Ingeniería Civil Agrícola y Geográfico S.A.S
INGECAG

DISEÑO ELECTRICO

DISEÑO DETALLADO

INSTALACION
TRANSFORMADOR MONOFASICO 25 KVA VILLA OLIMPICA Y TRANSFORMADOR MONOFASICO 50 KVA URBANIZACION

EN CUMPLIMIENTO DEL PLAN MUNICIPAL DE DESARROLLO UNIDOS POR TI GUADALUPE 2020-2023

MONTAJE DE SUBESTACIONES
MONOFASICAS DE 25 KVA Y 50 KVA EN POSTE

CARLOS HUMBERTO GOMEZ SOTO
Ingeniero Electricista Mat. CN 205-30940

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

ELECTRIFICADORA DEL HUILA S. A.

CALCULO DE REGULACION PARA REDES SECUNDARIAS AÉREAS

SISTEMA TRIFILAR 240/120 V, CONDUCTOR TRENZADO DE ALUMINIO

Constantes	
C1=	0,7916
C2=	0,1712
D=	0,5030

3,48%

CUADRO DE CALCULO REDES DE DISTRIBUCION			
PRIMARIAS		ACSR	X
SECUNDARIAS	X	Trenzada	X

PROYECTO	ING. PROYECTISTA		ALIMENTADOR		PERDIDAS (kw, %)	
					A 8 años	A 15 Años
VIVIENDA DE INTRES SOCIAL	CARLOS HUMBERTO GOMEZ					
TRAFO PROY. No. 1	FECHA	F. deman	F. carga	FP	0,76	1,128
DIR. MUNICIPIO DE GUADALUPE	19/06/2023			0,9	2,12%	3,48%

CALCULO DE TRANSFORMADOR A 8 AÑOS

USUARIOS				LAMPARAS A P				CARGA ESPEC KIA	CARGA TOT KIA	CARACTERISTICAS TRANSFORMADOR						CALCULO EN AÑO CERO				KIA A 15 AÑOS
										CAP	%	%	TIPO	VOLT	VOLT	PARARAYOS		CORTACIRUITOS		
NUM	ESTR	KIA A 8 AÑOS	KIA Un Año 0	NUM	TIPO	KIA LAMP	KIA TOT			KIA	CARGA	REG		PRIM	SECUN	No	KV	No	FUSIBL	
51	BAJO	39,28	0,71	16	Led	0,05	0,72		40,85	50,0	81,70		2 p	13,2 kV	240/120	2	12	2	2	37,25

CALCULO DE LAS REDES A 15 AÑOS

	tramo	long tramo m	numero de usuarios	KIA Totales tramo	KIA Usuarios	Momento electrico KIA-m	tipo de conductor Red Trenzada FASES No	FASES calibre	Neutro calibre	K *E-3	% de regulación parcial	% de regulación acumula	corrient A	perdidas de potencia en 15 años Kw tramo	%	Kw acumulado
T-1	0-1	40	14	17,81	1,27	712,48	2	35		2,8876	2,06	2,06	49,06	0,267	1,67	0,27
	1-2	30	10	14,06	1,41	421,78	2	35		2,8876	1,22	3,28	39,22	0,128	1,01	0,39
3,48%	2-3	29	4	7,36	1,84	213,31	2	35		2,8876	0,62	3,89	20,65	0,034	0,52	0,43
	0-4	10	18	21,35	1,19	213,46	2	35		2,8876	0,62	0,62	57,95	0,093	0,48	0,52
	4-5	28	14	17,81	1,27	498,74	2	35		2,8876	1,44	2,06	49,06	0,187	1,17	0,71
	5-6	28	6	9,84	1,64	275,56	2	35		2,8876	0,80	2,85	27,33	0,058	0,85	0,77
	0-7	49	19	22,21	1,17	1088,22	2	70		1,4439	1,57	1,57	60,87	0,252	1,26	1,02
	7-8	27	16	19,60	1,22	529,16	2	70		1,4439	0,76	2,34	54,14	0,110	0,62	1,13
	8-9	28	8	12,04	1,50	337,02	2	70		1,4439	0,49	2,82	33,42	0,043	0,40	1,17
	9-10	21	3	5,93	1,98	124,57	2	70		1,4439	0,18	3,00	16,50	0,008	0,15	1,18
														1,128		

En el cuadro de carga general se expuso la carga total de la URBANIZACION. Con base este resultado se determina que para esta carga es conveniente utilizar un transformador monofasico de 50 KVA.

B. Análisis de coordinación de aislamiento eléctrico.

En la siguiente tabla se muestra la selección de los DPS (Pararrayos) a utilizar en el proyecto para todas las subestaciones. Se verifica que cumple con todos los requerimientos exigidos.

DATOS DEL SISTEMA			
DESCRIPCION	UNIDAD	VALORES	
		Primario	Secundario
Máxima corriente de cortocircuito	kAmp	2,0	3,8
Frecuencia nominal	Hz	60	
Altura sobre el nivel del mar	MSNM	1600	
Longitud de la red de alimentación y salida de la subestación	Km	0,30	0,90
Tensión nominal Primaria/Secundaria del sistema en kV	kV	13,20	0,24
Factor de sobretension maxima del sistema		1,1	1,2
Tension máxima del sistema	KV	15	0,28
DATOS DEL TRANSFORMADOR A PROTEGER			
Tensión nominal Primaria/Secundaria del sistema en kV	kV	13,2	0,24
Refrigerante del Transformador		Aceite	
Puesta a tierra del neutro del transformador en el secundario DYn		Solidamente aterrizado	
Factor de conexión del neutro a Tierra, Ke		1,40	1,40
Minima tension de selección del DPS		10,83	0,20
LIW (Lightnig Impulse Whitstand Level) **BIL**	kV	200,0	95,0
SIW (Switching Impulse Whitstand Level) **BSL**	kV	166,0	70,9
Nivel de contaminación ambiental (IEC 60815) en el punto de la instalacion en estudio		Ligero	
ANALISIS DE ALTERNATIVAS			
DATOS DE LOS DPS A INSTALAR			
Tension nominal	kV	15	
Tension de funcionamiento continuo **MCOV**	kV	12,7	
Soportabilidad a sobretensiones temporales TOVc para 10 segundos >=	kV	17,78	
Corriente nominal de descarga	kAmp	10	
Impedancia caracteristica de la linea a la que se conecta el DPS (100 - 400)	Ohmios	400	
Energia minima que deberá ser absorvida por el DPS	kJ/Kv maniobra	0,2	
Dato del Fabricante	kJ/Kv maniobra		
Tension de Frente de Onda **FOW**	kV	52,2	
Tension residual a frente de onda maniobra (1 Kamp a 30/60 µSeg)	kV	36,6	
Tension residual a frente de onda tipo rayo (10 Kamp a 8/20 µSeg)	kV	48	
Distancia de fuga de aisladores y DPS entre fase y tierra en Catalogo del equipo. (Si cambia a rojo se debe cambiar el valor)	mm	171,0	
Soportabilidad a la corriente de falla	kAmp	20,0	
Verificacion de soportabilidad a la corriente de falla		CUMPLE	
RESULTADOS DE CALCULOS			
Tensión continua de operación Fase-Tierra de la red	kV	8,66	
Verificacion de la MCOV		CUMPLE	
Soportabilidad a sobretensiones temporales (TOVc)	kV	11,58	
Verificacion de la TOVc		CUMPLE	
Distancia de fuga mínima nominal calculada	mm/kV	138,56	
Verificacion de la distancia de fuga		CUMPLE	
Tension Residual del DPS a corriente nominal MAXIMA calculada	kV	166,67	
Verificacion de la Tensión residual		CUMPLE	
RANGOS DE PROTECCION			
Rango de protección 1 **Nivel Alto** calculado **RP1>=1,15**		CUMPLE	
Rango de protección 2 **Nivel de seguridad** calculado **RP2>=1,2**		CUMPLE	
Rango de protección 3 **Nivel de Proteccion** calculado **RP3>=1,15**		CUMPLE	
VERIFICACION DE CUMPLIMIENTO DE MARGENES DE PROTECCION			
Margen de protección 1 calculado **MP1>=1**		3,17%	
Margen de protección 2 calculado **MP2>=1**		3,54%	
Margen de protección 3 calculado **MP3>=1**		4,75%	

De igual forma como el conductor utilizado para la línea de media tensión es ACSR desnudo calibre No 2 AWG, se utilizan aisladores tipo retencion de porcelana y tipo suspensión poliméricos para nivel de tensión de 15 KV que permiten aislar la línea energizada de la estructura. En la salida del

secundario del transformador (50 KVA / 25 KVA) se utiliza cable de cobre aislado con tensión máxima de operación de 600V, el cual permite realizar un aislamiento completo de la red de baja tensión quecuenta con una tensión de 124 / 214 V.

C. Análisis de cortocircuito y falla a tierra.

En la figura C.1 (Transformador 50 KVA / 25 KVA) se muestra el diagrama unifilar de la instalación eléctrica con los elementos utilizados para el análisis de cortocircuito.

Subestación en poste 50 KVA / 25 KVA
TIPO

- Transformador

$$Z_T = 2.7\% * \frac{(214V)^2}{112.5\,VA} = 16.48\,m\Omega$$

$$R_T = \frac{1090W}{3 * 202A^2} = 8.9\,m\Omega$$

$$X_T = \sqrt{Z_T - R_T} = 13.87\,m\Omega$$

- Acometida

$$R_A = 0.164\,\Omega\,mm^2/m * \frac{12m}{107mm^2} = 18.3\,m\Omega$$

$$X_A = 0.08\,m\Omega/m * 12\,m = 0.96\,m\Omega$$

- Corriente de cortocircuito en los bornes de baja tensión del transformador:

Corresponde a la corriente de falla del transformador.

$$Z_{cc-FA} = Z_T = 16.48\,m\Omega$$

$$\boldsymbol{I_{cc-FA} = 1.1 * \frac{214V}{\sqrt{3} * 16.48\,m\Omega} = 8.25\,kA}$$

El valor 1.1 corresponde a una constante que representa el aporte de los factores de tensión para los cortocircuitos máximos y al factor de carga.

- Corriente de cortocircuito en el tablero principal:

$$R_{falla-B} = R_T + R_{AC} = 27.2\,m\Omega$$

$$X_{falla-B} = X_T + X_{AC} = 14.83\,m\Omega$$

$$Z_{cc-FB} = \sqrt{R_{falla-B} + X_{falla-B}} = 30.98\,m\Omega$$

$$\boldsymbol{I_{cc-FC} = 1.1 * \frac{214V}{\sqrt{2} * 30.98\,m\Omega} = 3.5\,kA}$$

El valor 1.1 corresponde a una constante que representa el aporte de los factores de tensión para los cortocircuitos máximos y al factor de carga.

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

Anexo a este documento se entrega el análisis de nivel de riesgo por rayos.

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

Anexo a este documento se entregan las matrices de análisis de riesgos realizado para este proyecto.

F. Análisis del nivel tensión requerido.

La tensión primaria la definió el operador de red, Electrificadora del Huila, en 13.2kV. En la tensión secundaria se implementaron los niveles de tensión 124/214V.

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

No aplica para este proyecto de acuerdo a lo estipulado en el artículo 14.4 del RETIE, incluyendo la modificación realizada en el artículo 2 de la resolución 40492 del 24 de Abril de 2015.

H. Cálculo de transformadores incluyendo los efectos de los armónicos y factor de potencia en la carga.

Teniendo en cuenta el análisis de cargas expuesto en el numera 1 se selecciona un transformador de 50 KVA y 25 KVA.

Transformador Seleccionado	50 KVA		
Nivel de Media Tensión	13,2 kV		
Nivel de Baja Tensión	214/124 V		
Corriente Nominal Primaria	$\frac{50.000}{1.73*13200}$	=	3,280 A
Corriente Nominal Secundaria	$\frac{50.000}{1.73*214}$	=	202,34 A

I. Cálculo del sistema de puesta a tierra.

Anexo a este documento se entregan los cálculos del sistema de puesta a tierra.

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

- Acometida principal.

SELECCIÓN ACOMETIDA PRINCIPAL TRANSFORMADOR 50 KVA URBANIZACION

Transformador seleccionado **50 KVA**

Corriente Nominal Acometida: $\frac{50}{\sqrt{2} * 214}$ = **202,34 A**

Acometida principal Usuario:

En tablas para cable monopolar de cobre aislado thhn/thwn 90°C se encuentra:
Calibre 2 AWG :
Factor de corrección por temperatura ambiente (31-35 °C): 0,96
Factor de ajuste para mas de 3 conductores transportando corriente por ducto: 0,7
Capacidad efectiva de 1 conductores por fase: 100,8 x 2 = **201,6 A**

SELECCIÓN ACOMETIDA PRINCIPAL TRANSFORMADOR 25 KVA AREAS DEPORTIVAS

Transformador seleccionado **25 KVA**

Corriente Nominal Acometida: $\frac{25}{\sqrt{2} * 214}$ = **202,34 A**

Selección Totalizador: Ins x 100% = **202,34 A**

Se elige Breaker de 2 x 80 A

Acometida principal Usuario:

En tablas para cable monopolar de cobre aislado thhn/thwn 90°C se encuentra:

Calibre 2 AWG : 80 A

Factor de corrección por temperatura ambiente (31-35 °C): 0,96

Factor de ajuste para más de 3 conductores transportando corriente por ducto: 0,7

Capacidad efectiva de 1 conductores por fase: 100,8 x 2 = **201,6 A**

Se selecciona: Fases: **2 x 2 AWG / fase**

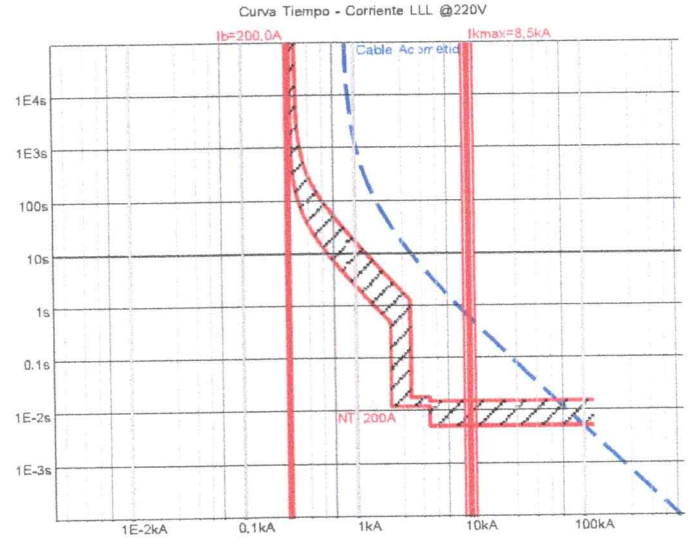
Neutro: **2 x 2 AWG**

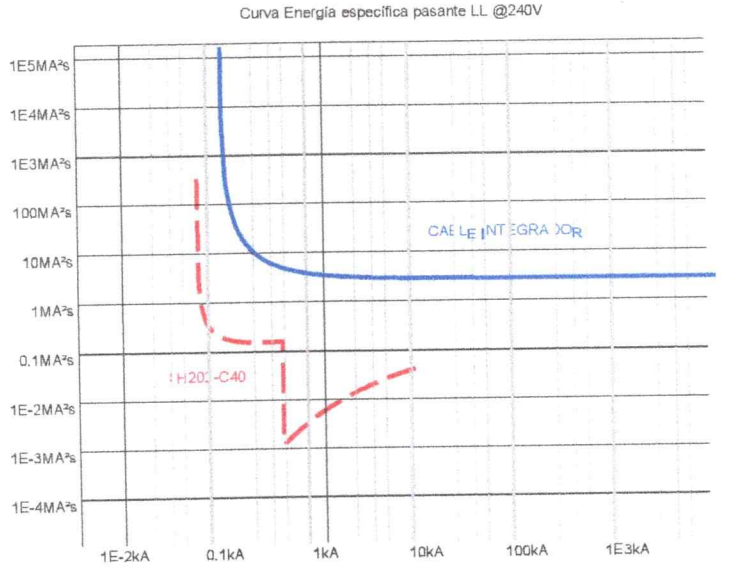
Tierra: **2 AWG** **Mínimo.**

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.

En el numeral anterior se muestra que la capacidad de corriente de los conductores luego de aplicar los factores de corrección apropiados, es superior a la requerida por la carga y a la permitida por las protecciones.

Se procede a verificar los conductores teniendo en cuenta el tiempo de disparo de los interruptores y la corriente de cortocircuito.





L. Cálculo mecánico de estructuras y de elementos de sujeción de equipos.

Se proyecta estructura en media tensión normalizada por Electrohuila en sus normas técnicas de construcción de redes abiertas 13.2kV EH-510 / 515 / 710. Se proyecta utilizar poste de 12 metros con capacidad de ruptura mínima de 510 / 750 / 1050 kgf.

M. Cálculo y coordinación de protecciones contra sobrecorrientes.

- Selección de Fusible para Protección de Transformadores
  - Transformadores Seleccionados de 50 KVA y 25 KVA.

Transformadores Seleccionados	50 KVA y 25 KVA
Nivel de Media Tension	13,2 kV
Nivel de Baja Tension	214 / 124 V

Se selecciona fusible tipo H de 3 A y 5 A.

- Selección interruptor baja tensión gabinete principal

Transformador Seleccionado	25 KVA			
Nivel de Media Tension	13,2 kV			
Nivel de Baja Tension	214/124 V			
Corriente Nominal Secundaria	$\frac{25.000}{1.73*214}$	=	80	A

Se selecciona protección de 80 A con una capacidad de corte de mínimo Icu = 25 kA a 220V.

N. Cálculos de canalizaciones (tubo, ductos, canaletas y electroductos) y volumen de encerramientos (cajas, tableros, conduletas, etc.).

- Ducto acometida principal

La acometida principal consta de 3 conductores calibre No 2 AWG THHN/THWN-2 y 1 conductor No 2 AWG THHN/THWN-2 por medio de un tubo galvanizado IMC de 3 pulgadas. Tomando como referencia la tabla C4 de la NTC 2050 (número máximo de conductores en tubo conduit metálico tipo IMC) se comprueba que la cantidad de conductores de la acometida principalcumple con lo permitido en el reglamento.

Cuadro C4.
Número máximo de conductores y cables de aparatos en tubos metálicos semi-rígidos (según el Cuadro 1, Capítulo 9)

Letras de tipo	Sección del cable AWG/ Kcmils	Sección comercial en pulgadas									
		½	¾	1	1 ¼	1 ½	2	2 ½	3	3 ½	4
THHN, THWN, THWN-2	14	14	24	39	68	91	149	211	326	436	562
	12	10	17	29	49	67	109	154	238	318	410
	10	6	11	18	31	42	68	97	150	200	258
	8	3	6	10	18	24	39	56	86	115	149
	6	2	4	7	13	17	28	40	62	83	107
	4	1	3	4	8	10	17	25	38	51	66
	3	1	2	4	6	9	15	21	32	43	56
	2	1	1	3	5	7	12	17	27	36	47

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

- Acometida principal

CALCULO DE REGULACIÓN Y PERDIDAS

KVA	I (A)	Breaker	Tipo	Calibre AWG	Z	Longitud (km)	Caida de Tension (V)	Regulación Total (%)	resistencia (ohm/km)	Perdidas (KW/tramo)	Perdidas (%/TRAMO)
112.5,00	202,34	200 A	THWN	2x1/0	2,06E-01	0,012	0,87	0,41%	0,164	0,140	0,21%

P. Cálculos de regulación.

- Acometida principal

CALCULO DE REGULACIÓN Y PERDIDAS

KVA	I (A)	Breaker	Tipo	Calibre AWG	Z	Longitud (km)	Caida de Tension (V)	Regulación Total (%)	resistencia (ohm/km)	Perdidas (KW/tramo)	Perdidas (%/TRAMO)
75,00	202,34	200 A	THWN	2x1/0	2,06E-01	0,012	0,87	0,41%	0,164	0,140	0,21%

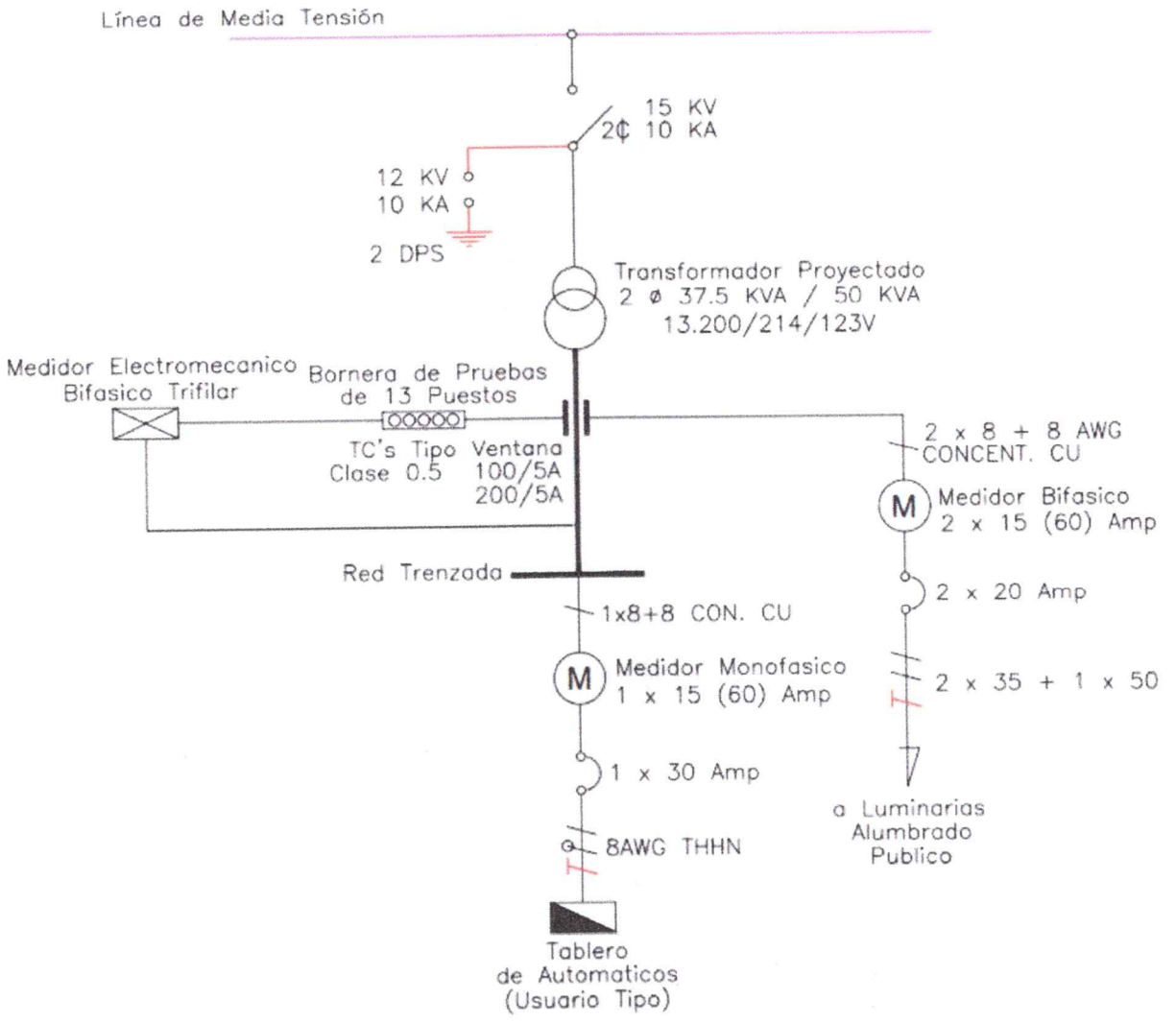
Q. Clasificación de áreas.

No aplica por ser instalaciones especiales.

R. Elaboración de diagramas unifilares.

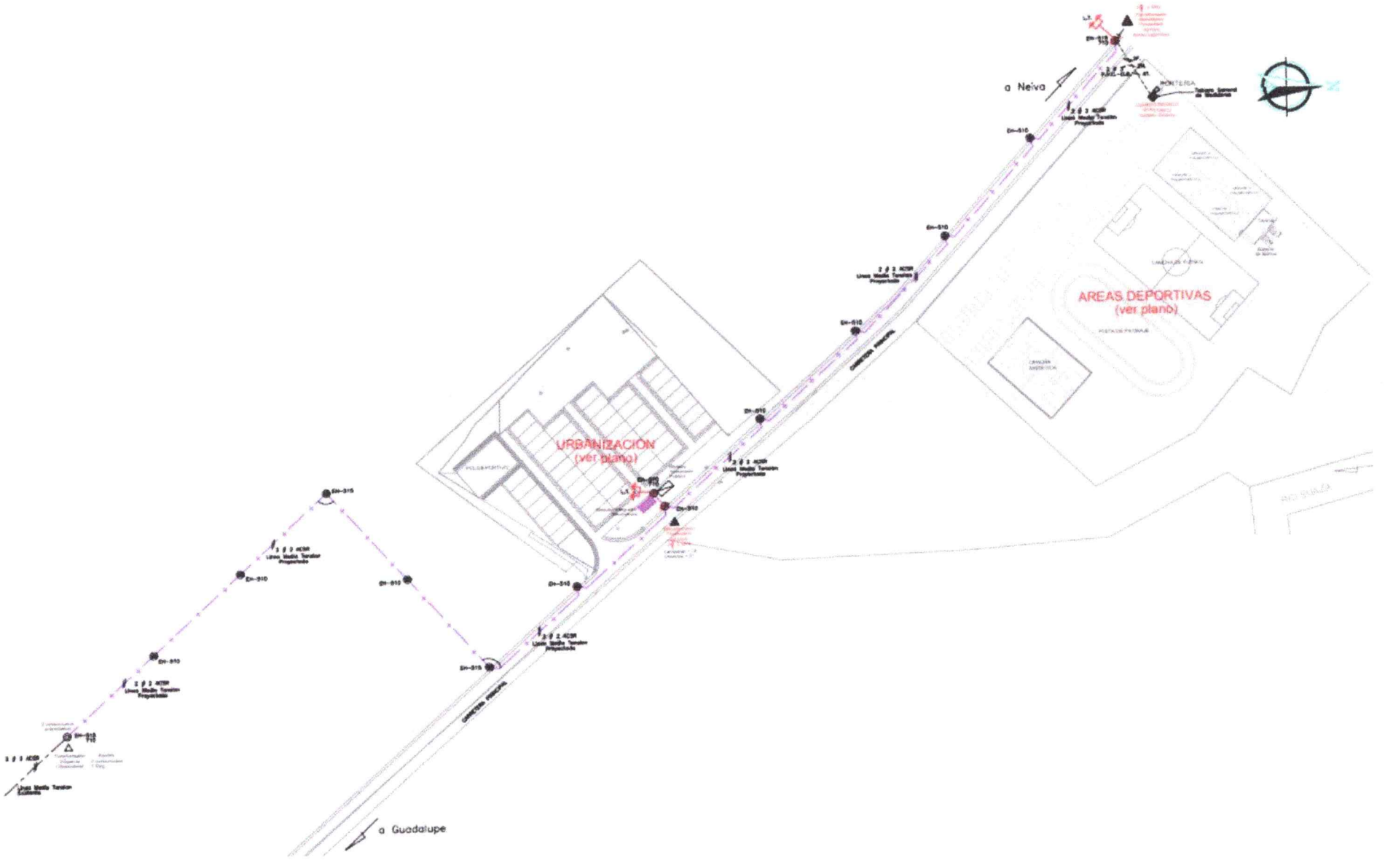
El diagrama unifilar se encuentra plasmado en el plano que se entrega anexo.

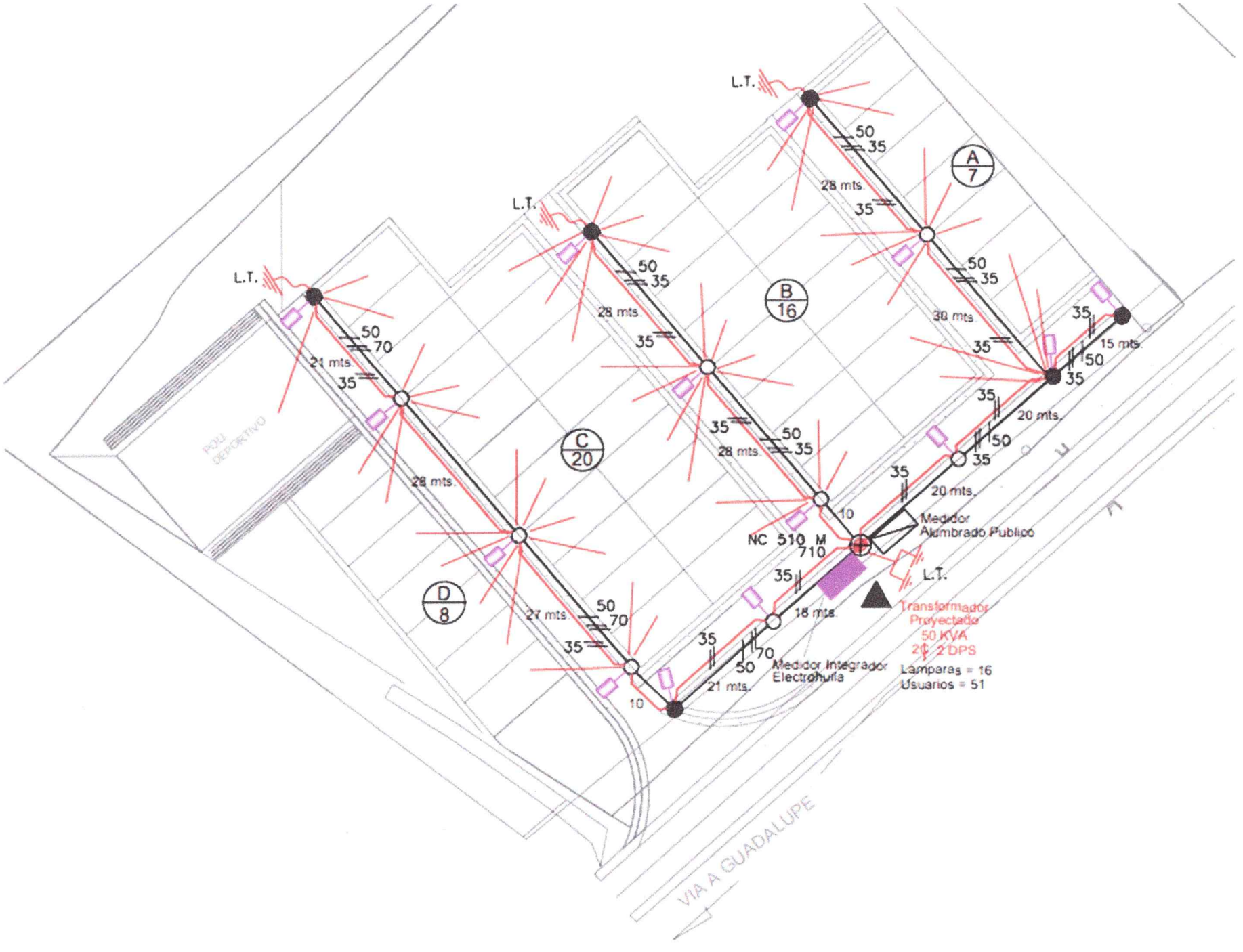
DIAGRAMA UNIFILAR
Transformador 50 KVA

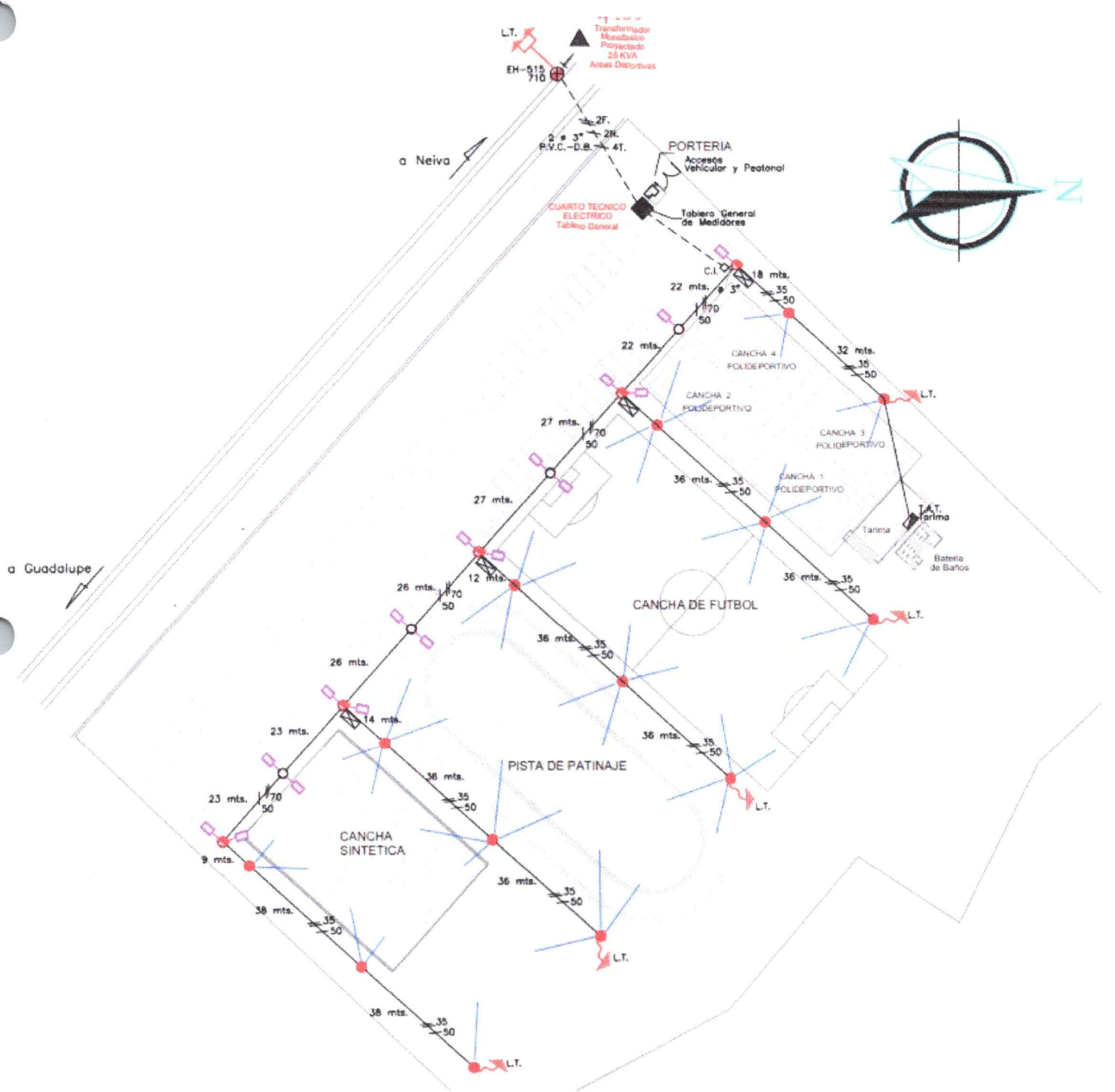


S. Elaboración de planos y esquemas eléctricos para construcción.

Los planos elaborados se entregan anexos a este informe.


a Neiva
AREAS DEPORTIVAS
(ver plano)
URBANIZACION
(ver plano)
CARRETERA PRINCIPAL
a Guadalupe


L.T.
L.T.
L.T.
50
35
28 mts.
A
7
B
16
C
20
D
8
50
70
21 mts.
35
28 mts.
35
50
35
28 mts.
35
50
35
30 mts.
35
35
15 mts.
50
35
35
20 mts.
50
35
35
20 mts.
10
Medidor
Alumbrado Publico
NC 510 M
710
L.T.
35
18 mts.
Transformador
Proyectado
50 KVA
2Φ 2 DPS
27 mts.
50
70
35
35
70
50
21 mts.
10
Medidor Integrador
Electrohuila
Lamparas = 16
Usuarios = 51
POLI
DEPORTIVO
VIA A GUADALUPE


L.T.
Transformador Monofasico Proyectado 25 KVA Areas Deportivas
EH-515 710
2F.
2 ø 3" P.V.C.-D.B.
2N.
4T.
PORTERIA
Acceso Vehicular y Peatonal
a Neiva
CUARTO TECNICO ELECTRICO Tablero General
Tablero General de Medidores
N
C.I.
18 mts.
22 mts.
ø 3"
70
50
35
22 mts.
CANCHA 4 POLIDEPORTIVO
32 mts.
L.T.
CANCHA 2 POLIDEPORTIVO
27 mts.
CANCHA 3 POLIDEPORTIVO
36 mts.
CANCHA 1 POLIDEPORTIVO
T.A.T. Tarima
Tarima
Bateria de Baños
27 mts.
a Guadalupe
26 mts.
12 mts.
CANCHA DE FUTBOL
36 mts.
26 mts.
14 mts.
23 mts.
PISTA DE PATINAJE
CANCHA SINTETICA
9 mts.
38 mts.

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

No aplica para este proyecto.

U. Establecer las distancias de seguridad requeridas.

Teniendo en cuenta el artículo 13 del RETIE las distancias mínimas de seguridad que aplican en este proyecto son:

- Articulo 13.1 Distancias de seguridad en zonas de construcciones: En la tabla se resalta las distancias que se deben cumplir en las líneas de media y redes de baja tensión que se encuentran construidas en el proyecto.

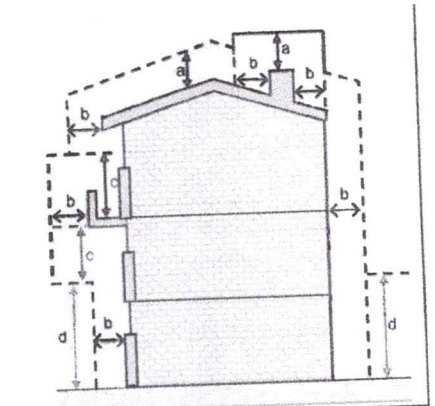


Figura 13.1. Distancias de seguridad en zonas con construcciones

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 y siempre que el propietario o tenedor de la instalación eléctrica tenga absoluto control tanto de la instalación como de la edificación (Figura 13.1).	44/34,5/33	3,8
	13,8/13,2/11,4/7,6	3,8
	<1	0,45
Distancia horizontal "b" a muros, balcones, salientes, ventanas y diferentes áreas independientemente de la facilidad de accesibilidad de personas. (Figura 13.1)	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 13.1)	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 13.1) para vehículos de más de 2,45 m de altura.	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

- Articulo 13.2 Distancias mínimas de seguridad para diferentes situaciones: En la siguiente tabla se resalta las distancias que se deben cumplir en las líneas de media y redes de baja tensión que se encuentran construidas en el proyecto para diferentes situaciones.

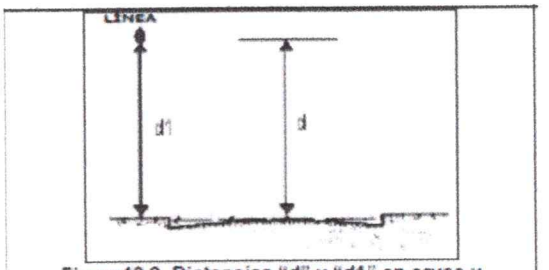


Figura13.2. Distancias "d" y "d1" en cruce y recorridos de vías

Descripción	Tensión nominal entre fases (kV)	Distancia (m)
Distancia mínima al suelo "**d**" en **cruces** con carreteras, calles, callejones, zonas peatonales, áreas sujetas a tráfico vehicular (Figura 13.2).	500	11,5
	230/220	8,5
	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	5,0
Cruce de líneas aéreas de baja tensión en grandes avenidas.	<1	5,6
Distancia mínima al suelo "**d1**" desde líneas que **recorren** avenidas, carreteras y calles (Figura 13.2).	500	11,5
	230/220	8,0
	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	5,0
Distancia mínima al suelo "**d**" en zonas de bosques de arbustos, áreas cultivadas, pastos, huertos, etc. Siempre que se tenga el control de la altura máxima que pueden alcanzar las copas de los arbustos o huertos, localizados en la zonas de servidumbre (Figura 13.2).	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	5,0
Distancia mínima horizontal en cruce cercano a campos deportivos que incluyan infraestructura, tales como graderías, casetas o cualquier tipo de edificación asociada al campo deportivo.	500	11,1
	230/220	9,3
	115/110	7,0
	66/57,5	7,0
	44/34,5/33	7,0
	13,8/13,2/11,4/7,6	7,0
	<1	7,0

Tabla 13.2. Distancias mínimas de seguridad para diferentes situaciones

- Distancias verticales mínimas en vanos con líneas de diferentes tensiones: En la siguiente tabla se muestran las distancias que se deben cumplir en este proyecto.

		DISTANCIAS EN METROS								
Tensión nominal (kV) entre fases de la línea superior	500	4,8	4,2	4,2	4,2	4,3	4,3	4,6	5,3	7,1
	230/220	3,0	2,4	2,4	2,4	2,5	2,6	2,9	3,6	
	115/110	2,3	1,7	1,7	1,7	1,8	1,9	2,2		
	66	2,0	1,4	1,4	1,4	1,5	1,5			
	57,5	1,9	1,3	1,3	1,3	1,4				
	44/34,5/33	1,8	1,2	1,2	1,3					
	13,8/13,2/11,4/7,6	1,8	1,2	0,6						
	<1	1,2	0,6							
	Comunicaciones	0,6								
		Comunicación	<1	13,8/ 13,2/ 11,4/ 7,6	44/ 34,5/ 33	57,5	66	115/ 110	230/ 220	500
		Tensión nominal (kV) entre fases de la línea inferior								

Tabla 13.3. Distancias verticales mínimas en vanos con líneas de diferentes tensiones

- Artículo 13.4 Distancia horizontal y vertical mínima en metros entre conductores en la misma estructura: Se resalta en las tablas las distancias que se deben cumplir en los diferentes apoyos del proyecto.

CLASE DE CIRCUITO Y TENSIÓN ENTRE LOS CONDUCTORES CONSIDERADOS	DISTANCIAS HORIZONTALES DE SEGURIDAD (cm)
Conductores de comunicación expuestos	15 (1) 7,5 (2)
Alimentadores de vías férreas 0 a 750 V (4/0 AWG o mayor calibre). 0 a 750 V (calibre menor de 4/0 AWG). Entre 750 V y 8,7 kV.	 15 30 30
Conductores de suministro del mismo circuito. 0 a 8,7 kV Entre 8,7 y 50 kV Más de 50 kV	 30 30 más 1 cm por kV sobre 8,7 kV Debe atender normas internacionales
Conductores de suministro de diferente circuito (3) 0 a 8,7 kV Entre 8,7 y 50 kV Entre 50 kV y 814 kV	 30 30 más 1 cm por kV sobre 8,7 kV 71,5 más 1 cm por kV sobre 50 kV

Tabla 13.4. Distancia horizontal entre conductores soportados en la misma estructura de apoyo

			CONDUCTORES A MAYOR ALTURA	
			CONDUCTORES DE SUMINISTRO A LA INTEMPERIE (TENSIÓN EN kV)	
			HASTA 1 kV	ENTRE 7,6 Y 66 kV
CONDUCTORES A MENOR ALTURA	Conductores y cables de comunicación, localizados en el apoyo de empresa de energía, o de empresas comunicaciones.		0,4	0,4 más 0,01 m por kV sobre 7,6 kV.
	Conductores de suministro eléctrico a la intemperie	Hasta 1 kV	0,4	0,4 más 0,01 m por kV sobre 7,6 kV
		Entre 1 kV y 7,6 kV	No permitido	0,4 más 0,01 m por kV sobre 7,6 kV
		Entre 11,4 kV y 34,5 kV	No permitido	0,6 más 0,01 m por kV sobre 7,6 kV
		Entre 44 kV y 66 kV	No permitido	0,6 más 0,01 m por kV sobre 7,6 kV

Tabla 13.5. Distancia vertical mínima en metros entre conductores sobre la misma estructura

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 hay desviaciones técnicas de la NTC 2050.

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

No se requieren estudios adicionales.

Documentos Anexos de este informe:

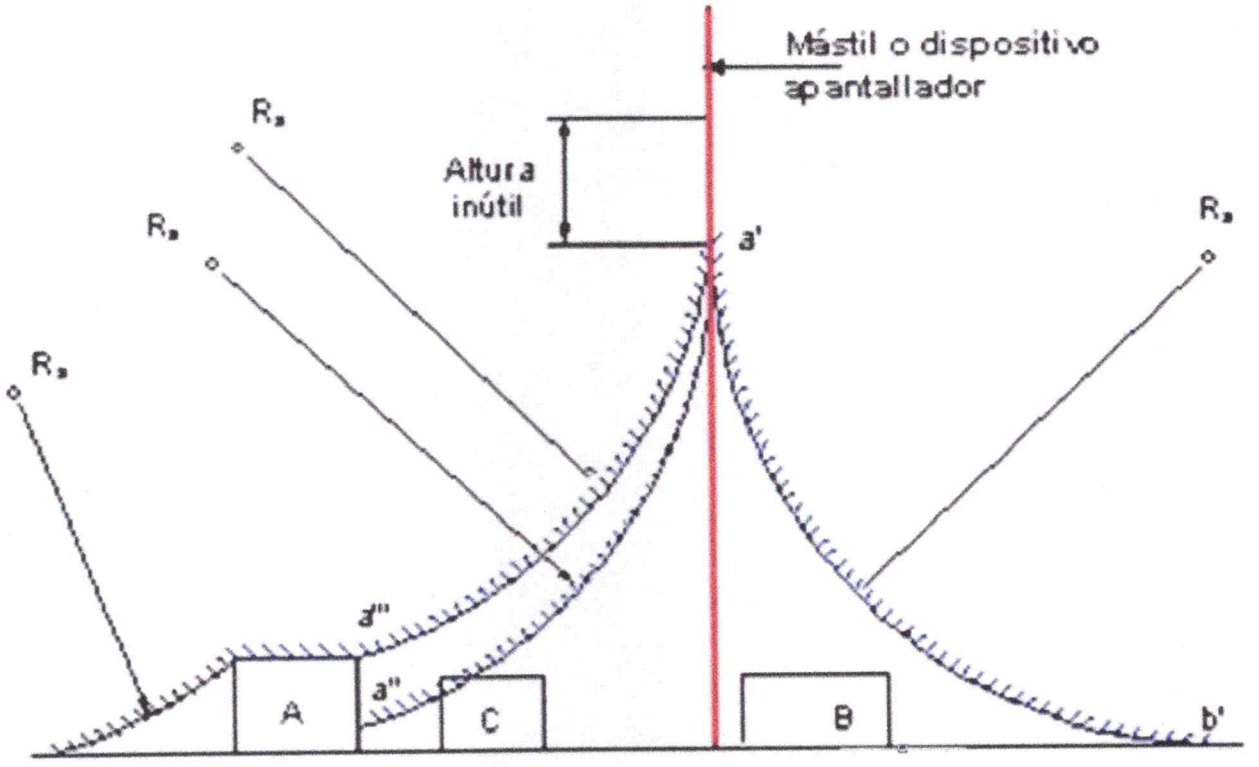
- Análisis de nivel de riesgo por rayos
- Matrices de análisis de riesgos de origen eléctrico.
- Cálculos del sistema de puesta a tierra.
- Planos Diseño

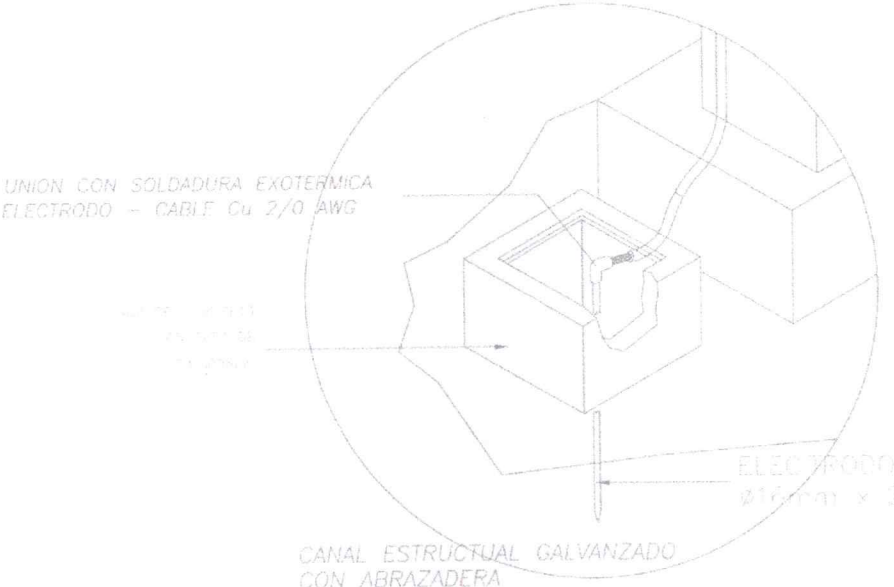
29-05-2023

CARLOS HUMBERTO GOMEZ SOTO
Ingeniero Electricista
Mat. CN 205-30940

ANEXOS

- Análisis de nivel de riesgo por rayos LMT





- Análisis de nivel de riesgo por rayos Edificación

NORME INTERNATIONALE — **CEI IEC**

INTERNATIONAL STANDARD — **62305-2** Edition-1 2005-01

Dimensiones de la estructura:
Longitud de la estructura (m): 20
Anchura de la estructura (m): 20
Altura del plano del tejado (m)*: 10
Área de colección (m2): 5,627 m2

Características de la estructura:
Riesgo de incendio y daños físicos: Normal
Eficacia del apantallamiento: Media
Tipo de cableado interno: No apantallado

Influencias ambientales:
Situación respecto a los alrededores: Altura similar
Factor ambiental: Urbano
Nº de días de tormenta: 20 days/year
Densidad anual equivalente de rayos: 2.0 flashes/km2

Medidas de protección:
Clase de SPCR: Nivel IV
Protección contra incendios: Sistemas manuales
Protección contra sobretensiones: Sólo en entrada de servicios

Líneas de conducción eléctrica:

Línea eléctrica:
Línea que llega a la estructura: Cable enterrado
Tipo de cable externo: No apantallado
Existencia de transformador MT/BT: Transformador

Otros servicios aéreos:
Número de servicios conducidos: 0
Tipo de cable externo: No apantallado

Otros servicios enterrados:
Número de servicios conducidos: 2
Tipo de cable externo: No apantallado

Tipos de las pérdidas:

Tipo 1 - Pérdidas de vidas humanas:
Riesgos especiales para la vida: Riesgo de pánico medio
Por incendios: Comercios, colegios, ...
Por sobretensiones: No aplica

Tipo 2 - Pérdidas de servicios esenciales:
Por incendios: No hay servicios esenciales
Por sobretensiones: No hay servicios esenciales

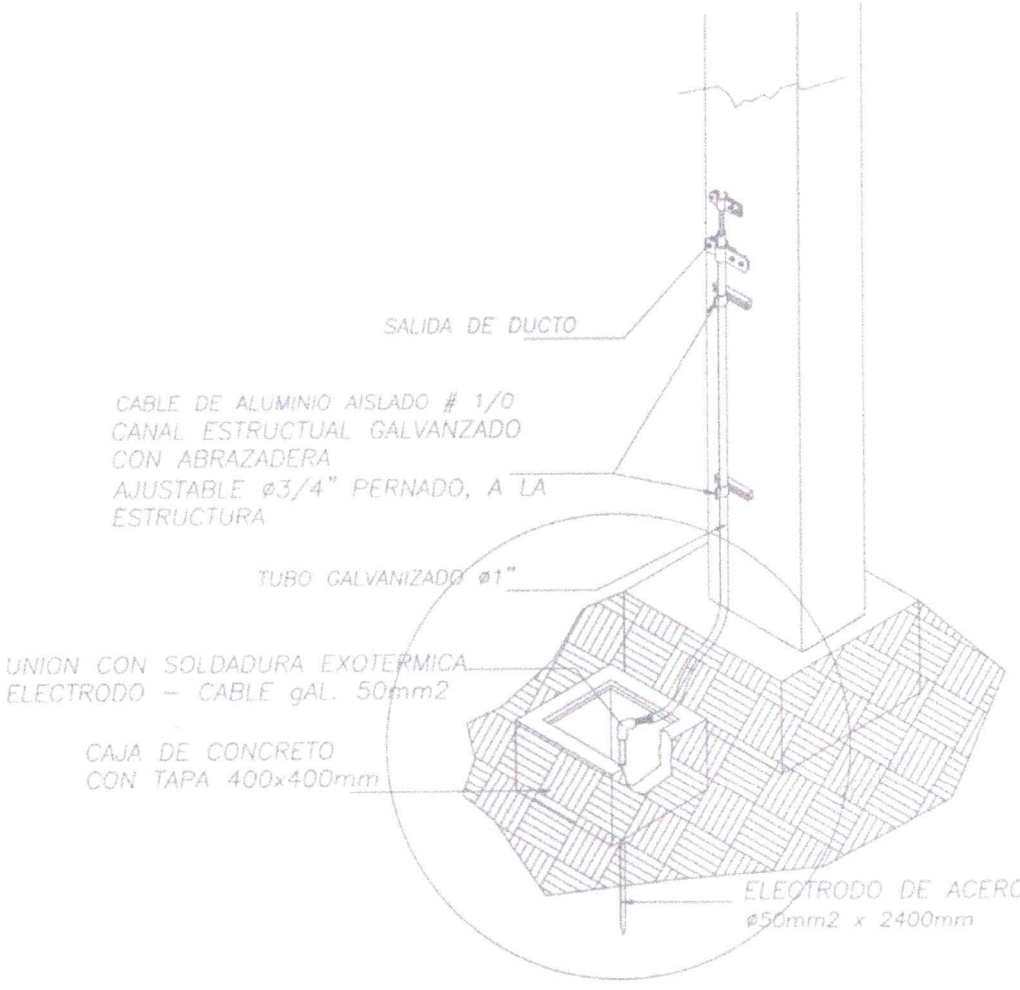
Tipo 3 - Pérdidas de patrimonio cultural:
Por incendios: Sin valor histórico

Tipo 4 - Pérdidas económicas:
Riesgos económicos especiales: Sin riesgos especiales
Por incendios: Propiedad comercial
Por sobretensiones: Zona industrial o comercial
Por tensión de paso/contacto: Sin riesgo de schock
Riesgo tolerable de pérd. económ.: 1 en 100 años

Riesgos calculados:

	Tolerable Risk Rt	*Direct Strike Risk Rd*	*Indirect Strike Risk Ri*	*Calculated Risk R*
Pérdidas de vidas humanas:	1.00E-05	1.41E-06	1.79E-06	3.20E-06
Pérdidas de serv. públicos:	1.00E-03	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
Pérdidas de patrimonio:	1.00E-03	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
Pérdidas económicas:	1.00E-02	5.74E-06	6.74E-03	6.80E-03

- Análisis de riesgo de origen eléctrico



BAJANTE ELECTRODO DE TIERRA

- Cálculo del sistema de puesta a tierra

Cálculo de las tensiones de paso y contacto admisibles

PARA UNA PERSONA DE 60 KGR

Vcontacto = (0,116/ √(tr)).(1000+1,5Cs.ρs) D.15

Cs = 1 - 0.09(1-ρ/ρs)/(2hs+0,09) D.16

Donde:

tr = tiempo de despeje de falla en seg. =	0,01
ρ =resistividad promedio del terreno en ohm-m=	20,00
ρs = resistividad del suelo artificial en ohm-m =	20
hs = altura de la capa de suelo artificial en metros =	0

tiempo de disparo de fuse del trafo Tipo H

Ifalla (KA) = 8,25

Vpaso para pers. De 60 Kg

Vpaso = (1000+6.Cs.ρs).0,116/√(tr) D.17

entonces tenemos que:

Cs=	1	
Vcontacto=	1195	voltios
Vpaso=	1299	voltios

Si el GPR <= Vcontacto "OK" ; si no "RECONFIGURE LA PAT"

GPR = IfxRpat (V) = 66,66 OK

VARILLA O ELECTRODO VERTICAL

L = longitud del electrodo en m
dr = diámetro del electrodo en cm
ρ = resistividad del terreno en Ω.m

R = (ρ/2.Π.L).(Ln(294.3L/dr)-1)

ejemplo:

L (m)=	2,4
dr (cm) =	1,6
ρ(Ω.m) =	20,00

R (Ω)= 8,08 OK