a desarrollarse en el proyecto, serán establecidas en lo prescrito en la Norma Técnica Colombia NTC 2050, en su sección 220 y estarán afectadas mediante los factores de demanda que le apliquen. Las cargas en su totalidad serán resistivas, motivo por el cual se estima un factor de potencia de 0.95 para las tomas, para el equipo de bombeo el factor de potencia es de 0.8. Los cuadros de carga a proyectar, se estiman a partir de los siguientes factores de demanda.

- **FACTOR DE DEMANDA**

Se estima:

CARGAS NO CONTINUAS

- ✓ Iluminación.....al 100%
- ✓ Primeros 10.000 VA o menos..... al 100%
- ✓ A partir de 10.000 VA.....al 50%

CARGAS CONTINUAS

- ✓ Equipo de aire acondicionadoVA al 100%
- ✓ Cargas de Uso Especial.....VA al 100%

- **CUADRO DE CARGAS.**

Tabla 1.1 Cuadro de carga Tablero Distribución Modulo de Venta Tipo 1.

PROYECTO:INFRAESTRUCTURA TURISTICA ESPECIFICACIONES: BIFASICO 4 HILOS (2F+N+T) -8 CIRCUITOS. VOLTAJE: 208-120V TABLERO: (ILUMINACIÓN-FUERZA) MODULO DE VENTA TIPO 1												
NUMERO DE CIRCUITO	AMBIENTE	ILUMINACION	FUERZA NORMAL		FACTOR DE POTENCIA	POTENCIA EN VA	CORRIENTE FASE R	CORRIENTE FASE S	CAPACIDAD CONDUCTOR 125%	CALIBRE CONDUCTOR AWG	INT. AUT. NORMALIZADO	
		36	180	600								
		LUMINARIA HERMETICA 2X18W	TOMA MONOFASICA	TOMA BIFASICA								
1	ILUMINACIÓN	11			0,95	417	3,5		4,3	12	1X20	
3	TOMACORRIENTE		5		0,95	947		7,9	9,9	12	1X20	
5-7	RESERVA											
2	TOMACORRIENTE		6		0,95	1137	9,5		11,8	12	1X20	
4	TOMA BIFASICA			1	0,95	632		3,0	3,8	12	2X20	
6							3,0					
8	RESERVA											
TOTAL CARGAS ALUMBRADO VA		11				1061						
TOTAL CARGA TOMAS VA			11	1		2716						
FACTORES DE DEMANDA												
CARGA ILUMINACION (AL 100% ART 220-11 NTC 2050)						1061						
CARGA (PRIMEROS 10000 VA O MENOS AL 100% ART 220-13 NTC 2050)						2716						
CARGA (A PARTIR DE 10000 VA AL 50% ART 220-13 NTC 2050)						0						
TOTAL CARGA DEMANDA NTC 2050						3777						
CALCULO DE CORRIENTE						18	A	AL 125%	22,7			
INT. NORMALIZADO						2x30	A					
ACOMETIDA						2#8+ 1#8	CONCENTRICO					

Tabla 1.2 Cuadro de carga Tablero Distribución Modulo de Venta Tipo 2.

PROYECTO: INFRAESTRUCTURA TURISTICA ESPECIFICACIONES: BIFASICO 4 HILOS (2F+N+T) -8 CIRCUITOS. VOLTAJE: 20840-120V TABLERO: (ILUMINACIÓN-FUERZA) MODULO DE VENTA TIPO 2												
CUADRO DE CARGA												
NUMERO DE CIRCUITO	AMBIENTE	ILUMINACION	FUERZA NORMAL		FACTOR DE POTENCIA	POTENCIA EN VA	CORRIENTE FASE T	CORRIENTE FASE R	CAPACIDAD CONDUCTOR 125%	CALIBRE CONDUCTOR AWG	INT. AUT. NORMALIZADO	
		36	180	600								
		LUMINARIA HERMETICA 2X18W	TOMA MONOFASICA	TOMA BIFASICA								
1	ILUMINACIÓN	4			0,95	152	1,3		1,6	12	1X20	
3	TOMACORRIENTE		3		0,95	568		4,7	5,9	12	1X20	
5-7	RESERVA											
2	TOMACORRIENTE		3		0,95	568	4,7		5,9	12	1X20	
4	TOMA BIFASICA			1	0,95	632		2,6	3,8	12	2X20	
6							2,6					
8	RESERVA											
TOTAL CARGAS ALUMBRADO VA		4				796						
TOTAL CARGA TOMAS VA			6	1		1768						
FACTORES DE DEMANDA												
CARGA ILUMINACION (AL 100% ART 220-11 NTC 2050)						796						
CARGA (PRIMEROS 10000 VA O MENOS AL 100% ART 220-13 NTC 2050)						1768						
CARGA (A PARTIR DE 10000 VA AL 50% ART 220-13 NTC 2050)						0						
TOTAL CARGA DEMANDA NTC 2050						2564						
CALCULO DE CORRIENTE						12	A	AL 125%	15,4			
INT. NORMALIZADO						2x30	A					
ACOMETIDA						2#8+ 1#8	CONCENTRICO					

Tabla 1.3 Cuadro de carga Tablero Distribución Áreas Comunes.

PROYECTO: ESTUDIOS Y DISEÑOS PARA LA CONSTRUCCION DE INFRAESTRUCTURA TURISTICA E EL MUNICIPIO DE BELN DE LOS ANDAQUIES EN EL DEPARTAMENTO DEL CAQUETA				
RESUMEN DE CUADROS DE CARGA SEGÚN FACTORES DE DIVERSIDAD NTC 2050				
VOLTAJE: 208-120V				
TABLERO: TIPO GABINETE				
NUMERO DE USUARIO	AMBIENTE	CARGAS DE ALUMBRADO	CARGAS DE TOMAS	OTRAS CARGAS
1	ILUMINACION EXTERIOR TIPO BALA	777		
2	ILUMINACION EXTERIOR TIPO BALA	758		
3	ILUMINACION EXTERIOR TIPO BALA	758		
4	ILUMINACION EXTERIOR TIPO REFLECTOR	211		
5	ILUMINACION EXTERIOR TIPO ORNAMENTAL	3874		
6	ILUMINACION BAÑOS PUBLICOS	328		
7	ILUMINACION BAÑOS PUBLICOS EMERGENCIA	10		
8	TOMACORRIENTES BAÑOS PUBLICOS		1137	
9	TABLERO TARIMA	1516	758	
10	TABLERO ELECTROBOMBA			933
TOTAL CARGAS ALUMBRADO 100% ART 220-11 NTC 2050		8231		
TOTAL CARGAS TOMAS			1895	
OTRAS CARGAS				933
CARGAS ALUMBRADO 100% ART 220-11 NTC 2050				8231
CARGA (PRIMEROS 10000 VA O MENOS AL 100% ART 220-13 NTC 2050)				1895
CARGA (A PARTIR DE 10000 VA AL 50% ART 220-13 NTC 2050)				0
OTRAS CARGAS (AL 100%)				933
TOTAL CARGA NETA CALCULADA				11059
CALCULO DE CORRIENTE		31	AL 125%	38,397935
INT. NORMALIZADO		3 x 50	A	
ACOMETIDA		Cu 3#4F+1#6N CONCENTRICO		

Tabla 1.4 Cuadro de carga Tablero Distribución Tarima.

PROYECTO: INFRAESTRUCTURA TURISTICA ESPECIFICACIONES: BIFASICO 4 HILOS (2F+N+T) -TIPO GABINETE. VOLTAJE: 208-120V TABLERO: (ILUMINACIÓN-FUERZA) TARIMA												
CUADRO DE CARGA												
NUMERO DE CIRCUITO	AMBIENTE	ILUMINACION	FUERZA NORMAL		FACTOR DE POTENCIA	POTENCIA EN VA	CORRIENTE FASE S	CORRIENTE FASE T	CAPACIDAD CONDUCTOR 125%	CALIBRE CONDUCTOR AWG	INT. AUT. NORMALIZADO	
		36	180	600								
		LUMINARIA HERMETICA 2X18W	TOMA MONOFASICA	TOMA BIFASICA								
1	ILUMINACIÓN	3			0,95	114	0,9		1,2	12	1X20	
3	ILUMINACIÓN	7			0,95	265		2,2	2,8	12	1X20	
5	ILUMINACIÓN	3			0,95	114	0,9		1,2	12	1X20	
2	ILUMINACIÓN	5			0,95	189	1,6		2,0	12	1X20	
4	ILUMINACIÓN	5			0,95	189		1,6	2,0	12	1X20	
6	MODULO TOMAS		4		0,95	758	1,6		7,9	12	1X20	
TOTAL CARGAS ALUMBRADO VA		23				1516						
TOTAL CARGA TOMAS VA			4	0		758						
FACTORES DE DEMANDA												
CARGA ILUMINACION (AL 100% ART 220-11 NTC 2050)						1516						
CARGA (PRIMEROS 10000 VA O MENOS AL 100% ART 220-13 NTC 2050)						758						
CARGA (A PARTIR DE 10000 VA AL 50% ART 220-13 NTC 2050)						0						
TOTAL CARGA DEMANDA NTC 2050						2274						
CALCULO DE CORRIENTE						11	A	AL 125%	13,7			
INT. NORMALIZADO						2x30	A					
ACOMETIDA						2#8+	1#8+	1#8T	THW			

Tabla 1.5 Cuadro de carga Tablero Distribución Electrobomba.

PROYECTO: INFRAESTRUCTURA TURISTICA ESPECIFICACIONES: BIFASICO 4 HILOS (2F+N+T) -TIPO GABINETE. VOLTAJE: 208-120V TABLERO: (FUERZA) ELECTROBOMBA										
CUADRO DE CARGA										
NUMERO DE CIRCUITO	AMBIENTE	FUERZA NORMAL	FACTOR DE POTENCIA	POTENCIA EN VA	CORRIENTE FASE R	CORRIENTE FASE S	CAPACIDAD CONDUCTOR 125%	CALIBRE CONDUCTOR AWG	INT. AUT. NORMALIZADO	
		746								
1	ELECTROBOMBA	1	0,8	933	4,5	4,5	5,6	12	2X20	
TOTAL CARGAS USO ESPECIAL		1		933						
FACTORES DE DEMANDA										
TOTAL CARGA DEMANDA NTC 2050				933						
CALCULO DE CORRIENTE					4	A	AL 125%	5,6		
INT. NORMALIZADO					2x30	A				
ACOMETIDA					2#8+ 1#8+ 1#8T THW					

B. ANÁLISIS DE COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO ELÉCTRICO.

Con respecto a la coordinación de aislamiento este depende del tipo de tensión a manejar. En este proyecto se manejan 2 tipos de tensión, trifásica 13,2 kV en Media Tensión (M.T.) y 208/120 V, en Baja Tensión (B.T.).

Para el nivel de tensión de 13,2 kV, el nivel de aislamiento BIL es de 110 (kv), así mismo se pretende emplear estructura según norma de diseño CODENSA, IPSE NC711, NC730 y CELSIA T404.

Los tipos de aisladores a manejar son aisladores tipo pin o espigo para tensión de 13,2 kV Norma ANSI C29.5 Clase 55-4.

Para la red de B.T se utilizaron conductores eléctricos de cobre suave para cableados, con un aislamiento termoplástico de Cloruro de Polivinilo (PVC) y protegido por una cubierta termoplástica de Nylon; diseñados para operar a un voltaje máximo de 600 voltios.

Los conductores están respaldados por las siguientes normas y serán libre de halógenos.

- NOM-063-SFCI
- NOM-J-10-ANCE
- ASTM: B3, B8, B787
- UL: 83, 1581

Los conductores están diseñados para operar a una temperatura máxima de:

- 90° C en ambientes secos.
- 75° C en ambientes húmedos.

C. ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO Y FALLA A TIERRA.

Según la NTC 819 (cuarta actualización) Tabla 1. Transformadores trifásicos de 15 KVA a 3750 KVA, serie AT ≤ 15 kV, serie BT $\leq 1,2$ KV, se estima una impedancia de $U_z 3.5 \%$ para transformadores de 30 KVA

C C.1. Corrientes de cortocircuito I_{cc} .

A- Transformador No 1: 30 KVA

Datos de cálculo:

- Tipo: Aceite
- Z_{cc} : 3.5%
- V_p : 13200 V
- V_s : 208 V

❖ Media Tensión:

$$I_{n_{MT}} = \frac{\text{Potencia en (VA)}}{\sqrt{3} * \text{Tensión en (V)}}$$

$$I_{n_{MT}} = \frac{30.000 \text{ VA}}{\sqrt{3} * 13.200 \text{ V}}$$

$$I_{n_{MT}} = 1.31 \text{ A}$$

$$I_{CC_{MT}} = \frac{In * 100}{U_Z}$$

$$I_{CC_{MT}} = \frac{1.31 * 100}{3.5}$$

$$I_{CC_{MT}} = \mathbf{37.49 A}$$

❖ **Baja Tensión:**

$$In_{BT} = \frac{\text{Potencia en (VA)}}{\sqrt{3} * \text{Tensión en (V)}}$$

$$In_{BT} = \frac{30.000 VA}{\sqrt{3} * 208 V}$$

$$In_{BT} = 83.27 A$$

$$I_{CC_{BT}} = \frac{In * 100}{U_Z}$$

$$I_{CC_{BT}} = \frac{83.27 * 100}{3.5}$$

$$I_{CC_{BT}} = 2379,16 A$$

C.2. Corrientes de falla dadas por el operador de red (Electrocaquetá).

CORRIENTES SIMÉTRICAS	
Corriente trifásica	3.158 KA

NOTA: Las corrientes simétricas sirven para el estudio de coordinación de protección.

CORRIENTES ASIMÉTRICAS	
Corriente monofásica	4.111 KA

NOTA: Las corrientes asimétricas sirven para el diseño de la puesta a tierra.

D. ANÁLISIS DE NIVEL DE RIESGO POR RAYOS Y MEDIDAS DE PROTECCIÓN CONTRA RAYOS.

PROTECCION CONTRA DESCARGAS ATMOSFERICAS

(Normas NTC 4552-1, 4552-2, 4552-3)

Las descargas eléctricas atmosféricas no se pueden evitar, pero existen pérdidas para ejercer un control que ofrezca seguridad a las personas y a los equipos eléctricos y electrónicos. Por lo tanto, las precauciones de protección apuntan hacia los efectos secundarios y a las consecuencias de una descarga eléctrica atmosférica a tierra.

El sistema de puesta es un elemento fundamental del sistema de protección contra rayos a tierra; dentro de la protección externa su propósito es hacer posible la descarga y dispersión de las elevadas corrientes del rayo hacia la tierra a través de un elemento conductor enterrado en el suelo, sin causar sobretensiones peligrosas tanto para las personas como para los equipos. La protección interna sirve como referencia de tensión para los equipos y para disipar las corrientes de sobretensiones, derivadas por los dispositivos de protección interna.

Evaluación del nivel de riesgo ante descargas atmosféricas

El presente documento tiene como fin presentar la valoración del nivel de riesgo contra descargas atmosféricas para las instalaciones del proyecto **“MEJORAMIENTO DE LA MOVILIDAD PEATONAL (ETAPA 1) A LA ENTRADA DEL CASCO URBANO DEL MUNICIPIO DE BELEN DE LOS ANDAQUIES Y UN PARQUE BIOSALUDABLE EN EL MUNICIPIO DE ALBANIA, EN EL DEPARTAMENTO DEL CAQUETA”**, ubicado en el municipio de Belén de los Andaquies, departamento del Caquetá.

Las descargas eléctricas atmosféricas son un fenómeno natural que varía con el tiempo y el espacio, aunque no existen actualmente medios para evitarlos, si se pueden implementar sistemas para mitigar considerablemente sus efectos. Los rayos que impacten en estructuras, acometidas de servicios domiciliarios o cerca del suelo, son peligrosos para las personas, los centros de reunión, trabajo u hogares y en general para las instalaciones afectando su contenido. Por lo tanto, se deben aplicar medio de protección adecuados contra rayos.

La necesidad de implementar un sistema de protección, las ventajas económicas de la instalación de un sistema de protección y la selección de las medidas y sistemas de protección adecuadas se deben determinar en términos del manejo del nivel de riesgo existente en la estructura a proteger. El método de evaluación y manejo del riesgo contra descargas atmosféricas se expone en la norma NTC 4552-2.

La mayor incidencia de rayos en el mundo se da principalmente en América tropical, África Central y el norte de Australia, Colombia se encuentra situada en la zona de confluencia intertropical por lo cual presenta una de las actividades ceraúnicas más altas del planeta. Por este motivo es de vital importancia contar con formas de protección contra este fenómeno.

El sistema integral de protección contra descargas atmosféricas estará compuesto por los siguientes elementos:

- Sistema de protección externo
- Sistema de protección interno
- Sistema de alarma

La metodología de cálculo del nivel de riesgo permitirá determinar cuáles de los elementos anteriores deberá comprender el sistema de protección a implementar en cada caso.

Teniendo en cuenta estas consideraciones a continuación se presenta la valoración del nivel de riesgo para las instalaciones del proyecto en referencia.

Características generales de la estructura

El estudio a efectuar contempla la evaluación del nivel de riesgo para una estructura o edificación destinada al funcionamiento de la **“MEJORAMIENTO DE LA MOVILIDAD PEATONAL (ETAPA 1) A LA ENTRADA DEL CASCO URBANO DEL MUNICIPIO DE BELEN DE LOS ANDAQUIES Y UN PARQUE BIOSALUDABLE EN EL MUNICIPIO DE ALBANIA, EN EL DEPARTAMENTO DEL CAQUETA”**, Belén de los Andaquies, cuyas características, condiciones y parámetros generales se resumen a continuación: Para el análisis de riesgo se tomó las dimensiones de la estructura.

Característica de la estructura:

CARACTERISTICA DE LA ESTRUCTURA		
DIMENSIONES EN m		
LONGITU L	ALTURA H	ANCHO W
5.93	13.39	13.139

Para la evaluación del análisis de riesgo se trabajará con las dimensiones del módulo de venta tipo 1.

Factor de localización Dc: objeto rodeado de objetos o árboles de igual altura o menor.

Acometida de servicio: energía mediante acometida subterránea en baja tensión.

Factor ambiental Cs: ambiente Suburbano

Definiciones generales

- **Fuentes de daños**

La corriente de rayo es la fuente primaria de daño. A continuación, se definen las fuentes con relación a la posición del punto de impacto de la descarga eléctrica para el presente caso (Tabla 3 NTC 4252-2).

Fuente de daño	Descripción
S1	Descargas sobre la estructura
S2	Descargas cercanas a la estructura
S3	Descargas sobre las acometidas de servicios
S4	Descargas cercanas a las acometidas de servicios

- **Tipos de daños**

Una descarga atmosférica puede causar daños dependiendo de las características del objeto a proteger. Para efectos de aplicación práctica de

evaluación de riesgo se distinguen los daños básicos resaltados para el presente caso (Tabla 4 NTC 4552-2).

TIPO DE DAÑO	Descripción
D1	Lesiones a seres vivos
D2	Daños físicos
D3	Fallas de sistemas eléctricos y electrónicos

- **Riesgo**

El riesgo es el valor promedio de pérdidas anuales y debe ser evaluado para los tipos de pérdida asociados a la estructura. Los riesgos a evaluar en la estructura de estudio son los indicados a continuación.

RIESGO	Descripción
R1	Riesgo de pérdida de vida humana
R2	Riesgo de pérdida de servicio público
R3	Riesgo de pérdida de patrimonio cultural
R4	Riesgo de pérdida de valor económico
R1'	Riesgo de pérdida de vida humana
R2'	Riesgo de pérdida de servicio público
R4'	Riesgo de pérdidas de valor económico

Procedimiento general de cálculo

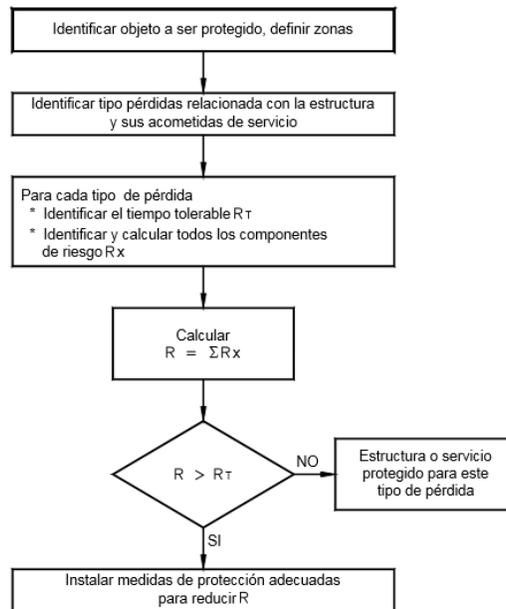
La valoración general de la necesidad de protección debe hacerse teniendo en cuenta el marco de la NTC 4552, de acuerdo con el primer tomo de dicha

norma serán considerados los siguientes riesgos para valorar la necesidad de protección contra rayos de un objeto.

Riesgos R1, R2 y R4 para una estructura

Riesgos R'1 y R'2 para un servicio

Para cada tipo de riesgo debe aplicarse el procedimiento descrito a continuación (NTC 4552 – 2 Fig. 2).



División de la estructura en zonas Z_s

El primer paso en la valoración del nivel de riesgo para una estructura consiste en la división de la misma en zonas o partes con características homogéneas Z_s . Sin embargo, una estructura puede ser asumida como una única zona.

Para el presente caso la estructura se define tal como se indica a continuación:

Tipo de estructura	Descripción
Estructura con una única zona	El riesgo es la suma de los componentes de riesgo para la estructura ¹
Estructura con múltiples zonas	El riesgo es la suma de todos los riesgos relevantes a cada zona de la estructura ²

- 1) Definir la estructura con una sola zona podría resultar en medidas de protección costosas porque cada medida debe extenderse a toda la estructura.
- 2) Dividir una estructura en zonas permite al diseño tener en cuenta las características particulares de cada parte de la estructura en la evaluación de los complementos de riesgo, al igual que seleccionar las medidas de protección apropiadas a cada zona, reduciendo el costo en conjunto de la protección contra descargas atmosféricas.

La estructura en estudio va a ser tomada como una sola zona, la zona de los bloques por ser la de mayor tránsito y permanencia por lo cual, el diseño de las medidas de protección contra descargas atmosféricas deberá tener en cuenta este hecho y manejar un nivel de protección alto que permita garantizar condiciones de seguridad.

Identificación de tipos de pérdida asociados

Una vez establecida la zona o zonas en que se divide la estructura a valorar se procede a la identificación de los tipos de pérdidas relacionadas, para la estructura en estudio se valoraran las perdidas resaltadas a continuación.

TIPO DE PERDIDAS	Descripción
L1	Pérdida de vida humana
L2	Pérdida de servicios públicos
L3	Pérdidas de patrimonio cultural
L4	Pérdidas económicas

Cada tipo de daño, solo o combinado con otros, puede producir diferentes tipos de pérdida en el objeto a proteger.

Identificación de componentes de riesgo

Para cada tipo de pérdida se determinan a continuación las componentes de riesgo asociadas, para la estructura en estudio

Componentes de riesgo para cada tipo de pérdida en una estructura

Fuente del daño	Descarga sobre la estructura S1			Descarga cerca de la estructura S2	Descarga sobre la acometida de servicio S3			Descarga cerca de la acometida de servicio S4
	RA	RB	RC		RM	RU	RV	
Componente del riesgo								
Riesgo para cada tipo de pérdida								
R ₁ (de vida humana)	X	X	X	X	X	X	X	X
R ₂ (perd del servicio)		X	X	X		X	X	X
R ₃ (patrim. Cultural)		X				X		
R ₄ (valor economic)		X	X	X		X	X	X

Fuente: Tabla 2 - NTC 4552-2

Dónde:

Riesgos

- R1 = Riesgo de pérdida de vidas humanas.
- R2 = Riesgo de pérdida de servicios a público.
- R3 = Riesgo de pérdida de patrimonio cultural.
- R4 = Riesgo de pérdida de valor económico.

Componentes de riesgo.

- RA = Considera lesiones a seres vivos por tensión de paso y contacto en zonas 3 m fuera de la estructura
- RB = Considera daños físicos por chispas peligrosas que causen fuego ó explosión.
- RC = Considera fallo de sistemas internos causados por IER por impactos en la estructura.
- RM= Considera fallo de sistemas internos por IER por impactos cercanos a estructura.
- RU = Considera lesiones a seres vivos por tensión de contacto dentro de la estructura, por corrientes de rayo fluyendo por la acometida.
- RV = Considera daños físicos dentro de la estructura en el punto de ingreso de la acometida, por corrientes de rayo fluyendo por la acometida.
- RW= Considera fallo de sistemas internos causados por sobretensiones inducidas por impacto sobre la acometida y transmitida dentro de la estructura
- RZ =Considera fallo de sistemas internos causados por sobretensiones inducidas por impacto cercano a la acometida y transmitida dentro de la estructura.

Estos riesgos dependen de las características físicas de la zona a evaluar, de las protecciones existentes y los factores externos que pueden ayudar a mitigar los efectos del rayo, de las características del terreno y de los tipos de pérdidas que se pueden presentar en caso de una descarga.

Evaluación del número anual n de eventos peligrosos

El número anual N de descargas que afectan un objeto a ser protegido depende de la actividad atmosférica de la región donde se localiza la estructura y de sus características físicas. Generalmente se acepta que este número es el producto de la densidad de rayos a tierra por el área efectiva del elemento a ser protegido por un factor de corrección.

Calculo de la DDT (DENSIDAD DE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS A TIERRA)

Según la Figura A.9. Mapa de ISO-Niveles ceráunicos para Colombia (Área de 30 km x 30km)-1999, de la NTC 4552-1 de 2008. Se puede asignar para el municipio de Belén de los Andaquies, un nivel ceráunico de 90 días tormentosos por año, con lo cual la densidad de descarga atmosférica es de 1,90 rayos / km² / año, estimada mediante la ecuación propuesta en la norma NTC 4552-2008.

$$DDT = (0,0017) * NC^{1,56}$$

$$DDT = (0,0017) * 90^{1,56}$$

$$DDT = 1,90 \cong 2$$

DDT: Densidad de descargas a tierra [rayos / km² / año]

NC: Nivel ceráunico

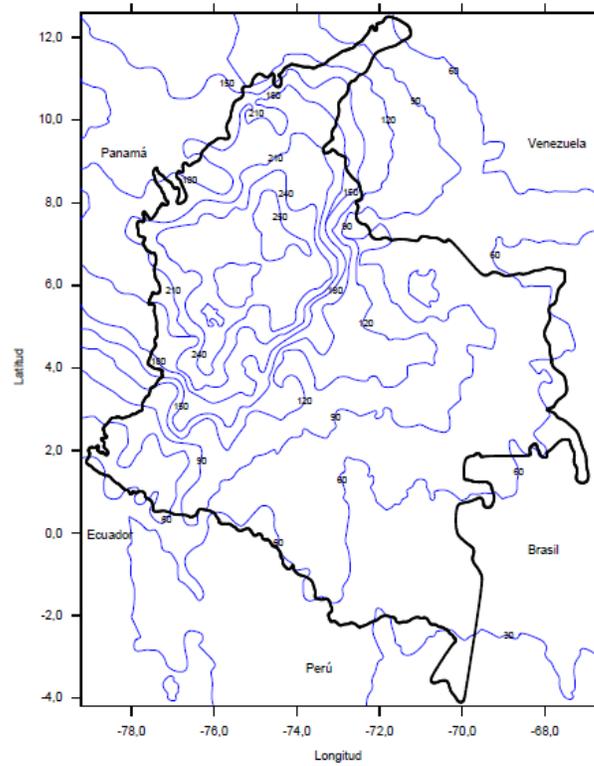


Figura A.9. Mapa de ISO-Niveles ceramicos para Colombia (Área de 30 km x 30 Km) - 1999.
Fuente: NTC 4552-1 de 2008

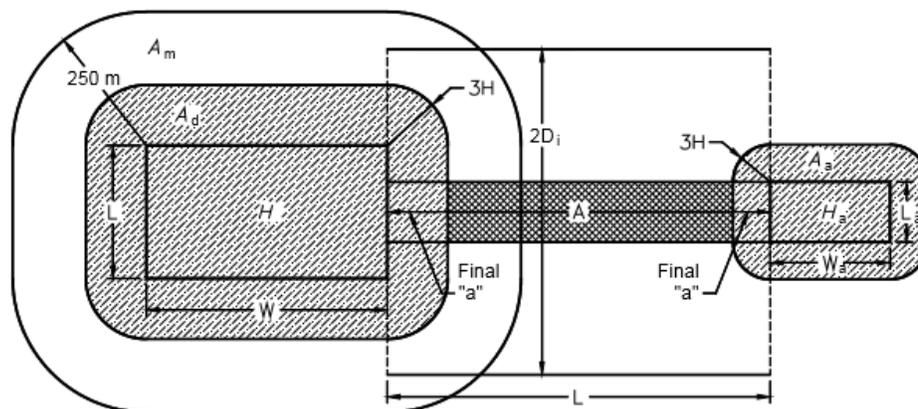


Figura 9. Definición de áreas (A_d , A_m , A_i , A_t)

D.1 MATRIZ DE EVALUACION DEL RIESGO

Seguridad Eléctrica Ltda.

www.seguridadelectricaltda.com

Bogotá - Colombia

© Copyright: Seguridad Eléctrica Ltda.

ANÁLISIS DE RIESGO POR RAYOS NTC 4552-2/2008 IEC 62305-2/2006



PREPARADO POR: ING. LORENA VALENCIA REVISADO POR: ING. HECTOR GRAFFE VALIDADO POR: ING. FAVIO CASAS

PROYECTO:		INFRAESTRUCTURA TURISTICA	
DIMENSIONES DE LA ESTRUCTURA A PROTEGER			
Largo de la estructura L (m)	5,93		
Ancho de la estructura W (m)	13,13		
Altura máxima de la estructura H (m)	13,39		
Marque si la estructura posee parte sobresaliente.	<input type="checkbox"/>	Ejemplo de dimensiones de estructura	
Altura máxima de la estructura H_p (m)	13,39		
Densidad de rayos a tierra (Rayos/km ² -año) DDT	2	DDT	
CARACTERÍSTICAS DEL ENTORNO			
Seleccione la localizacion de la estructura a ser protegida.	Aislado: sin objetos en la vecindad ▼		
Ambiente donde están las acometidas de la estructura.	Rural ▼		
Seleccione el tipo de suelo en el interior de la estructura	Mármol, cerámica. ▼		
Seleccione el tipo de suelo en el exterior de la estructura	Prado, concreto. ▼		
CARACTERÍSTICAS DE LAS ACOMETIDAS DE SERVICIOS			
ACOMETIDA DE POTENCIA			
Marque si la estructura a proteger tiene una estructura adyacente de donde proviene la acometida de potencia	<input type="checkbox"/>	Ejemplo de estructura adyacente	
Longitud de la estructura adyacente L_a (m)	0		
Ancho de la estructura adyacente W_a (m)	0		
Altura de la estructura adyacente H_a (m)	0		
Seleccione la localizacion de la estructura adyacente	Aislado: sin objetos en la vecindad ▼		
Seleccione el tipo de acometida	Acometida Subterránea ▼		
Altura de los conductores de potencia desde el nivel de la tierra H_c (m)	0		
Seleccione la localizacion de la acometida de servicio	Aislado: en la cima de una colina o elevación ▼		
Ingrese la longitud de la acometida de servicio (m)	0		
Transformador AT/BT en la acometida	Acometida con Transformador ▼		
Ingrese la resistividad del suelo ρ (Ωm)	50,38		
ACOMETIDA DE COMUNICACIONES			
Marque si la estructura a proteger tiene una estructura adyacente de donde proviene la acometida	<input type="checkbox"/>	Ejemplo de estructura adyacente	
Longitud de la estructura adyacente L_a (m)	0		
Ancho de la estructura adyacente W_a (m)	0		
Altura de la estructura adyacente H_a (m)	0		
Seleccione la localizacion de la estructura adyacente	Aislado: sin objetos en la vecindad ▼		
Ingrese el número de acometidas de comunicaciones	1		
Seleccione el tipo de acometida	Acometida Subterránea ▼		
Altura de los conductores de comunicaciones desde el nivel de la tierra H_c (m)	0		
Seleccione la localizacion de esta acometida.	Rodeado de objetos o árboles de igual altura o menor ▼		
Ingrese la longitud de la acometida de servicio (m)	0		

Seguridad Eléctrica Ltda.

www.seguridadelectricaltda.com

Bogotá - Colombia

© Copyright: Seguridad Eléctrica Ltda.

ANÁLISIS DE RIESGO POR RAYOS NTC 4552-2/2008 IEC 62305-2/2006



PREPARADO POR: ING. LORENA VALENCIA REVISADO POR: ING. HECTOR GRAFFE VALIDADO POR: ING. FAVIO CASAS

OTRO TIPO DE ACOMETIDA

Marque si la estructura a proteger tiene una estructura adyacente de donde proviene la acometida de potencia	<input type="checkbox"/>	Ejemplo de estructura adyacente
Longitud de la estructura adyacente La (m)	0	
Ancho de la estructura adyacente Wa (m)	0	
Altura de la estructura adyacente Ha (m)	0	
Seleccione la localización de la estructura adyacente	Aislado: sin objetos en la vecindad	
Ingrese el número de acometidas	1	
Seleccione el tipo de acometida	Acometida Aérea	
Altura de los conductores desde el nivel de la tierra Hc (m)	0	
Seleccione la localización de la acometida de servicio	Aislado: en la cima de una colina o elevación	
Ingrese la longitud de la acometida de servicio (m)	0	

ACCIONES PREVENTIVAS FRENTE AL RIESGO POR RAYO

Medidas tomadas frente a tensiones de paso y contacto.	Sin medidas de protección	<input checked="" type="checkbox"/>	0
	Aislamiento eléctrico de bajantes expuestas	<input checked="" type="checkbox"/>	0
	Equipotencialización efectiva a nivel del suelo	<input checked="" type="checkbox"/>	0
	Avisos de advertencia	<input checked="" type="checkbox"/>	0
	Refuerzos estructurales como bajantes o restricciones físicas	<input checked="" type="checkbox"/>	0
Seleccione el nivel de protección de la estructura			
Estructura no protegida			
Seleccione el sistema de protección interno adoptado en el edificio.			
Sin sistema de protección interno			
Si la estructura a proteger posee paredes y techos metálicos con un espesor entre 0,1 mm y 0,5 mm marque la casilla. <input checked="" type="checkbox"/>			
Tamaño de la cuadrícula para apantallamientos localizados, distancia entre bajantes o distancia entre columnas si se utiliza un sistema natural (m).	28		
Tipo de cableado interno	Sin apantallamiento y con lazos inductivos (conductores del mismo circuito en diferentes r...		
Marque la casilla si la pantalla del cable esta conectada a la misma barra equipotencial a la cual esta conectado el equipo. <input type="checkbox"/>			
Tipo de canalización	<input type="radio"/> Metálica puesta a tierra en ambos extremos		
	<input type="radio"/> Metálica no puesta a tierra o en un solo extremo		
	<input checked="" type="radio"/> No Metálica		
Ingrese el menor valor de tensión soportable al impulso tipo rayo en voltios, del sistema a proteger (BIL equipos) Uw	1500		
Marque la casilla si existe equipotencialización de las estructuras metálicas, sistemas internos, partes conductoras externas, acometidas de servicio y líneas conectadas a la estructura a proteger. <input checked="" type="checkbox"/>			

Seguridad Eléctrica Ltda.

www.seguridadelectricaltda.com

Bogotá - Colombia

© Copyright: Seguridad Eléctrica Ltda.

ANÁLISIS DE RIESGO POR RAYOS NTC 4552-2/2008 IEC 62305-2/2006



PREPARADO POR: ING. LORENA VALENCIA REVISADO POR: ING. HECTOR GRAFFE VALIDADO POR: ING. FAVIO CASAS

EVALUACIÓN DE PÉRDIDAS

PÉRDIDAS DE VIDAS HUMANAS

Seleccione el uso de la estructura.	Otros	▼
Marque si pueden haber personas expuestas a tensiones de paso y de contacto dentro de la estructura, fuera de la estructura o en ambas ubicaciones.	<input checked="" type="checkbox"/> Dentro de la estructura	
	<input checked="" type="checkbox"/> Fuera de la estructura	
Pérdidas por sobretensiones en instalaciones con sistemas eléctricos críticos.	Sistemas eléctricos críticos para la seguridad. E	▼
Seleccione el riesgo por fuego en la estructura.	Moderado (Estructuras que almacenen material combustible en forma perma	▼
Seleccione la medida de prevención para reducir las consecuencias por fuego.		
Sin medida de prevención		▼
Seleccione la situación especial de peligro.		
Nivel medio de pánico (edificaciones para eventos culturales o deportivos, de 100 a 1000 personas)		▼
PÉRDIDA DE SERVICIOS ESCENCIALES		
Seleccione el tipo de servicio público que no se debería perder.	TV, Telecomunicaciones, Suministro de potencia	▼
PÉRDIDA DE HERENCIA CULTURAL IRREEMPLAZABLE		
Seleccione si existe herencia cultural irremplazable en la edificación.	<input type="checkbox"/>	

EVALUACIÓN DE RIESGO

EVALUACIÓN DE RIESGO DE LA ESTRUCTURA

PROYECTO: INFRAESTRUCTURA TURISTICA

© Copyright: Seguridad Eléctrica Ltda.

RIESGO DE PÉRDIDA DE VIDAS HUMANAS	RIESGO DE PÉRDIDA DEL SERVICIO PÚBLICO	RIESGO DE PÉRDIDA DEL PATRIMONIO CULTURAL
---	---	--

R₁	R₂	R₃
5,8515E-06	1,46E-05	0,00E+00

R₁	R₂	R₃
1,0000000E-05	1,00E-03	1,00E-03

R₁	R₂	R₃
OK!!! RIESGO CONTROLADO	OK!!! RIESGO CONTROLADO	OK!!! RIESGO CONTROLADO

VALORES DE RIESGO CALCULADO

VALORES DE RIESGO TOLERABLE

CONTROL DEL RIESGO



Regresar

E. ANÁLISIS DE RIESGOS DE ORIGEN ELÉCTRICO Y MEDIDAS PARA MITIGARLOS.

Tomado del RETIE 2013 art 10.1.1 Diseño detallado: "Nota 3. Para un análisis de riesgos de origen eléctrico, el diseñador debe hacer una descripción de los factores de riesgos potenciales o presentes en la instalación y las recomendaciones para minimizarlos".

Arcos Eléctricos: pueden ser producidos por malos contactos, cortocircuitos, aperturas de interruptores con carga, apertura o cierre de seccionadores con carga, apertura de transformadores de corriente, apertura de transformadores de potencia con carga sin utilizar equipo extintor de arco, apertura de transformadores de corriente en secundarios con carga, manipulación indebida de equipos de medida, materiales o herramientas olvidadas en gabinetes, acumulación de óxido o partículas conductoras, descuidos en los trabajos de mantenimiento. **Recomendaciones:** Utilizar materiales envolventes resistentes a los arcos, mantener una distancia de seguridad, usar prendas acordes con el riesgo y gafas de protección contra rayos ultravioleta.

Contacto Directo: se presenta por negligencia del personal técnico o impericia de no técnicos, violación de las distancias mínimas de seguridad. **Recomendaciones:** Establecer 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, doble aislamiento. Instalar tableros de acuerdo con la norma con aislamiento de partes activas, instalar puesta a tierra, realizar mantenimiento solamente con personal técnico capacitado.

Contacto Indirecto: Se presenta por Fallas de aislamiento, mal mantenimiento, falta de conductor de puesta a tierra. **Recomendaciones:** Separación de circuitos, uso de muy baja tensión, distancias de seguridad, conexiones equipotenciales, sistemas de puesta a tierra, interruptores diferenciales, mantenimiento preventivo y correctivo. Se deben respetar distancias de seguridad, se cuenta con conexiones equipotenciales, sistema de puesta a tierra y se recomienda mantenimiento correctivo y preventivo.

Cortocircuito: se presenta por fallas de aislamiento, impericia de los técnicos, accidentes externos, vientos fuertes, humedades, equipos defectuosos.

Recomendaciones: Utilizar Interruptores automáticos con dispositivos de disparo de máxima corriente o cortacircuitos fusibles.

Equipo defectuoso: Se presenta por mal mantenimiento, mala instalación, mala utilización, tiempo de uso, transporte inadecuado de los diferentes equipos que componen la instalación. **Recomendaciones:** realizar mantenimiento predictivo y preventivo, reemplazar los equipos con problemas.

Rayos: producido por fallas en el diseño, construcción, operación, mantenimiento del sistema de protección. **Recomendaciones:** instalar Pararrayos, bajantes, puestas a tierra, equipotencializaciones, apantallamientos, topología de cableados de acuerdo con el diseño y recomendaciones de la norma NTC 4552. Además, suspender actividades de alto riesgo, cuando se tenga personal al aire libre.

Ausencia de Electricidad: Se puede presentar por Apagón o corte del servicio, no funcionamiento del sistema ininterrumpido de potencia - UPS, no funcionamiento de plantas de emergencia o transferencia. **Recomendaciones:** Se deben realizar los mantenimientos preventivos y correctivos a los equipos

de respaldo diseñado sistemas ininterrumpidos de potencia y de plantas de emergencia con transferencia automática.

Electricidad Estática: Se produce por la Unión y separación constante de materiales como aislantes, conductores, sólidos o gases con la presencia de un aislante. **Recomendaciones:** mantener los sistemas de puesta, realizar conexiones equipotenciales y utilizar pisos conductivos.

Sobrecarga: se puede presentar por superar los límites nominales de los equipos o de los conductores, instalaciones que no cumplen las normas técnicas, conexiones flojas, armónicos, no controlar el factor de potencia. **Recomendaciones:** Usar Interruptores automáticos con relés de sobrecarga, interruptores automáticos asociados con cortacircuitos, cortacircuitos, fusibles bien dimensionados, dimensionamiento técnico de conductores y equipos, compensación de energía reactiva con banco de condensadores.

Tensión de Contacto: Se puede presentar por Rayos, fallas a tierra, fallas de aislamiento, violación de distancias de seguridad. **Recomendaciones:** realizar puestas a tierra de baja resistencia, restricción de accesos, alta resistividad del piso, equipotencializar.

Tensiones de paso: se puede presentar debido a Rayos, fallas a tierra, fallas de aislamiento, violación de áreas restringidas, retardo en el despeje de la falla, **Recomendaciones:** realizar puestas a tierra de baja resistencia, restricción de accesos, alta resistividad del piso, equipotencializar.

F. A NÁLISIS DEL NIVEL TENSIÓN REQUERIDO.

Teniendo en cuenta la carga y lo estipulado por el Operador de Red **Electrificadora del Caquetá**, el nivel de tensión requerido en baja tensión será trifásico de 208V / 120V (3F+N+T), que alimentará los circuitos de iluminación y fuerza.

G. 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

De acuerdo al Retie 2013 el artículo 14.4 solo aplica para niveles de tensión superior a los 57,5 KV.

H. CÁLCULO DE TRANSFORMADORES Y EQUIPOS DE MEDIDA ELÉCTRICA.

H.1 Cálculo del Transformador.

Para el cálculo de la capacidad del transformador, se consideró:

- El cálculo de la demanda total, según cuadro de carga diversificada mediante los factores de demandada de la NTC 2050 Art 220-11/30.

a) Resumen de Cálculo de la Demanda Total.

PROYECTO: ESTUDIOS Y DISEÑOS PARA LA CONSTRUCCION DE INFRAESTRUCTURA TURISTICA E EL MUNICIPIO DE BELN DE LOS ANDAQUIES EN EL DEPARTAMENTO DEL CAQUETA				
RESUMEN DE CUADROS DE CARGA SEGÚN FACTORES DE DIVERSIDAD NTC 2050				
VOLTAJE: 208-120V				
NUMERO DE USUARIO	AMBIENTE	CARGAS DE ALUMBRADO	CARGAS DE TOMAS	OTRAS CARGAS
1	USURIO FINAL No 1	796	1768	
2	USURIO FINAL No 2	796	1768	
3	USURIO FINAL No 3	796	1768	
4	USURIO FINAL No 4	8831	1895	933
5	USURIO FINAL No 5	796	1768	
6	USURIO FINAL No 6	796	1768	
7	USURIO FINAL No 7	796	1768	
8	USURIO FINAL No 8	1061	2716	
9	USURIO FINAL No 9	796	1768	
10	USURIO FINAL No 10	796	1768	
TOTAL CARGAS ALUMBRADO 100% ART 220-11 NTC 2050		16260		
TOTAL CARGAS TOMAS			18755	
OTRAS CARGAS				933
CARGAS ALUMBRADO 100% ART 220-11 NTC 2050				16260
CARGA (PRIMEROS 10000 VA O MENOS AL 100% ART 220-13 NTC 2050)				10000
CARGA (A PARTIR DE 10000 VA AL 50% ART 220-13 NTC 2050)				4378
OTRAS CARGAS (AL 100%)				933
TOTAL CARGA NETA CALCULADA				31571
TRANSFORMADOR PROYECTADO				30000
CALCULO DE CORRIENTE		83	AL 125%	104,16667
INT. NORMALIZADO		3 x 100	A	
ACOMETIDA				AI 3#1/0F+1#1/0N THW

Con este valor se selecciona el transformador el cual se encuentra dentro de las capacidades normalizadas por la compañía, teniendo como criterio “no superar el 20% de sobrecarga”. La cargabilidad de los transformadores puede ser consultado en la Norma ICONTEC GTC 50, citada en el numeral 1.8.4 del Capítulo I, de la presente Norma.

Por lo anterior se selecciona un Transformador de **30 kVA**

Características del Transformador Seleccionado.

- Capacidad del transformador: 30 kVA
- Tipo de transformador: Trifásico o Tensión primaria: 13.2 kV
- Tensión secundaria: 208 V
- Corriente nominal primaria: 1.31 A
- Corriente nominal secundaria: 83.27 A
- Tipo de transformador: Aceite
- Impedancia: 3.5%

H.2 Selección del equipo de medida.

La selección del equipo medidor de energía para cada uno de los kioscos comerciales y el control del sistema de iluminación de alumbrado público, se realizó de acuerdo con lo indicado en la Tabla 2 y 3 de norma NTC 5019 de 2007.

Tipo de medición	Tipo de servicio	Capacidad Instalada (CI) en kVA	Descripción del medidor			
			Medidor	Energía	Clasificación	Clase Estático
Directa	Monofásico bifilar	<= 12	Monofásico bifilar	Activa	Básico	1
	Monofásico trifilar	<= 24	Monofásico trifilar o Bifásico trifilar	Activa	Básico	1
				Activa y Reactiva	Multienergía	1 2
	Bifásico trifilar	<= 24	Bifásico trifilar	Activa	Básico	1
				Activa y Reactiva	Multienergía	1 2
	Trifásico tetrafilar	<= 36	Trifásico tetrafilar	Activa	Básico	1
Activa y Reactiva				Multienergía	1 2	
Semi-directa	Monofásico trifilar	> 24	Monofásico trifilar o Trifásico trifilar	Activa y Reactiva	Multienergía	1 2
	Trifásico tetrafilar	> 36	Trifásico tetrafilar	Activa y Reactiva	Multienergía	1 o 0,5S 2
Indirecta	Trifásico tetrafilar	> 225	Trifásico trifilar 7) o Trifásico tetrafilar 8)	Activa y Reactiva	Multienergía	0,5 S 2
			Trifásico tetrafilar 9)	Activa y Reactiva	Multienergía	0,2 S 2

Tabla 2. Selección de medidores de energía.

Fuente: NTC 5019 de 2007

Tipo de medición	Medidor de energía	Características del medidor										
		No. F	No. H	No. E	V _r (V) ¹⁾	F _r (Hz)	I _n (A)		I _n ²⁾ (A)	I _{max} ³⁾ (A)	CM (%)	
							Medidor Electromecánico	Medidor estático			Medidor electromecánico	Medidor estático
Directa	Activa, monofásico bifilar	1	2	1	120	60	≤ 15	≤ 10	-	≥ 60	≥ 400	≥ 600
	Activa, monofásico trifilar	1	3	1½	240							
	Activa, bifásico trifilar	2	3	2	2x120/208		≤ 30	-	-	-	-	-
	Reactiva y/o activa, trifásico tetrafilar	3	4	3	3x120/208							
Semi-directa	Activa, monofásico trifilar	1	3	1½	240	-	-	5	≥ 6	-	-	
	Activa y/o reactiva, trifásico trifilar	3	3	2	3x120							
	Activa y/o reactiva, trifásico tetrafilar	3	4	3	3x120/208							
Indirecta	Activa y/o reactiva, trifásico trifilar	3	3	2	3x120	-	-	-	-	-	-	
	Activa y/o reactiva, trifásico tetrafilar	3	4	3	3x69,2/120							

CONVENCIONES

No. F: Número de fases
F_r: Frecuencia de referencia
CM: Cargabilidad del medidor
No. H: Número de hilos
I_n: Corriente básica
No. E: Número de elementos
I_n: Corriente nominal
V_r: Tensión de referencia
I_{max}: Corriente máxima

- Las tensiones de referencia indicadas en la Tabla 2 corresponden a las requeridas para medidores a conectar en un sistema con tensiones entre líneas de 208 V o 240 V y tensiones línea a neutro de 120 V. En general la tensión de referencia del medidor debe corresponder a la tensión nominal del sistema eléctrico en el punto de conexión del medidor. También se permite la instalación de medidores multi-rango de tensión, siempre y cuando la tensión nominal del sistema eléctrico, en el punto de conexión del medidor esté dentro de los rangos de tensiones para los cuales se garantiza la exactitud del medidor.
- En casos especiales la corriente nominal puede ser de 1 A y en dicho caso la corriente máxima debe ser mayor o igual a 2 A.
- Para medición directa, la corriente máxima del medidor debe ser superior a la corriente a plena carga en el punto de conexión. Para las mediciones semi-directas e indirectas la corriente máxima del medidor debe ser mayor o igual al valor resultante de multiplicar la corriente nominal del t.c. por su factor de sobrecarga.

Tabla 3. Medidores de energía y sus características eléctricas.

Fuente: NTC 5019 de 2007

H2.1 Medida de Modulo de Ventas.

Se empleará el tipo de medición directa, con un tipo de servicio bifásico trifilar, que estará compuesta por: Un (1) medidor de energía activa bifásico trifilar 2x120/208V con índice de clase para energía activa 1.

H2.2 Medida de Áreas Comunes.

Se empleará el tipo de medición directa, con un tipo de servicio trifásico tetrafilar, que estará compuesta por: Un (1) medidor de energía activa trifásico tetrafilar 3x120/208V con índice de clase para energía activa 1.

H7.3 Medida de Control-Macromedida de Red.

- **Transformador No 1 de 30 kVA:**

Se empleará el tipo de medición semi-directa, con un tipo de servicio trifásico tetrafilar, que estará compuesta por: Un (1) medidor de energía reactiva y activa trifásico tetrafilar 3x120/208V con índice de clase para energía activa 1 y reactiva 2, tres (3) transformadores de corriente (TC) tipo ventana de relación 100/5 clase de exactitud 0.5.

Para la selección de los transformadores de corriente se determinó la corriente primaria y secundaria en relación a la carga de diseño.

- **Corriente nominal primaria y secundaria:**

La corriente primaria nominal del transformador de corriente, se seleccionó de tal forma que el valor de la corriente a plena carga, en el sistema eléctrico al cual está conectado el transformador de corriente esté comprendido entre

el 80 % de la corriente nominal y la corriente nominal multiplicada por el factor de cargabilidad del TC, es decir:

$$0.8I_{pn} \leq I_{pc} \leq I_{pn}FC$$

$$0.8 * 100 \leq 83.27 \leq 100 * 1.2$$

Donde:

I_{pc} = es la corriente a plena carga del sistema eléctrico en el punto donde será conectado el transformador de corriente. Para nuestro caso es 83.27 A, que es la corriente nominal del **Transformador**.

I_{pn} = es la corriente primaria nominal del transformador de corriente seleccionado. Para nuestro caso es 100 A, ya que la carga de diseño demandada para el **Transformador** es de 30 KVA, y está comprendida dentro del rango de 28 a 43 KVA estipulados en la Tabla 4 de la NTC 5019 de 2007.

FC = es el factor de cargabilidad del TC. Se consideró el factor 1.2, haciendo referencia a la corriente máxima garantizada en el transformador.

El valor normalizado de la corriente secundaria del TC es de 5A.

Circuitos a 3 x 120/208 V		Circuitos a 3 x 127/220 V		Circuitos a 3 x 254/440 V		Circuitos a 120/240 V	
Capacidad instalada (kVA)	Relación de los t.c	Capacidad instalada (kVA)	Relación de los t.c	Capacidad instalada (kVA)	Relación de los t.c	Capacidad instalada (kVA)	Relación de los t.c
28 A 43	100/5	30 A 45	100/5	60 A 91	100/5	19 A 28	100/5
44 A 65	150/5	46 A 68	150/5	92 A 137	150/5	29 A 43	150/5
66 A 86	200/5	69 A 91	200/5	138 A 183	200/5	44 A 57	200/5
87 A 129	300/5	92 A 137	300/5	184 A 274	300/5	58 A 86	300/5
130 A 162	400/5	138 A 182	400/5	275 A 365	400/5	87 A 108	400/5
163 A 194	500/5	183 A 228	500/5	366 A 457	500/5	109 A 129	500/5
195 A 259	600/5	229 A 274	600/5	458 A 548	600/5	130 A 172	600/5
260 A 324	800/5	275 A 365	800/5	549 A 731	800/5	173 A 216	800/5
325 A 389	1 000/5	366 A 457	1 000/5	732 A 914	1000/5	217 A 259	1 000/5
390 A 467	1 200/5	458 A 548	1 200/5	915 A 1097	1200/5	260 A 311	1 200/5
468 A 648	1 600/5	549 A 731	1 600/5	1 098 A 1463	1600/5	312 A 438	1 600/5

Tabla 4. Relación de transformadores t.c. para mediciones semi-directa.

Fuente: NTC 5019 de 2007

○ **Clase de exactitud:**

Para la clase de exactitud de los medidores y transformadores de corriente (TC), se consideró el nivel de tensión del punto de conexión en el sistema eléctrico y la magnitud de la carga a la cual se efectuará la medición de energía consumida. El índice de la clase de medidor de energía reactiva corresponde a lo establecido en la norma NTC 4569 o sus equivalentes normativos de la Comisión Electrotécnica Internacional, CEI.

A continuación, se muestra la clasificación de los puntos de medición, en relación a lo estipulado en la Resolución de la CREG 038/2014, Artículo 6.

Tipo de puntos de medición	Consumo o transferencia de energía, C, [MWh-mes]	Capacidad Instalada, CI, [MVA]
1	$C \geq 15.000$	$CI \geq 30$
2	$15.000 > C \geq 500$	$30 > CI \geq 1$
3	$500 > C \geq 50$	$1 > CI \geq 0,1$
4	$50 > C \geq 5$	$0,1 > CI \geq 0,01$
5	$C < 5$	$CI < 0,01$

Tabla 1. Clasificación de los puntos de medición.

Fuente: CREG 038/2014

La clase de exactitud de los medidores y transformadores de medida corresponde a lo señalado en la Tabla 2 de la Resolución de la CREG 038/2014, Artículo 9.

Tipo de puntos de medición	Índice de clase para medidores de energía activa	Índice de clase para medidores de energía reactiva	Clase de exactitud para transformadores de corriente	Clase de exactitud para transformadores de tensión
1	0,2 S	2	0,2 S	0,2
2 v.3	0,5 S	2	0,5 S	0,5
4	1	2	0,5	0,5
5	1	2	--	--

Tabla 2. Requisitos de exactitud para medidores y transformadores de medida.

Fuente: CREG 038/2014

I. CALCULO DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA.

Para el sistema de tierra se seguirán las recomendaciones del Código Eléctrico Nacional y las disposiciones de la Operador Local prestador del servicio. Una vez construido el sistema de tierra, se deberá comprobar que su resistencia sea inferior a la máxima permitida, en caso de obtener un valor superior se recomienda hacerle un tratamiento al suelo con la que se conseguirá la resistencia adecuada.

A continuación, se presenta unos valores máximos de resistencia de puesta a tierra, los cuales pueden ayudar a mejorar lo anteriormente mencionado.

APLICACIÓN	VALORES MÁXIMOS DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA
Estructuras y torrecillas metálicas de líneas o redes con cable de guarda	20 Ω
Subestaciones de alta y extra alta tensión.	1 Ω
Subestaciones de media tensión.	10 Ω
Protección contra rayos.	10 Ω
Punto neutro de acometida en baja tensión.	25 Ω
Redes para equipos electrónicos o sensibles	10 Ω

Tabla 15.4. Valores de referencia para resistencia de puesta a tierra

Fuente: RETIE 2013 Pagina 104

• METODOLOGIA

Se debe hacer un análisis del área y del cubrimiento de la malla a calcular. La norma IEEE 80 asume que todo diseño debe corresponder a una malla horizontal en forma de retículas conformada por conductores enterrados y complementada por un número de varillas verticales preferiblemente colocadas en las esquinas y en la periferia de esta.

Para este diseño de la malla de puesta a tierra en la subestación, se procedió de acuerdo con:

- ✓ Investigar las características del suelo.

- ✓ Medición de la resistividad del terreno.
- ✓ Corriente Máxima de Falla a Tierra En MT (Entrega por el OR).
- ✓ Tipo de Carga.
- ✓ Cálculo del Conductor de puesta a tierra.
- ✓ Cálculo de la resistencia de la malla.
- ✓ Cálculo de Tensiones de Paso y Contacto en circuito abierto
- ✓ Cálculo del Máximo Potencial a Tierra GPR
- ✓ Cálculo de Tensiones de Paso y Contacto en caso de falla

- **CARACTERISTICAS DEL SUELO.**

En el análisis realizado a varias porciones del suelo, se encontró que presentaba las siguientes características.

Mirar APLICA (SI/NO)

TIPO DE SUELO	APLICA	CARACTERISTICAS
Suelo Arcilloso	SI	Este es un suelo que posee una textura pesada, no obstante, lo cual es suave y pegajoso. Como aspecto relevante, se establece que puede moldearse cuando está húmedo (se torna entonces resbaladizo y muy dúctil), propicia una alta retención de agua y presenta un alto nivel de infiltración.
Suelo limoso	NO	Son los suelos que contienen una proporción muy elevada de limo. Es un tipo de suelo muy compacto, sin llegar a serlo tanto como los arcillosos. Estos suelos resultan producidos por la

		sedimentación de materiales muy finos arrastrados por las aguas o depositados por el viento. Suelen presentarse junto a los lechos de los ríos y son muy fértiles.
Suelo Arenoso	NO	<p>El suelo arenoso es el que está formado principalmente por arena. La arena son partículas pequeñas de piedra de carácter silicio con un diámetro entre 0.02 y 2 mm. A diferencia de la arcilla cuando está húmeda o mojada no se engancha. Los suelos arenosos no retienen el agua que rápidamente se hunde a capas más profundas. Son suelos considerados secos en donde hay muy poca humedad. A diferencia de los suelos anteriores requieren un riego continuado y un trabajo constante si queremos darle una forma determinada porque la pierden con facilidad. Presentan colores claros.</p> <p>Sabemos que se trata de este tipo de suelo porque al coger un poco de él entre los dedos, somos incapaces de formar una bola. Este tipo de tierra, por mucho que la manipulemos, seguirá estando suelta.</p>
Suelo Margoso	NO	<p>Este suelo se caracteriza por estar compuesto de arcilla, limo y arena con abundante cantidad de materia vegetal descompuesta (humus). De igual manera presenta un color oscuro poco apelmazado y ligero. Podríamos decir que presenta las características positivas de los tres suelos: Arcilloso, limoso y Arenoso. Mantiene la suficiente humedad, pero, al mismo tiempo permite la permeabilidad hacia las capas</p>

		inferiores. Es el tipo de suelo preferido por los jardineros.
Suelo gredoso	NO	Un suelo gredoso es aquel que procede de la descomposición de las cretas o piedras calizas que contienen mucho carbonato, cálcico. Es un tipo de tierra ligero y con un buen drenaje. Presenta un tipo de color marrón claro o un blanquecino
Suelo pantanoso	NO	Se considera que un suelo es pantanoso a aquel que se ha formado en lugares que se encuentran habitualmente inundados. Son suelos que tienen muy poca riqueza mineral y con una acidez muy elevada. Su color es negro.
Suelo Rocoso	NO	Los terrenos formados mayoritariamente por estratos rocosos son muy resistentes a la compresión y en caso de no presentar la roca fisuras o estratificación, son los más adecuados para soportar las cimentaciones. En el estudio de los materiales rocosos se debe distinguir entre el comportamiento de las propiedades geomecánicas de la roca matriz, que se obtienen por medio de ensayos, y el del medio rocoso, que suelen incluir discontinuidades en su estructura. Presentan una regular humedad, pero al contrario del arcilloso es fácilmente filtrable.

En conclusión, el terreno del proyecto **“MEJORAMIENTO DE LA MOVILIDAD PEATONAL (ETAPA 1) A LA ENTRADA DEL CASCO URBANO DEL MUNICIPIO DE BELEN DE LOS ANDAQUIES Y UN PARQUE BIOSALUDABLE EN EL MUNICIPIO DE ALBANIA, EN EL DEPARTAMENTO DEL CAQUETA”**

presente unas **ÓPTIMAS** características del suelo y condiciones para la construcción de una malla de puesta a tierra, para la subestación proyectada.

A. MEDIDA DE LA RESISTIVIDAD DEL TERRENO

Con objeto de medir la resistividad del suelo para el presente proyecto se aplicó el Método tetraelectrónico de Wenner, en el cual se hace necesario insertar los 4 electrodos en el suelo. Los cuatro electrodos se colocan en línea recta y a una misma profundidad de penetración, las mediciones de resistividad dependerán de la distancia entre electrodos y de la resistividad del terreno, y por el contrario no dependen en forma apreciable del tamaño y del material de los electrodos, aunque sí dependen de la clase de contacto que se haga con la tierra.

El principio básico de este método es la inyección de una corriente directa o de baja frecuencia a través de la tierra entre dos electrodos C1 y C2 mientras que el potencial que aparece se mide entre dos electrodos P1 y P2. Estos electrodos están enterrados en línea recta y a igual separación entre ellos. La razón V/I es conocida como la resistencia aparente. La resistividad aparente del terreno es una función de esta resistencia y de la geometría del electrodo.

En la figura 1 se observa esquemáticamente la disposición de los electrodos, en donde la corriente se inyecta a través de los electrodos exteriores y el potencial se mide a través de los electrodos interiores. La resistividad aparente es entregada directamente por el equipo y está dada por la siguiente expresión:

$$\rho = 2 * \pi * R * a$$

ρ Es la resistividad del terreno en Ohm-m

a Es la distancia de separación entre los electrodos de medición
R Es la resistencia medida en Ohm

En la figura 2 se observa la conexión del equipo para la medida de la resistividad del terreno

La resistividad obtenida como resultado de estas ecuaciones representa la resistividad promedio de un hemisferio de terreno de un radio igual a la separación de los electrodos.

Para el presente caso se efectuaron exploraciones para diferentes distancias de separación entre electrodos (1, 2, y 3m), con una profundidad de enterramiento de 0.25 m, y en 2 diferentes rutas, con el fin de obtener un conjunto de valores que permitan promediar la resistividad media del terreno en estudio, en donde se implementara cada una de las mallas de puesta a tierra.

Esquema de conexiones

El montaje utilizado para la medición de resistividad se ilustra en el siguiente diagrama:

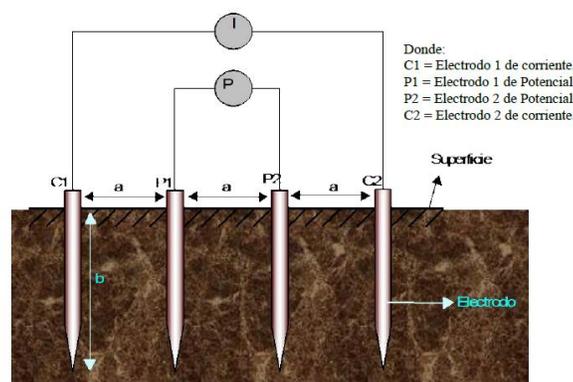


Figura 1 Montaje para medición de resistividad de terreno, aplicando el método Wenner

- **GRÁFICAS DE LAS MEDICIONES REALIZADAS**

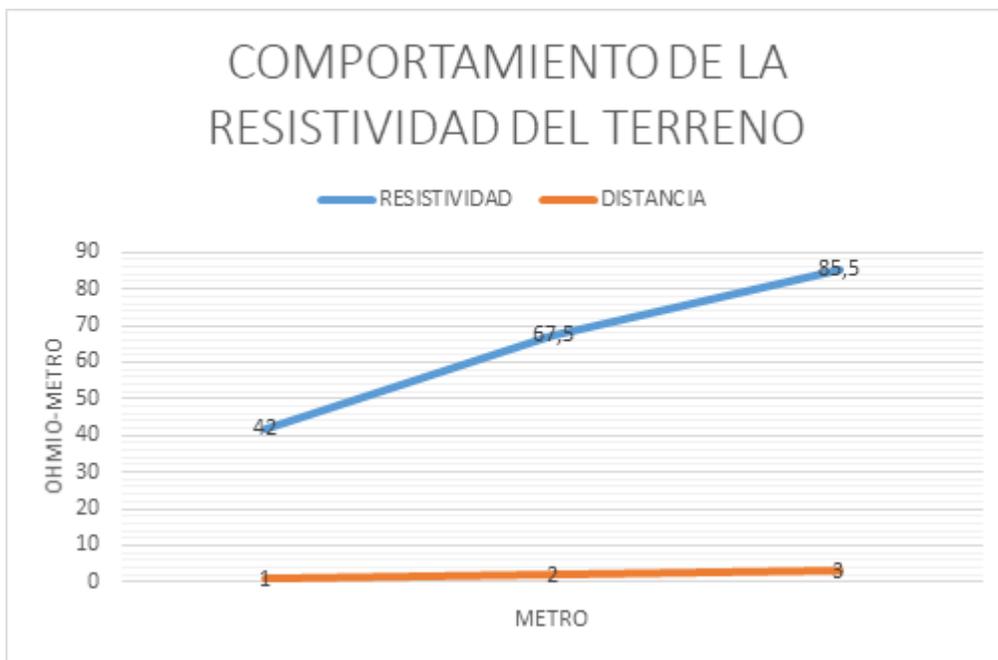


Tabla de Mediciones		
Descripción	Ohmio-metro(Ω m)	Distancia (m)
1 medida	42	1
2 medida	67.5	2
3 medida	85.5	3
Promedio	65	

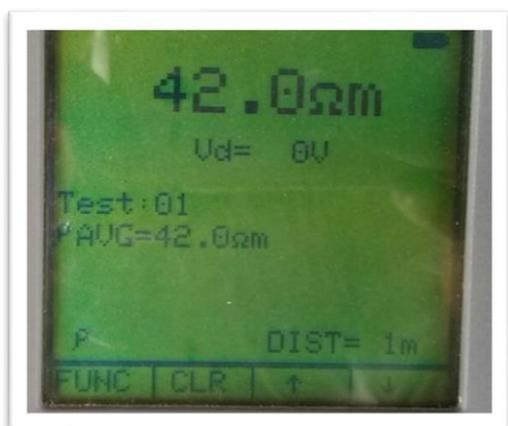
Nota 1:

- Analizando la representación gráfica, se observa que la línea de tendencia presenta comportamiento logarítmico, donde a mayor longitud (m) de la ubicación de la piqueta, el valor de la resistividad (Ω .m), **tiende a aumentar**, lográndose concluir que el terreno presenta características de **varias capas**.

- De acuerdo al resultado obtenido promedio, se establece que la resistividad del terreno es de **65 Ω m**, resultado que **SI** es favorable para la implementación del sistema de puesta a tierra topología triangular, valor que coincide con el análisis obtenido en el ítem “**Características del Suelo**”.

REGISTRO FOTOGRAFICO

RESULTADO DE LAS MEDICIONES DE RESISTIVIDAD DEL TERRENO



MEDIDA 1 m



MEDIDA 2 m



MEDIDA 3 m

Para los cálculos del SPT se utilizará el software “Cálculo de Malla Tierra por IEEE 80-1986”, siendo este un software con una interfaz representada en Excel.

I.1 MATRIZ DE CALCULO DE SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

Cálculo Malla de Puesta a Tierra



Según IEEE-80-1986 "IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding"

DATOS DEL TERRENO

Lado Mayor	m	3
Lado Menor	m	3
Resistividad 1ª Capa	Ω -m	65
Resistividad Capa Superficial	Ω -m	3000
Espesor Capa Superficial	m	0,1
Área de la Malla	m ²	9
Profundidad de la Malla	m	1

DATOS DE CONEXIÓN

Tiempo de Despeje de la Falla	seg	0,03
Temperatura Máxima de Operación	°C	450
Temperatura Ambiente	°C	30

DATOS DE CORRIENTE DE FALLA

Corriente de Falla	A	2466,6
Factor Divisor de Corriente	%	1%
Corriente de Diseño de la Malla	A	24,666

Por favor Seleccione el tipo Conexión en su Diseño



UNION EXOTERMICA

UNION COMPRESION

VOLVER MENU PRINCIPAL

IMPRIMIR DATOS

Cálculo Malla de Puesta a Tierra



Según IEEE-80-1986 "IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding"

CALCULO DEL CONDUCTOR DE PUESTA A TIERRA

Corriente de Diseño de la Malla	A	2466,6
Sección Transversal del Conductor	mm ²	1,9335550
Temperatura Máxima de Operación	°C	450
Temperatura Ambiente	°C	30
Tiempo de Despeje de la Falla	seg	0,03

Cálculo Calibre del Conductor

	Diámetro	Calibre
El Conductor Mínimo de Diseño	9,35 mm	1/0

CALCULO DE LA RETICULA DE MALLA DE PUESTA A

Lado Mayor	m	3
Lado Menor	m	3
Separación de la Cuadrícula	m	1,50
Número de Conductores Paralelos a Lado Mayor	-	3
Número de Conductores Paralelos a Lado Menor	-	3
Longitud Total del Conductor de la Malla de Puesta a Tierra	m	18

Por favor Selecciones el
Número de Conductores en
Paralelo al Lado Mayor

VOLVER MENU PRINCIPAL

IMPRIMIR CONDUCTOR Y CUADRICULA

Cálculo Malla de Puesta a Tierra



Según IEEE-80-1986 "IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding"

TENSIONES TOLERABLES

Tensión de Toque	V	3.603,05
Tensión de Paso	V	11.692,90
Factor de Reflexión	-	-0,25
Factor de Reducción del Terreno	-	0,66

 CRITERIO 50 kg

 CRITERIO 70 kg

Por favor Seleccione el Criterio de Diseño

 SIN JABALINA

 CON JABALINAS

Por favor Seleccione La Opción Deseada

CALCULO DE LA TENSION DE TOQUE

Tensión de Toque	V	28,38
Resistividad del Suelo	Ω -m	65,00
Factor de Espaciamiento de la Malla	-	0,653
Factor Correctivo Geometría de la Malla	-	1,172
Maxima Corriente de la Malla	A	24,6660
Longitud Total Equivalente del Conductor de la Malla	m	18

Factor de Espaciamiento de la Malla para Tensión de Toque

Factor de Espaciamiento de la Malla	-	0,653
Espaciamiento entre los Conductores paralelos	m	1,50
Profundidad de la Malla	m	1,00
Número de Conductores Paralelos de la Cuadrícula	m	3,00
Diámetro del Conductor	m	0,00935
Factor Correctivo de Efecto de las Jabalinas	-	1,00
Factor Correctivo de Profundidad de los Conductores	-	1,41

Factor Correctivo de la Malla

Factor Correctivo de la Malla	-	1,17
-------------------------------	---	------

CALCULO DE LA TENSION DE PASO

Tensión de Paso	V	40,98234
Resistividad del Suelo	Ω -m	65,00
Factor de Espaciamiento de la Malla	-	0,393
Factor Correctivo Geometría de la Malla	-	1,17
Maxima Corriente de la Malla	A	24,6660
Longitud Total Equivalente del Conductor de la Malla	m	18

Factor de Espaciamiento de la Malla para Tensión de Paso

Factor de Espaciamiento de la Malla	-	0,39
Espaciamiento entre los Conductores paralelos	m	1,50
Profundidad de la Malla	m	1,00
Número de Conductores Paralelos de la Cuadrícula en la Dirección del Lado Mayor	m	3,00

Ud. Seleccióó la Opción Con Jabalinas
Por Favor Coloque los Datos de las Jabalinas

JABALINAS

Número de Jabalinas	und	9
Diámetro de la Jabalina	pulg	0,75
Longitud de la Jabalina	pies	8

RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

Resistencia de Puesta a Tierra	Ω	6,4822
--------------------------------	----------	--------

POTENCIAL MÁXIMO DE LA MALLA (G.P.R)

Potencial Máximo de la Malla (GPR)	V	159,89081
------------------------------------	---	-----------

 VOLVER MENU PRINCIPAL

 IMPRIMIR RESULTADOS

Diseño Apropriado

Tensión de Toque 0,78756% de la Tensión de Toque Tolerable
 Tensión de Paso 0,35049% de la Tensión de Paso Tolerable

COMPARACIÓN DE POTENCIALES		
	TENSIÓN MÁXIMA PERMISIBLES POR EL CUERPO HUMANO	TENSIONES DE MALLA
Tensión de Paso	11692.05 V	40.98 V
Tensión de Toque	3603.05 V	28.38 V

Tiempo de despeje de la falla	Máxima tensión de contacto admisible (rms c.a.) según IEC para 95% de la población. (Público en general)	Máxima tensión de contacto admisible (rms c.a.) según IEEE para personas de 50 kg (Ocupacional)
Mayor a dos segundos	50 voltios	82 voltios
Un segundo	55 voltios	116 voltios
700 milisegundos	70 voltios	138 voltios
500 milisegundos	80 voltios	164 voltios
400 milisegundos	130 voltios	183 voltios
300 milisegundos	200 voltios	211 voltios
200 milisegundos	270 voltios	259 voltios
150 milisegundos	300 voltios	299 voltios
100 milisegundos	320 voltios	366 voltios
50 milisegundos	345 voltios	518 voltios

Tabla 15.1. Máxima tensión de contacto admisible para un ser humano

Fuente: RETIE

Se puede observar que para un tiempo de despeje de 300 milisegundos la máxima tensión de contacto admisible es de 200 V, entonces la tensión de la retícula de la malla es de 28.38 V.

El valor de la resistencia de tierra es de 6.2 ohmios el cual es inferior al valor de referencia establecido en la Tabla 15.4 “Valores de referencia para resistencia de puesta a tierra” del RETIE.

J. CÁLCULO ECONÓMICO DE CONDUCTORES, TENIENDO EN CUENTA TODOS LOS FACTORES DE PÉRDIDAS, LAS CARGAS RESULTANTES Y LOS COSTOS DE LA ENERGÍA.

Para comparar los costos iniciales de compra e instalación con los costos de pérdida de energía de un conductor eléctrico, es necesario expresarlos en valores económicos comparables. Entendiendo que, cuanto menor sea la sección transversal de un conductor eléctrico, menor es su costo inicial de adquisición e instalación y mayor su costo operativo durante su vida útil, en algunos casos es más viable económicamente instalar mayor cantidad de cables por fase con conductores de menor calibre que instalar un único conductor de mayor calibre.

Una vez calculado el valor de pérdidas del conductor se obtiene el costo de la pérdida de energía (operativa) del mismo. De este modo, el costo total para instalar y operar el cable, se expresa de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$\text{Costo total} = CT = CI + CJ$$

Donde:

CI: es el costo inicial de instalación del cable en su longitud total, [\\$].

CJ: es el valor presente de las pérdidas, [\\$].

- **El cálculo del costo inicial de instalación del conductor CI se desarrolla a partir de la siguiente ecuación:**

$$CI = \text{Costo Conductor} (\$/m) * \# \text{Conductores} * \text{Longitud de Instalación en } (m)$$

- **El cálculo del costo de pérdidas se soluciona a partir de la siguiente expresión:**

$$CJ = \text{Pérdidas de energía (kWh * mes)} * \text{Costo kWh (\$)} * \text{Tiempo (años)}$$

Normatividad aplicable.

- Los conductores deben dimensionarse garantizando una corriente superior a las protecciones calculadas En el literal 'M' de la presente memoria de cálculo.
- Los cables que se transporten por canalización se aplicarán las secciones de la NTC 2050 310-16 "Capacidad de Corriente permisible en conductores aislados para 0 a 2000V nominales y 60°C a 90°C.
- Límite de regulación no mayor del 3 % para la red de Media Tensión 13.2 KV.
- Límite de regulación para la red de Baja Tensión establecido en la sección 210-19 de la NTC 2050.
- Factor de ajuste de los conductores a 75°C por bandeja portacables tabla 2 de la NTC 2431.

MATRIZ DE CALCULO ECONOMICO DE CONDUCTORES

AMBIENTE	CARACTERISTICAS DE LA CARGA					CONDUCTOR SELECCIONADO				R EQUIVALENTE (Ω/km)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR DE LINEA (Ω)	PERDIDAS DE POTENCIA (kW)	ENERGIA (kWh*mes)	VALOR DEL KILO VATIO MES (\$)	COSTO DE PERDIDA (\$)	COSTO DE PERDIDA 15 AÑOS (\$) CJ	COSTO DEL CONDUCTOR EN METRO LINEAL (\$)	No DE CONDUCTORES DEL SISTEMA	COSTO DEL CONDUCTOR (\$) CI	COSTO TOTAL CT=Ci+Cj
	CARGA KVA	CORRIENTE AL 1,25%	NIVEL DE TENSION V	LONGITUD m	PORCENTAJE DE REGULACION ACUMULADO %	CAPACIDAD DE CORRIENTE	CALIBRE	AISLAMIENTO	MATERIAL											
TRANSFORMADOR-CP8	30	104,0895918	208	55,000	1,42682265,E+00	120	1/0	THW	ALUMINIO	0,10005	0,00550275	0,17886	128,7799181	536,82	69131,63561	12443694,41	6050	4,000	1331000,00	13774694,41
CP8-USUARIO FINAL No 1	2,564	15,40865385	208	10,000	1,52302393,E+00	38	8	CONCENTRICO	COBRE	0,11225	0,0011225	0,00053	0,384631114	536,82	206,4776744	37165,9814	20000	1,000	200000,00	237165,98
CP8-USUARIO FINAL No 2	2,564	15,40865385	208	5,000	1,48179481,E+00	38	8	CONCENTRICO	COBRE	0,11225	0,0005625	0,00027	0,192315557	536,82	103,2388372	18582,9907	20000	1,000	100000,00	118582,99
CP8-USUARIO FINAL No 3	2,564	15,40865385	208	39,000	1,57799609,E+00	38	8	CONCENTRICO	COBRE	0,11225	0,0043875	0,00208	1,500061343	536,82	805,2629302	144947,3274	20000	1,000	780000,00	924947,33
CP8-CP1	23,308	80,87067352	208	25,000	2,04412320,E+00	120	1/0	THW	ALUMINIO	0,10005	0,00250125	0,04908	35,33401369	536,82	18968,00523	3414240,941	6050	4,000	605000,00	4019240,94
CP1-USUARIO FINAL No 4	11,049	38,33619666	208	34,000	2,20190292,E+00	91	4	CONCENTRICO	COBRE	0,09935	0,0033779	0,01489	10,72305635	536,82	5756,351109	1036143,2	70000	1,000	2380000,00	3416143,20
CP1-CP7	11,259	39,0648238	208	24,000	2,18529693,E+00	120	1/0	THW	ALUMINIO	0,10005	0,0024012	0,01099	7,915052967	536,82	4248,958734	764812,5721	6050	4,000	580800,00	1345612,57
CP7-USUARIO FINAL No 5	2,564	15,40865385	208	26,000	2,25401213,E+00	38	8	CONCENTRICO	COBRE	0,11225	0,002925	0,00139	1,000040895	536,82	536,8419535	96631,55163	2000	1,000	52000,00	148631,55
CP7-USUARIO FINAL No 6	2,564	15,40865385	208	17,000	2,32272733,E+00	38	8	CONCENTRICO	COBRE	0,11225	0,0019125	0,00091	0,653872893	536,82	351,0120465	63182,16837	2000	1,000	34000,00	97182,17
CP7-CP2	6,131	21,27244291	208	17,000	2,27012456,E+00	120	1/0	THW	ALUMINIO	0,10005	0,00170085	0,00231	1,662472611	536,82	892,4485471	160640,7385	6050	4,000	411400,00	572040,74
CP2-USUARIO FINAL No 7	2,564	15,40865385	208	10,000	2,32509672,E+00	38	8	CONCENTRICO	COBRE	0,11225	0,0011225	0,00053	0,384631114	536,82	206,4776744	37165,9814	20000	1,000	200000,00	237165,98
CP2-USUARIO FINAL No 8	3,777	22,69831731	208	14,000	2,61428480,E+00	38	8	CONCENTRICO	COBRE	0,11225	0,001575	0,00162	1,168504464	536,82	627,2765665	112909,782	20000	1,000	280000,00	392909,78
CP7-CP6	5,128	17,79238089	208	10,000	2,55331570,E+00	120	1/0	THW	ALUMINIO	0,10005	0,0010005	0,00095	0,684130541	536,82	367,2549569	66105,89224	6050	4,000	242000,00	308105,89
CP6-USUARIO FINAL No 9	2,564	15,40865385	208	10,000	2,66291698,E+00	38	8	CONCENTRICO	COBRE	0,11225	0,0011225	0,00053	0,384631114	536,82	206,4776744	37165,9814	20000	1,000	200000,00	237165,98
CP6-USUARIO FINAL No 10	2,564	15,40865385	208	10,000	2,64921682,E+00	38	8	CONCENTRICO	COBRE	0,11225	0,0011225	0,00053	0,384631114	536,82	206,4776744	37165,9814	20000	1,000	200000,00	237165,98

Tabla J1.1. Cálculo económico de conductores Alimentador de Acometidas Eléctricas.

Análisis Económico: La selección para cada uno de los conductores alimentadores, cumplen con el cálculo económico y técnico de conductores para la acometida eléctrica en B.T.

K. 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.

Los conductores que alimentaran cada uno de los circuitos, fueron seleccionados de acuerdo con la corriente nominal de la carga sin sobrepasar la corriente máxima del mismo.

Normatividad aplicable: De acuerdo al artículo 27.4.3 c) del RETIE 2013: “La corriente de disparo del interruptor no debe superar la corriente a la cual el aislamiento del conductor o los equipos asociados, alcancen la temperatura máxima de operación permitida.” Los conductores deben dimensionarse garantizando una corriente superior a las protecciones calculadas En el literal ‘M’.

En la siguiente tabla K1, se resumen la verificación de los conductores para cada uno de los circuitos.

VERIFICACION DE CONDUCTORES ELECTRICOS								
DESCRIPCIÓN DE LA PROTECCIÓN	CARGA kVA	MULTIPLICIDAD No DE CIRCUITOS	CORRIENTE (In) AL 1,25%	MATERIAL	CONDUTOR AWG-kcmil	CORRIENTE MAXIMA DEL CONDUCTOR (A)	CORRIENTE CORREGIDA DEL CONDUCTOR	PROTECCIÓN INSTALADA (A)
ACOMETIDAS GENERALES-PARCIALES								
MODULO DE VENTA TIPO 1	2,564	1	15,409	COBRE	8	50	50	2X30
MODULO DE VENTA TIPO 2	2,564	1	15,409	COBRE	8	50	50	2X30
T.AREA COMUNES	11,049	1	38,336	COBRE	4	85	85	3X50

Tabla K1. Verificación de conductores eléctricos.

L. CÁLCULO MECÁNICO DE ESTRUCTURAS Y DE ELEMENTOS DE SUJECIÓN DE EQUIPOS.

Los equipos y materiales suministrados para el sistema de distribución deberán cumplir con lo estipulado en la NC IPSE y CELSIA, Norma de Electro Caquetá y en el RETIE.

Para el diseño mecánico de estructuras se debe tener en cuenta los tipos de apoyos a instalar y la capacidad de ruptura; de igual forma el tipo de crucetería a instalar, dependiendo del tipo de ángulo y distancia entre apoyos. Por otra parte, toca tener en cuenta las tensiones horizontales, verticales, flecha, y condición crítica del conductor.

- **Calculo Mecánico del Conductor**

La tensión de trabajo del conductor a temperatura promedio, sin carga de viento no puede ser mayor del 25% de su carga de rotura.

La tensión del conductor no debe sobrepasar en ningún caso el 50% de la carga de ruptura, con viento y temperatura mínima.

- **Selección de Estructuras**

REF: CODENSA- IPSE-CELSIA	DESCRIPCION
NC 730	DERIVACIÓN TRIFÁSICA CON CORTACIRCUITOS
NC 711	MONTAJE DE TRANSFORMADOR TRIFASICO HASTA 75 kV
T 404	ESTRUCTURA TERMINAL TRIANGULAR CON CRUCETA EN CRUZ TRIFÁSICA- CIRCUITO SENCILLO

M. 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.

En este ítem, se presentan los cálculos y curvas obtenidas como resultado de las simulaciones en el Software LSPS para los cálculos de corrientes de cortocircuito en cada uno de los ramales y barrajes del sistema; además del estudio de coordinación de protecciones donde se evidencia de forma gráfica el comportamiento termomagnético de las curvas asociadas a los diferentes tipos de interruptores ACB, MCCB y MCB de la marca LS de LG mediante el software LSPS de este fabricante; el cual se ha seleccionado como referencia para este informe.

El cálculo y coordinación de protecciones se encuentra dentro de las exigencias establecidas por el RETIE 2013 en el artículo 10.1 literal.

Para el cálculo de las protecciones se tiene en cuenta que su valor no debe ser superior a la capacidad de conducción en amperios correspondiente a la del conductor que va a proteger.

El cálculo y coordinación de protecciones contra sobrecorriente se realiza con el fin de verificar que los tiempos de acción de las diferentes protecciones eléctricas que forman parte del proyecto, se encuentran debidamente coordinados según su posición en la instalación.

Las corrientes simétricas dadas por el operador de red ELECTROCAQUETA S.A. E.S.P, vienen de la subestación Belén de los Andaquies, que fueron tomadas para el estudio de coordinación de protecciones.

CORRIENTES SIMÉTRICAS	
Corriente trifásica	2.594 KA

Corriente Simétrica dadas por el Operador de Red

La potencia para el equivalente de la red será:

$$S = \sqrt{3} * V_L * I_l = \sqrt{3} * 13.2 \text{ kV} * 2.594 \text{ kA} = 59.3 \text{ MVA}$$

A continuación, se resumen las respectivas coordinaciones de protecciones, en relación al diagrama unifilar diseñado.

M.1. Simulación Para El Cálculo De Los Niveles De Cortocircuito.

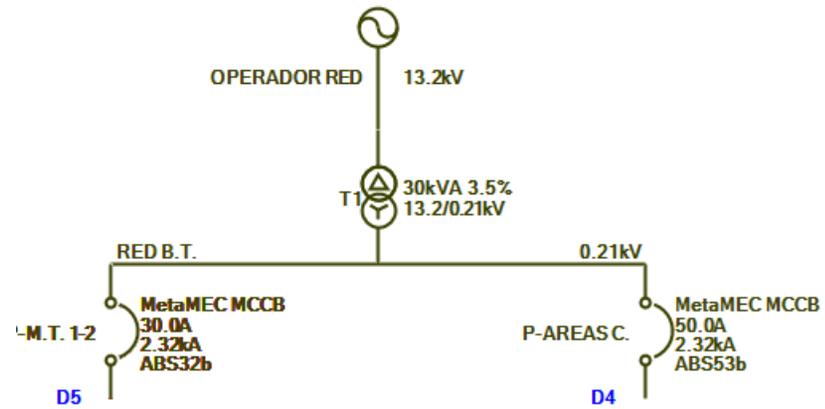
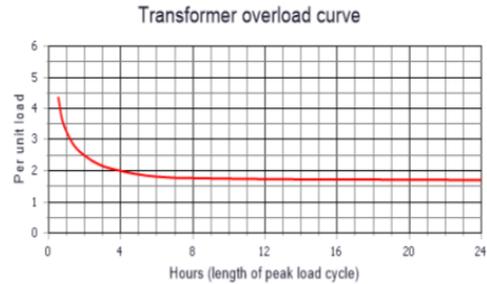
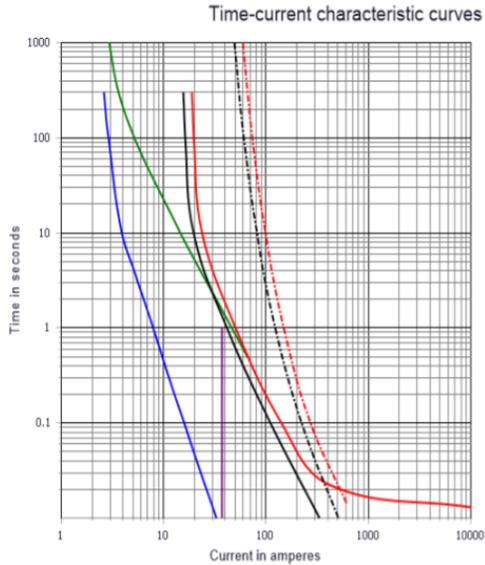


Figura M1.1 Unifilar Media-Baja Tensión.

M.2. Curvas de Corriente Mínimo de Fusión en M.T.

- TRANSFORMADOR No 1-30 kVA



Tiempo (s)	Corriente (A)
0.1	146.458
2	32.75
10	14.803
30	8.253
60	6.2225
300	3.93
1800	2.62

Curva de capacidad térmica para un transformador trifásico
30 KVA -13200 V/208V
Fuente: Propia

Provided Inputs

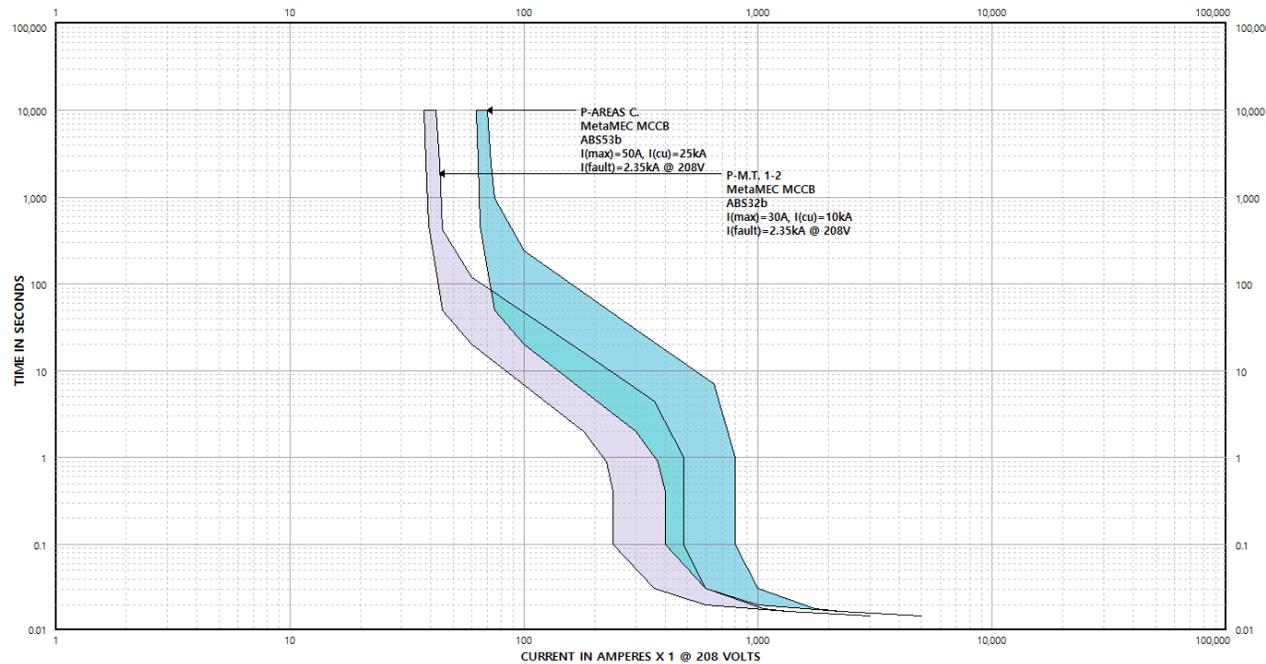
Transformer kVA Rating: 30
 Primary Voltage (kV): 13.2
 Number of Phases: 3
 Minimum Impedance: 3.5
 Primary Connection: Wye
 Secondary Connection: Wye
 Protection Type: Dual Sensing Bay-O-Net
 Desired Protection level: Moderate Overload
 Temperature Class: 65
 Ambient Temperature: 35
 Transformer Preload: 75
 Xfmr. Rated Current (A): 1.31
 Maximum Through Fault: 37

Tiempo (s)	Corriente (A)
0.01	32.75
0.10	15.72
1.00	7.89
10.00	3.93

Curva de corriente de conexión para un transformador trifásico
30 KVA -13200 V/208V
Fuente: Propia

Figura M2.1 Curvas de Corriente Mínimo de Fusión en M.T.

M.3. Comportamiento Termomagnético De Las Referencias De Interruptores Marca LS de LG



Nota: Los interruptores que se muestran a continuación cumplen los niveles de I_{cu} e I_{cs} calculados mediante el software **LSPS**, y se han escogido como referencia para la coordinación de protecciones exigidas por el RETIE 2013 en el artículo 10.1 literal m. A continuación, se muestran los ramales más representativos del proyecto; superponiendo la curva termomagnética en cada uno de los interruptores

Figura M2.2 Curvas de Coordinación de Protecciones entre los Nodos de Protección Acometidas Eléctricas Acometidas Eléctricas Modulo Tipo 1-2 y Áreas Comunes.

COLOR	DESCRIPCION	CODIGO	REFERENCIA	CAPACIDAD (A)	I (faul) (KA)	Icu (KA)
	PROTECCIÓN TABLERO MODULO TIPO 1-2	P-M.T. 1-2	METAMEC MCCB	30	2.35	10
	PROTECCIÓN TABLERO AREAS COMUNES	P-AREAS C	METAMEC MCCB	50	2.35	50

Tabla M2.1 Resumen de Datos de Curvas de Coordinación de Protecciones entre los Nodos de Acometidas Eléctricas Modulo Tipo 1-2 y Áreas Comunes.

M.4. Selección De Marca De Interruptores

Como se evidenció en los numerales anteriores; la marca que se seleccionó como referencia desde el diseño para la coordinación de protecciones es **LS** de **LG**; sin embargo, en caso de que se utilice otra marca diferente; esta debe presentar características técnicas iguales o superiores y tener un precio en el mercado igual o inferior dicha marca seleccionada para estos cálculos. Además, debe contar con software de coordinación de protecciones para la adecuada selección de referencias y sus respectivas curvas termomagnéticas; con el fin evidenciar de forma gráfica la asertiva selectividad entre las protecciones de los diferentes ramales del sistema; ya que las curvas y especificaciones técnicas varían entre los diferentes fabricantes.

Aclaración importante: Para efectos de garantizar Alta Confiabilidad y Robustez Técnica de los interruptores seleccionados en el proyecto ante eventuales sobrecargas o cortocircuitos reiterativos en el sistema; todos los Interruptores MCCB fijos hasta 800Amperios, deben garantizar cumplir con las condiciones técnicas que indiquen:

Ics = 100Icu, **Ue** >= 750Voltios e **Uimp** >= 8KV; donde bajo Norma IEC60947-2 indican lo siguiente:

- **Ics** (Corriente de corte en servicio)
- **Icu** (Capacidad de Ruptura última)
- **Ue** (Tensión de Aislamiento)
- **Uimp** (Tensión de Impulso)

M.5. Cálculo del DPS

Consideraciones:

- ✓ Sistema sólidamente aterrizado.
- ✓ Pararrayos de Óxido de zinc (ZnO).

La tensión nominal de pararrayos de ZnO, se encuentra teniendo en cuenta los siguientes parámetros.

- ❖ Seleccionamos el voltaje máximo de operación continua (**MCOV**).

$$MCOV = \frac{V_{ff}}{\sqrt{3}} * Factor_{TOV}$$

Donde el factor de sobre voltaje temporal (**TOV**) que considera el aumento de tensión temporal y de acuerdo a la Norma ANSI C62.11-1987, se toma como **1,06**.

Como el sistema proyectado es de **13,2 KV** con neutro sólidamente conectado a tierra, entonces el **MCOV** es:

$$MCOV = \frac{13.2}{\sqrt{3}} * 1.06 = 8.07 \text{ KV}$$

- ❖ El factor de aterrizamiento del sistema.

Este factor considera el aumento transitorio de tensión a que se someten las fases no falladas durante una falla a tierra y el cual depende del tipo de aterrizamiento del neutro del sistema. En este proyectado se tiene un sistema con neutro sólidamente aterrizado, por lo que el factor es de **1.4**.

La tensión nominal del pararrayos debe entonces seleccionarse como igual o mayor al producto de la tensión máxima de operación (**MCOV**) y el factor de aterrizamiento, por lo tanto, tenemos:

$$Vn \text{ pararrayos} = (MCOV)(FA)$$

$$Vn \text{ pararrayos} = (8.07)(1.4)$$

$$Vn \text{ pararrayos} = 11.298 \text{ KV}$$

Se selecciona DPS de Voltaje nominal Normalizado **12 KV** que se ubicaran en el punto de la estructura del transformador de 30 KVA, los cuales cumplen con las siguientes características:

PARAMETROS	UNIDAD	DPS
Tensión de servicio	kV	13,2
Tensión máxima de servicio	kV	14,5
Tensión nominal del descargador	kV (rms)	12
Frecuencia nominal	Hz	60
Nivel básico de aislamiento BIL	kV	110
MCOV trifásico 3 hilos	kV (eficaz)	10,2
Tensión sostenida (1") 60 Hz en seco	kV	36
Corriente nominal de descarga para onda de 8/20 μ s	kV (eficaz)	10
Corriente de descarga para onda de 8/20 μ s	kA	10
Máxima tensión de cebado	kV	68
Tensión residual máxima para intensidad nominal de descarga con onda de 8/20 μ s	kV (cresta)	44
Tensión residual máxima para onda de impulso de 10 kA pico a 0,5 μ s	kV (cresta)	50
Intensidad máxima de descarga con onda de 4/10 μ s	kA (cresta)	100
Intensidad máxima de descarga con onda rectangular de 2000 μ s	A (cresta)	250
Factor de puesta a tierra		0,8
Factor de seguridad mínimo de aislamiento		1,4

Características de DPS de óxido de zinc

Fuente: IEC 60099-4, ANSI C62.11

N. CÁLCULOS DE CANALIZACIONES (TUBO, DUCTOS, CANALETAS Y ELECTRODUCTOS) Y VOLUMEN DE ENCERRAMIENTOS (CAJAS, TABLEROS, CONDULETAS, ETC.).

De acuerdo con el NTC 2050 y el NEC, para un sólo conductor se puede ocupar como máximo el 53% del área interna del conduit, para dos conductores el 31% y para tres conductores o más, máximo el 40 %; esto es utilizado como criterio para determinar el porcentaje de ocupación de la tubería conduit de acuerdo con el calibre seleccionado.

Para el cálculo de la ductería, se tuvo en cuenta el criterio de ocupación o llenado, el apéndice C, tabla C1, de la norma NTC 2050, donde se indica el número máximo de conductores según el tipo de aislamiento para tubo conduit rígido de PVC Tipo A y la tabla C4A para conduit tipo IMC.

Por lo tanto, en tubería tenemos:

N.1 Canalización de Acometidas Eléctricas por ducto PVC.

❖ Canalización Acometida General de Distribucion en B.T. Circuito Alimentador en Conductores de Cu 3#1/0F+1#1/0N AWG

CALCULO DE TUBERIA CONDUIT			DE ACUERDO A LA NORMA NTC 2050 APENDICE C, TABLA 11 MAS DE DOS CONDUCTORES 40% ocup.					
TUBO CONDUIT TIPO PESADO	TUBO CONDUIT TIPO SEMIPESADO	TUBO CONDUIT TIPO LIGERO	PVC TIPO NORMAL	PVC TIPO PESADO	PVC TIPO SUBTERRANEO			
THW, THW-LS, THHW, THHW-LS, THW-2, RHH, RHW, RHW-2								
CANTIDAD	CALIBRE	AREA mm2	AREA CALCULADA mm2	AREA CALCULADA mm2	AREA CALCULADA mm2	AREA CALCULADA mm2	AREA CALCULADA mm2	AREA CALCULADA mm2
	#14	8,97						
	#12	11,7						
	#10	15,7						
	#8	28,2						
	#6	46,8						
	#4	62,8						
	#3	73,2						
	#2	86						
	#1	123						
4	1/0	143	572,00	572,00	572,00	572,00	572,00	572,00
	2/0	169						
	3/0	201						
	4/0	240						
	250MCM	297						
	300MCM	341						
	350MCM	384						
	400MCM	427						
	500MCM	510						
	600MCM	628						
	750MCM	752						
	1000MCM	954						
	AREA TOTAL		572,00	572,00	572,00	572,00	572,00	572,00
	DIAMETRO DE CONDUIT REQUERIDO		51	51	51	51	38mm	50mm
								TUBERIA CONDUIT METALICA DE 13 mm. A 155 mm.
								TUBERIA CONDUIT DE PVC NORMAL DE 13 A 51 mm.
								TUBERIA CONDUIT DE PVC PESADO DE 13 A 101 mm.
								TUBERIA CONDUIT DE PVC SUBTERRANEO DE 25 A 150 mm.

Se utilizará tubería PVC de 2” para cada uno de los circuitos alimentadores, con el fin de que nos dé un mejor margen de maniobrabilidad para la introducción y jalado de los cables.

❖ **Canalización Tramo Acometidas Eléctricas Modulo Tipo 1-2**
Circuito Alimentador en Conductores de Cu 2#8F+1#8N AWG

CALCULO DE TUBERIA CONDUIT			DE ACUERDO A LA NORMA NTC 2050 APENDICE C, TABLA 11					
			MAS DE DOS CONDUCTORES 40% ocup.					
TUBO CONDUIT TIPO PESADO	TUBO CONDUIT TIPO SEMIPESADO	TUBO CONDUIT TIPO LIGERO	PVC TIPO NORMAL	PVC TIPO PESADO	PVC TIPO SUBTERRANEO			
THW, THW-LS, THHW, THHW-LS, THW-2, RHH, RHW, RHW-2								
CANTIDAD	CALIBRE	AREA mm2	AREA CALCULADA mm2	AREA CALCULADA mm2	AREA CALCULADA mm2	AREA CALCULADA mm2	AREA CALCULADA mm2	AREA CALCULADA mm2
	#14	8,97						
	#12	11,7						
	#10	15,7						
3	#8	28,2	84,60	84,60	84,60	84,60	84,60	84,60
	#6	46,8						
	#4	62,8						
	#3	73,2						
	#2	86						
	#1	123						
	1/0	143						
	2/0	169						
	3/0	201						
	4/0	240						
	250MCM	297						
	300MCM	341						
	350MCM	384						
	400MCM	427						
	500MCM	510						
	600MCM	628						
	750MCM	752						
	1000MCM	954						
	AREA TOTAL		84,60	84,60	84,60	84,60	84,60	84,60
	DIAMETRO DE CONDUIT REQUERIDO		19mm	19mm	19mm	19mm	13mm	25mm
								TUBERIA CONDUIT METALICA DE 13 mm. A 155 mm.
								TUBERIA CONDUIT DE PVC NORMAL DE 13 A 51 mm.
								TUBERIA CONDUIT DE PVC PESADO DE 13 A 101 mm.
								TUBERIA CONDUIT DE PVC SUBTERRANEO DE 25 A 150 mm.

Se utilizará tubería PVC de 1", con el fin de que nos dé un mejor margen de maniobrabilidad para la introducción y jalado de los cables.

❖ **Canalización Tramo Acometidas Eléctricas Baños Públicos.**
Circuito Alimentador en Conductores de Cu 3#4F+1#6N AWG

CALCULO DE TUBERIA CONDUIT			DE ACUERDO A LA NORMA NTC 2050 APENDICE C, TABLA 11					
			MAS DE DOS CONDUCTORES 40% ocup.					
	TUBO CONDUIT TIPO PESADO	TUBO CONDUIT TIPO SEMIPESADO	TUBO CONDUIT TIPO LIGERO	PVC TIPO NORMAL	PVC TIPO PESADO	PVC TIPO SUBTERRANEO		
THW, THW-LS, THHW, THHW-LS, THW-2, RHH, RHW, RHW-2								
CANTIDAD	CALIBRE	AREA mm2	AREA CALCULADA mm2	AREA CALCULADA mm2	AREA CALCULADA mm2	AREA CALCULADA mm2	AREA CALCULADA mm2	AREA CALCULADA mm2
	#14	8,97						
	#12	11,7						
	#10	15,7						
	#8	28,2						
1	#6	46,8	46,80	46,80	46,80	46,80	46,80	46,80
3	#4	62,8	188,40	188,40	188,40	188,40	188,40	188,40
	#3	73,2						
	#2	86						
	#1	123						
	1/0	143						
	2/0	169						
	3/0	201						
	4/0	240						
	250MCM	297						
	300MCM	341						
	350MCM	384						
	400MCM	427						
	500MCM	510						
	600MCM	628						
	750MCM	752						
	1000MCM	954						
	AREA TOTAL		235,20	235,20	235,20	235,20	235,20	235,20
	DIAMETRO DE CONDUIT REQUERIDO		32mm	32mm	32mm	32mm	25mm	38mm
								TUBERIA CONDUIT METALICA DE 13 mm. A 155 mm.
								TUBERIA CONDUIT DE PVC NORMAL DE 13 A 51 mm.
								TUBERIA CONDUIT DE PVC PESADO DE 13 A 101 mm.
								TUBERIA CONDUIT DE PVC SUBTERRANEO DE 25 A 150 mm.

Se utilizará tubería PVC de 1 1/2", con el fin de que nos dé un mejor margen de maniobrabilidad para la introducción y jalado de los cables.

❖ **Canalización Tramo Acometidas Eléctricas Tarima-Electrobomba.**
Circuito Alimentador en Conductores de Cu 2#8F+1#8N+1#8T AWG

CALCULO DE TUBERIA CONDUIT									DE ACUERDO A LA NORMA NTC 2050 APENDICE C, TABLA 11	
									MAS DE DOS CONDUCTORES 40% ocup.	
			TUBO CONDUIT TIPO PESADO	TUBO CONDUIT TIPO SEMIPESADO	TUBO CONDUIT TIPO LIGERO	PVC TIPO NORMAL	PVC TIPO PESADO	PVC TIPO SUBTERRANEO		
THW, THW-LS, THHW, THHW-LS, THW-2, RHH, RHW, RHW-2										
CANTIDAD	CALIBRE	AREA mm2	AREA CALCULADA mm2	AREA CALCULADA mm2	AREA CALCULADA mm2	AREA CALCULADA mm2	AREA CALCULADA mm2	AREA CALCULADA mm2	AREA CALCULADA mm2	
	#14	8,97								
	#12	11,7								
	#10	15,7								
4	#8	28,2	112,80	112,80	112,80	112,80	112,80	112,80	112,80	
	#6	46,8								
	#4	62,8								
	#3	73,2								
	#2	86								
	#1	123								
	1/0	143								
	2/0	169								
	3/0	201								
	4/0	240								
	250MCM	297								
	300MCM	341								
	350MCM	384								
	400MCM	427								
	500MCM	510								
	600MCM	628								
	750MCM	752								
	1000MCM	954								
	AREA TOTAL		112,80	112,80	112,80	112,80	112,80	112,80	112,80	TUBERIA CONDUIT METALICA DE 13 mm. A 155 mm.
										TUBERIA CONDUIT DE PVC NORMAL DE 13 A 51 mm.
										TUBERIA CONDUIT DE PVC PESADO DE 13 A 101 mm.
	DIAMETRO DE CONDUIT REQUERIDO		19mm	19mm	19mm	19mm	19mm	19mm	25mm	TUBERIA CONDUIT DE PVC SUBTERRANEO DE 25 A 150 mm.

Se utilizará tubería PVC de 1", con el fin de que nos dé un mejor margen de maniobrabilidad para la introducción y jalado de los cables.

❖ **Canalización Tramo Acometidas Eléctricas Alumbrado Exterior.**
Circuito Alimentador en Conductores de Cu 2#4F+1#4T AWG

CANTIDAD			AREA CALCULADA mm2					
	#14	8,97						
	#12	11,7						
	#10	15,7						
	#8	28,2						
	#6	46,8						
3	#4	62,8	188,40	188,40	188,40	188,40	188,40	188,40
	#3	73,2						
	#2	86						
	#1	123						
	1/0	143						
	2/0	169						
	3/0	201						
	4/0	240						
	250MCM	297						
	300MCM	341						
	350MCM	384						
	400MCM	427						
	500MCM	510						
	600MCM	628						
	750MCM	752						
	1000MCM	954						
	AREA TOTAL		188,40	188,40	188,40	188,40	188,40	188,40
	DIAMETRO DE CONDUIT REQUERIDO		25mm	25mm	25mm	25mm	25mm	25mm

Se utilizará tubería PVC de 1”, con el fin de que nos dé un mejor margen de maniobrabilidad para la introducción y jalado de los cables.

Para la tubería canalizada, las profundidades mínimas de los ductos serán acordes con lo establecido en el artículo 25.7.2 conductores subterráneos de la resolución 90708, RETIE, agosto 30 de 2013.

O. CÁLCULOS DE PERDIDAS DE ENERGIA, TENIENDO EN CUENTA LOS EFECTOS DE ARMONICOS Y FACTOR DE POTENCIA.

La potencia eléctrica que se pierde en una línea, debido al paso de corriente eléctrica por el conductor de la misma, solo se hace referencia a la potencia activa consumida por el conductor de la línea (la que no llega al receptor), por lo que para el cálculo de la misma se deberá tener en cuenta tanto la resistencia del conductor de la línea, como la corriente que circula por el mismo.

La potencia activa total perdida en la línea, se calcula por medio de la siguiente expresión:

$$\Delta P = nR(IL)^2$$

Donde:

ΔP : Pérdida de potencia [W]

n: Número de conductores activos.

R: Resistencia del conductor en línea [Ω]

IL: Intensidad de línea máxima prevista [A]

La resistencia del conductor de línea es: $R = \text{resistencia } [\Omega/\text{Km}] \times L [\text{Km}]$

DATOS GENERALES DEL DISEÑO												
PROYECTO	MUNICIPIO	DESCRIPCION	<div style="text-align: right;">  <p>MATRIZ DE CALCULO PERDIDAS DE ENERGIA</p> </div>									
ESTUDIOS Y DISEÑOS PARA LA CONSTRUCCION DE INFRAESTRUCTURA TURISTICA EN EL MUNICIPIO DE BELEN DE LOS ANDAQUIES	BELEN DE LOS ANDAQUIES	ACOMETIDA ELECTRICAS	TRAMO	CARGA kVA	CORRIENTE (In) AL 1.25%	LONGITUD km	CONDUTOR AWG-kcmil	MATERIAL	R EQUIVALENTE A (Ω/km)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR DE LINEA (Ω)	PERDIDAS DE (W)	% PERDIDAS
TRANSFORMADOR	CP8	30	104,0895918	0,055	1/0	ALUMINIO	0,10005	0,00550275	178,86	0,596		
CP8	USUARIO FINAL No 1	2,564	15,40865385	0,007	8	COBRE	0,1125	0,00078750	0,37	0,015		
CP8	USUARIO FINAL No 2	2,564	15,40865385	0,004	8	COBRE	0,1125	0,00045	0,21	0,01		
CP8	USUARIO FINAL No 3	2,564	15,40865385	0,011	8	COBRE	0,1125	0,00124	0,59	0,02		
CP8	CP1	23,308	80,87067352	0,032	1/0	ALUMINIO	0,10005	0,00320	62,82	0,27		
CP1	USUARIO FINAL No 4	11,059	38,37089319	0,007	4	COBRE	0,09935	0,00070	2,05	0,02		
CP1	CP7	11,259	39,0648238	0,0145	1/0	ALUMINIO	0,10005	0,00145	6,64	0,06		
CP7	USUARIO FINAL No 5	2,564	15,40865385	0,005	8	COBRE	0,1125	0,00056	0,27	0,01		
CP7	USUARIO FINAL No 6	2,564	15,40865385	0,01	8	COBRE	0,1125	0,00113	0,53	0,02		
CP7	CP2	6,131	21,27244291	0,016	1/0	ALUMINIO	0,10005	0,00160	2,17	0,04		
CP2	USUARIO FINAL No 7	2,564	15,40865385	0,004	8	COBRE	0,1125	0,00045	0,21	0,01		
CP2	USUARIO FINAL No 8	3,777	22,69831731	0,017	8	COBRE	0,1125	0,00191	1,97	0,05		
CP7	CP6	5,128	17,79238089	0,052	1/0	ALUMINIO	0,10005	0,00520	4,94	0,10		
CP6	USUARIO FINAL No 9	2,564	15,40865385	0,008	8	COBRE	0,1125	0,00090	0,43	0,02		
CP6	USUARIO FINAL No 10	2,564	15,40865385	0,007	8	COBRE	0,1125	0,00079	0,37	0,01		

Tabla O1. Cálculo de pérdidas de energía para acometidas en B.T.

P. CÁLCULOS DE REGULACIÓN.

Los porcentajes de regulación límites a permitir en las redes de distribución están establecidos según la sección 210-19 de la NTC 2050.

Los cálculos de regulación de la red de Media Tensión 13.2 KV, los límites de regulación permitidos están soportados por los parámetros exigidos en el numeral 2.1.3.1 de la norma Electro Caquetá circuitos en media tensión (Nivel II y III).

CIRCUITO	REGULACIÓN PERMITIDA
Zona urbana	3%
Zona rural	5%

- Baja tensión:

Los valores de las constantes de regulación **K**, del conductor en baja tensión están especificados en la norma CODENSA. **“Constantes de Regulación”**.

La regulación en porcentaje se calcula en base a la siguiente expresión:

$$\text{Regulación \%} = \text{Momento Electrico} * K$$

Donde el Momento Eléctrico es el producto entre la Potencia Aparente o Demanda por tramo en kVA a Energizar y la longitud total del conductor en metros; y la constante K, es la constante de regulación propia del conductor.

K= 1.35991E-03[%KVA-m] para THW 1/0 Aluminio.

K= 5.36E-03[%KVA-m] para concéntrico 2x8+8 AWG Cobre

K= 2.04E-03[%KVA-m] para concéntrico 2x4+6 AWG Cobre

DATOS GENERALES DEL DISEÑO										
PROYECTO	MUNICIPIO	DESCRIPCION	MATRIZ DE CALCULO DE REGULACION							
ESTUDIOS Y DISEÑOS PARA LA CONSTRUCCION DE INFRAESTRUCTURA TURISTICA EN EL MUNICIPIO DE BELEN DE LOS ANDAQUIES	BELEN DE LOS ANDAQUIES	ACOMETIDAS ELECTRICAS								
CONDUCTOR B.T.										
CALIBRE	CONSTANTE (K)	LONGITUD EN METROS (m)								
ESPECIFICADO	ESPECIFICADO	ESPECIFICADO								
TRAMO		LONGITUD [m]	POTENCIA A TRANSPORTAR		MOMENTO [KVA-m]	CALIBRE DEL CONDUCTOR	TIPO	K DE REGULACIÓN	REGULACIÓN %	
			KVA INSTALADO	KVA ACUMULADO					% PARCIAL	% ACUMULADA
TRANSFORMADOR	CP8	55	0	30	1650,000	1/0	THW	1,35991E-03	2,2438515E+00	2,2438515E+00
CP8	USUARIO FINAL No 1	7	2,564	2,564	17,948	8	CONCENTRICO	5,36000E-03	9,6201280E-02	2,3400528E+00
CP8	USUARIO FINAL No 2	4	2,564	2,564	10,256	8	CONCENTRICO	5,36000E-03	5,4972160E-02	2,2988237E+00
CP8	USUARIO FINAL No 3	11	2,564	2,564	28,204	8	CONCENTRICO	5,36000E-03	1,5117344E-01	2,3950249E+00
CP8	CP1	32	0	22,308	713,856	1/0	THW	1,35991E-03	9,7077991E-01	3,2146314E+00
CP1	USUARIO FINAL No 4	7	11,059	11,049	77,343	4	CONCENTRICO	2,04000E-03	1,5777972E-01	3,3724111E+00
CP1	CP7	14,5	11,259	11,259	163,256	1/0	THW	1,35991E-03	2,2201279E-01	3,4366442E+00
CP7	USUARIO FINAL No 5	5	2,564	2,564	12,820	8	CONCENTRICO	5,36000E-03	6,8715200E-02	3,5053594E+00
CP7	USUARIO FINAL No 6	10	2,564	2,564	25,640	8	CONCENTRICO	5,36000E-03	1,3743040E-01	3,5740746E+00
CP7	CP2	16	6,131	6,131	98,096	1/0	THW	1,35991E-03	1,3340173E-01	3,5700459E+00
CP2	USUARIO FINAL No 7	4	2,564	2,564	10,256	8	CONCENTRICO	5,36000E-03	5,4972160E-02	3,6250181E+00
CP2	USUARIO FINAL No 8	17	3,777	3,777	64,209	8	CONCENTRICO	5,36000E-03	3,4416024E-01	3,9142062E+00
CP7	CP6	52	5,128	5,128	266,656	1/0	THW	1,35991E-03	3,6262816E-01	3,9367028E+00
CP6	USUARIO FINAL No 9	8	2,556	2,556	20,448	8	CONCENTRICO	5,36000E-03	1,0960128E-01	4,0463040E+00
CP6	USUARIO FINAL No 10	7	2,556	2,556	17,892	8	CONCENTRICO	5,36000E-03	9,5901120E-02	4,0326039E+00

Tabla P1.1 Cálculo de regulación para acometidas eléctricas en B.T.

La Regulación para cada uno de los circuitos, cumplen con la caída de tensión máxima permitida a un nivel de tensión 208/120V, Según lo establece la sección 210-19 de la NTC 2050. Por tanto, el diseño cumple con los criterios y normas de regulación. **Los cálculos de regulación de la red de alumbrado exterior se encuentran relacionada en los planos anexos No 5 y No 7.**

- Media tensión:

Para el cálculo de **regulación en media tensión (MT)** se usa el método del momento eléctrico. El porcentaje de la caída de tensión se expresa de la siguiente manera:

$$\text{Regulación}\% = (K * P * L)$$

Dónde:

K= Constante de regulación que depende del conductor

P= Potencia a transportar en KVA

L= Longitud del tramo en Km

Los valores de las constantes de regulación **K**, del conductor en Media Tensión están especificados en la norma CELSIA Anexo A.3.1. **“Tablas para cálculo de regulación de Tensión”**.

DATOS GENERALES DEL DISEÑO									
PROYECTO		MUNICIPIO	NIVEL DE TENSION (KV)		POTENCIA TOTAL TRANSPORTADA (KVA)	REGULACIÓN TOTAL (%)		CORRIENTE NOMINAL (A)	
INFRAESTRUCTURA TURISTICA		BELEN DE LOS ANDAQUIES	13,2		30	1,7963550E-04		1,31	
CONDUCTOR M.T.			METROS			MATRIZ DE CALCULO			
TIPO	CALIBRE	CONSTANTE (K)							
RED COMPACTA	1/0	1,0887000E-04	55,00						
TRAMO		LONGITUD [m]	POTENCIA A TRANSPORTAR		MOMENTO [KVA-m*10 ⁻³]	CONDUCTOR AWG/Kcmil	K DE REGULACIÓN	REGULACIÓN %	
			KVA INSTALADO	KVA ACUMULADO				% PARCIAL	% ACUMULADO
P.E.00	P.P.01	55	30	30	1,7	1/0 ACSR	1,0887E-04	1,7963550E-04	1,7963550E-04

Tabla P1.2 Cálculo de regulación en M.T.

Q. CLASIFICACIÓN DE AREAS

Este tipo de instalación no se encuentra clasificada, ya que según el Retie en el numeral 28.3, no es una instalación peligrosa.

R. ELABORACIÓN DE DIAGRAMAS UNIFILARES

Ver plano anexo No 9.

S. ELABORACIÓN DE PLANOS Y ESQUEMAS ELÉCTRICOS PARA CONSTRUCCIÓN

En los planos del proyecto, se muestra el sistema eléctrico donde se detalla la ubicación de salidas de alumbrado y de tomacorrientes, tomando como base los planos Arquitectónicos. Adicionalmente se muestran los circuitos correspondientes a cada salida, la disposición de la tubería y la cantidad de conductor en cada tramo.

Ver planos anexos del No 1 al No 10.

T. ESPECIFICACIONES DE CONSTRUCCION COMPLEMENTARIAS A LOS PLANOS, INCLUYENDO LAS DE TIPO TÉCNICO DE EQUIPOS Y MATERIALES Y SUS CONDICIONES PARTICULARES.

T1. Cálculo de Barrajes de Baja Tensión.

Para el cálculo de los barrajes de fase, neutro y tierra se tiene en cuenta las siguientes expresiones:

Dimensionamiento barraje Fase = $(I_n \times 1,25) \times 1,5$

Dimensionamiento barraje Neutro= Barraje de Fase

Dimensionamiento barraje tierra= I_n de barraje de fase * 0,7

MATRIZ DE CALCULO DIMENSIONAMIENTO DE BARRAJES DE TABLEROS ELECTRICOS											
EQUIPO	TENSION (V)	CARGA kVA	CORRIENTE NOMINAL (In) A	FACTOR DE AJUSTE SEGÚN LA NTC 2050 $I_n \times 1,25$	BARRAJE DE FASE Y NEUTRO	BARRAJE DE TIERRA	CAPACIDAD DE CONDUCCION DE BARRAJE DE FASE Y NEUTRO SELECCIONADO EN A	ANCHO DE BARRAJES DE FASE Y NEUTRO SELECCIONADO EN mm	CAPACIDAD DE CONDUCCION DE BARRAJE DE TIERRA SELECCIONADO EN A	ANCHO DE BARRAJE DE TIERRA SELECCIONADO EN mm ²	CARACTERISTICAS
TABLERO DE DISTRIBUCION TIPO GABINETE											
TBLERO AREAS COMUNES	208-120	11,049	30,7	38,3	57,50429499	40,25300649	165	12 x 2 mm	165	12 x 2 mm	SELECCIÓN DE 1 BARRA PINTADA

Tabla T1.1 Selección de barrajes de baja tensión, según norma AE 309 CODENSA.

U. ESTABLECER LAS DISTANCIAS DE SEGURIDAD REQUERIDAS.

Las distancias horizontales y verticales han sido tomadas desde el punto energizado más cercano al posible lugar de contacto, tal como se define en el artículo 13, Tabla 15, figura 5 del RETIE.

Las distancias mínimas de seguridad para este proyecto, son diseñadas para dar cumplimiento a lo siguiente:

- ✓ Limitar la posibilidad de contacto de personas y animales con las redes y equipos eléctricos.
- ✓ Impedir que las líneas eléctricas entren en contacto entre si y generen cortocircuito o falla de aislamiento a tierra.
- ✓ Impedir que las redes eléctricas entren en contacto con una propiedad pública o privada.

- **Distancia de Seguridad en zona de edificación:**

Las estructuras proyectadas para el punto de conexión de la acometida en media tensión para el transformador de 30 kVA en nivel de tensión 2 (13,2 kV) frente al predio, cumplen con las distancias de seguridad horizontal y vertical. En el siguiente cuadro se resumen de acuerdo a la naturaleza de la superficie.

Naturaleza de la superficie		Distancias de seguridad mínima en metros (m)
Horizontal	Muros, proyecciones, ventanas y diferentes áreas independientes de la facilidad de	2,3

	accesibilidad de personas. Distancia (b)	
Vertical	Sobre debajo de balcones o techos de fácil acceso a personas, y sobre techos accesibles a vehículos de máximo 2,45 m de altura. Distancia (c)	4,1
	Carreteras, calles, callejones, zonas peatonales, áreas sujetas a tráfico vehicular. Distancia (d)	5,6

Resumen de Distancias mínimas de seguridad.

Fuente: PROPIA

Por consiguiente, las redes aéreas de media tensión existentes frente al predio cumplen con las distancias de seguridad horizontal de 1,7m para < 1KV / 2,3m para 13,2 KV y vertical de 3,2m para < 1KV / 3,8 para 13,2 KV dadas por el Retie en el artículo 13, tabla 15, figura 5,

DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD EN ZONAS CON CONSTRUCCIONES		
Descripción	Tensión nominal entre fases (kV)	Distancia (m)
Distancia vertical "a" sobre techos y proyecciones, aplicable solamente a zonas de muy difícil acceso a personas. (Figura 5)	44/34,5/33	3,8
	13,8/13,2/11,4/7,6	3,8
	<1	3,2
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 2,45 m de altura. (Figura 5)	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

Tabla 15. Distancias mínimas de seguridad en zonas con construcciones

Tabla 15. Distancias mínimas de seguridad en zonas de construcciones.

Fuente: Reglamento Técnico de las Instalaciones Eléctricas RETIE

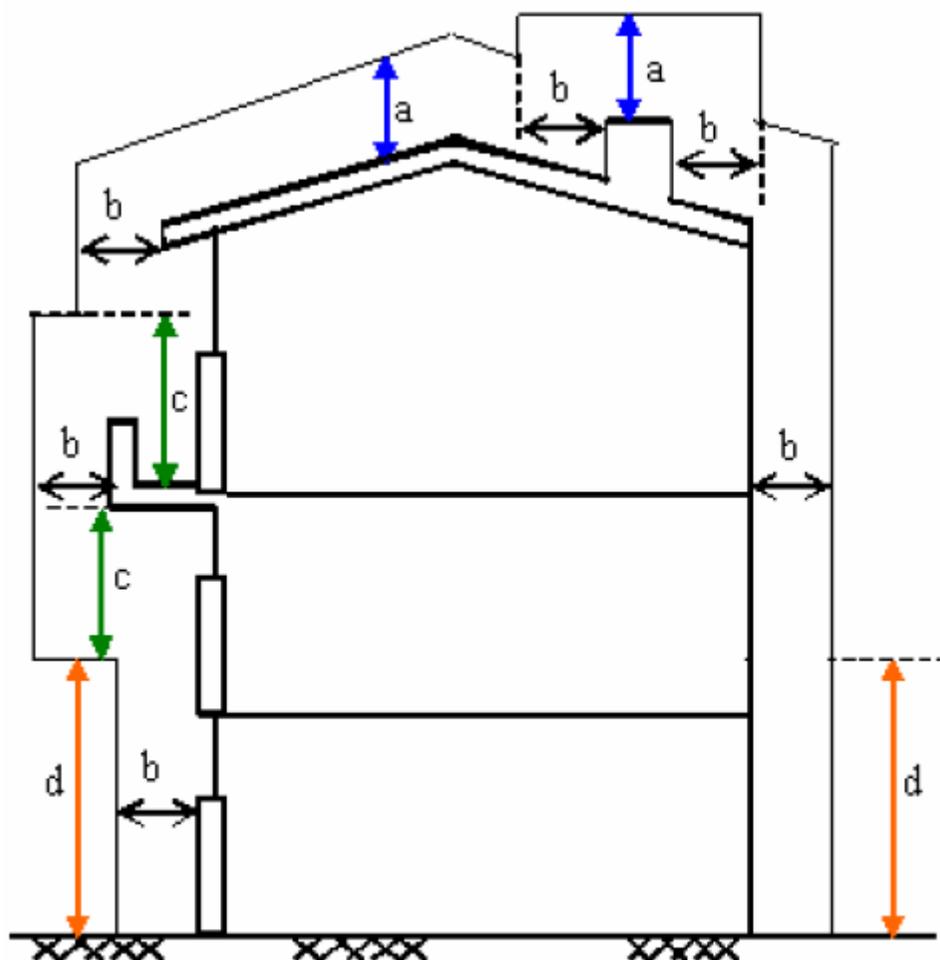


Figura 5. Distancias de seguridad en zonas con construcciones

*Figura 5. Distancias de seguridad en zonas de construcciones.
Fuente: Reglamento Técnico de las Instalaciones Eléctricas RETIE*

V. 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 realiza ninguna clase de desviación.

W. LOS DEMÁS ESTUDIOS QUE EL TIPO DE INSTALACIÓN REQUIERA PARA SU CORRECTA Y SEGURA OPERACIÓN, TALES COMO CONDICIONES SÍSMICAS, ACÚSTICAS, MECÁNICAS O TÉRMICAS.

Debido al tipo de instalación no se realiza ninguna clase de condición.

Cordialmente.



Paulino Murcia Herrera

T.P. CN205-87243



Anderson Javier Osorio Valderrama

T.P. CN206-10419