



**FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

**“DISEÑO DE UNA LÍNEA DE DISTRIBUCIÓN EN MEDIA Y BAJA TENSIÓN
DE 2 KM MONOFÁSICA PARA BENEFICIAR A LA COMUNIDAD LA PERLA
EN EL DISTRITO DE METAPÁN, MUNICIPIO DE SANTA ANA NORTE.”**

PARA OPTAR AL TÍTULO DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

ARIAS MONTES, JOSÉ ELENILSON

JUAREZ GONZALEZ, MARIO LUIS

VICENTE SAZ, GABRIEL ALEJANDRO

SANTA TECLA, OCTUBRE DE 2025



AUTORIDADES UNIVERSITARIAS

ING. ROSENDO MAURICIO SERMEÑO PALACIOS
RECTOR

ING. FRANCISCO ALFREDO CARRILLO LARREYNAGA
VICE-RECTOR

ING. ROOSELVET ADOLFO OSORIO
SECRETARIO GENERAL

LIC. CARLOS ALBERTO COCA MUÑOZ
FISCAL

ING. MAURICIO ANTONIO AGUIRRE ORELLANA
DECANO DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA

ING. RENÉ EDUARDO CUÉLLAR FIGUEROA
DIRECTOR DE ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

SANTA TECLA, OCTUBRE DE 2025



ASESOR:

ING. LUIS ALBERTO MORALES HERNÁNDEZ

JURADO EVALUADOR:

ING. OSCAR ALBERTO VÁSQUEZ GUADRÓN

ING. RENÉ EDUARDO CUÉLLAR FIGUEROA

ING. JULIO ADALBERTO MARTÍNEZ LOPEZ

SANTA TECLA, OCTUBRE DE 2025

UNIVERSIDAD TÉCNICA LATINOAMERICANA

ACTA DE CALIFICACIÓN DE
DEFENSA DE TRABAJO DE GRADUACIÓN

No. TRES MIL QUINIENTOS TREINTA Y CUATRO

A las ocho horas del sábado veintisiete de septiembre de dos mil veinticinco. Reunidos los Miembros del Tribunal Examinador del Trabajo de Graduación presentado por JOSE ELENILSON ARIAS MONTES en el salón de sesiones de la UNIVERSIDAD TÉCNICA LATINOAMERICANA. Se procedió:

PRIMERO: Que habiendo analizado el Trabajo de Graduación titulado:

"DISEÑO DE UNA LÍNEA DE DISTRIBUCIÓN EN MEDIA Y BAJA TENSIÓN DE 2 KM MONOFÁSICA, PARA BENEFICIAR A LA COMUNIDAD LA PERLA EN EL DISTRITO DE METAPAN, MUNICIPIO DE SANTA ANA NORTE".

Se dio por aprobada, la parte escrita.

SEGUNDO: Que, con base a dicha aprobación de la parte escrita, se procedió a instalar la respectiva defensa oral del trabajo.

De conformidad a los resultados en dicha defensa, este Tribunal Examinador acuerda dar por APROBADA, con una calificación de OCHO PUNTO CERO (8.0), el Trabajo de Graduación presentado por el alumno arriba detallado obteniendo a partir de esta fecha su calidad de: INGENIERO ELECTRICISTA

No habiendo más que hacer constar, damos por terminada el acta que firmamos.

ING. OSCAR ALBERTO VASQUEZ GUADRON

ING. RENE EDUARDO CUELLAR FIGUEROA

ING. JULIO ADALBERTO MARTÍNEZ LOPEZ

ING. ROOSELVET ADOLFO OSORIO
SECRETARIO GENERAL



UNIVERSIDAD TÉCNICA LATINOAMERICANA

ACTA DE CALIFICACIÓN DE
DEFENSA DE TRABAJO DE GRADUACIÓN

No. TRES MIL QUINIENTOS TREINTA Y CINCO

A las ocho horas del sábado veintisiete de septiembre de dos mil veinticinco. Reunidos los Miembros del Tribunal Examinador del Trabajo de Graduación presentado por MARIO LUIS JUAREZ GONZALEZ en el salón de sesiones de la UNIVERSIDAD TÉCNICA LATINOAMERICANA. Se procedió:

PRIMERO: Que habiendo analizado el Trabajo de Graduación titulado:

"DISEÑO DE UNA LÍNEA DE DISTRIBUCIÓN EN MEDIA Y BAJA TENSIÓN DE 2 KM MONOFÁSICA, PARA BENEFICIAR A LA COMUNIDAD LA PERLA EN EL DISTRITO DE METAPAN, MUNICIPIO DE SANTA ANA NORTE".

Se dio por aprobada, la parte escrita.

SEGUNDO: Que, con base a dicha aprobación de la parte escrita, se procedió a instalar la respectiva defensa oral del trabajo.

De conformidad a los resultados en dicha defensa, este Tribunal Examinador acuerda dar por APROBADA, con una calificación de ~~SETE PUNTO CINCO (7.5)~~, el Trabajo de Graduación presentado por el alumno arriba detallado obteniendo a partir de esta fecha su calidad de: INGENIERO ELECTRICISTA

No habiendo más que hacer constar, damos por terminada el acta que firmamos.

ING. OSCAR ALBERTO VASQUEZ GUADRON

ING. RENE EDUARDO CUELLAR FIGUEROA

ING. JULIO ADALBERTO MARTINEZ LOPEZ

ING. ROOSELVEY ADOLFO OSORIO
SECRETARIO GENERAL



UNIVERSIDAD TÉCNICA LATINOAMERICANA

ACTA DE CALIFICACIÓN DE
DEFENSA DE TRABAJO DE GRADUACIÓN

No. TRES MIL QUINIENTOS TREINTA Y SEIS

A las ocho horas del sábado veintisiete de septiembre de dos mil veinticinco. Reunidos los Miembros del Tribunal Examinador del Trabajo de Graduación presentado por GABRIEL ALEJANDRO VICENTE SAZ en el salón de sesiones de la UNIVERSIDAD TÉCNICA LATINOAMERICANA. Se procedió:

PRIMERO: Que habiendo analizado el Trabajo de Graduación titulado:

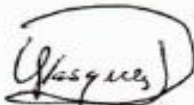
"DISEÑO DE UNA LÍNEA DE DISTRIBUCIÓN EN MEDIA Y BAJA TENSIÓN DE 2 KM MONOFÁSICA, PARA BENEFICIAR A LA COMUNIDAD LA PERLA EN EL DISTRITO DE METAPAN, MUNICIPIO DE SANTA ANA NORTE".

Se dio por aprobada, la parte escrita.

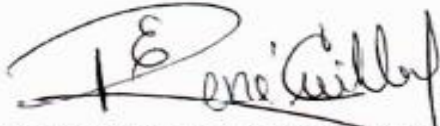
SEGUNDO: Que, con base a dicha aprobación de la parte escrita, se procedió a instalar la respectiva defensa oral del trabajo.

De conformidad a los resultados en dicha defensa, este Tribunal Examinador acuerda dar por APROBADA, con una calificación de ~~SIETE PUNTO CINCO~~ (7.5), el Trabajo de Graduación presentado por el alumno arriba detallado obteniendo a partir de esta fecha su calidad de: INGENIERO ELECTRICISTA

No habiendo más que hacer constar, damos por terminada el acta que firmamos.



ING. OSCAR ALBERTO VASQUEZ GUADRON



ING. RENE EDUARDO CUELLAR FIGUEROA



ING. JULIO ADALBERTO MARTINEZ LOPEZ



ING. ROOSELVET ADOLFO OSORIO
SECRETARIO GENERAL



AGRADECIMIENTOS

Agradezco principalmente a Dios que me ha permitido llegar hasta este punto de mi vida y mi carrera, de la cual estoy finalizando una etapa académica dentro del área en la cual laboro y me desempeño principalmente. Sin duda el camino no ha sido fácil pero siempre he tenido su protección, su aliento y las energías necesarias para seguir adelante.

Agradezco también a mi familia que son parte fundamental de este proceso, el apoyo de mi madre, de mi hermana y el apoyo y presencia de mis hijas quienes han sido en todo momento mi motor y por quienes luchó día a día.

También agradezco a mis amigos y compañeros de trabajo quienes de manera directa e indirecta han estado presentes.

De la misma manera agradezco a la Universidad Técnica Latinoamericana por la guía conducción y acompañamiento en este proceso formativo, institución a la cual le estaré siempre agradecido.

Elenilson Arias

Agradecimiento a mis padres y abuelos

A mis padres, a mis abuelos, con todo el amor, respeto y gratitud que habita en mi corazón.

Esta tesis representa no solo el cierre de una etapa académica, sino también el reflejo de un camino recorrido con esfuerzo, constancia y valores que ustedes me enseñaron desde que era niño. Cada logro alcanzado, cada obstáculo superado, cada noche de estudio y cada decisión tomada han estado profundamente marcados por su ejemplo de vida.

Gracias por ser mi guía silenciosa en los momentos de duda, por sus palabras de aliento cuando el cansancio parecía vencer, y por su fe inquebrantable en mis capacidades incluso cuando yo mismo titubeaba. Su amor ha sido mi refugio, su disciplina mi estructura, y su sacrificio la base sobre la cual he construido mis sueños.

Hoy quien soy le debo a la disciplina, a los consejos que me brindaron y reconozco cada esfuerzo que han hecho para darme el estudio desde principio a fin. Ustedes han sido mis primeros maestros, mis primeros motivadores, y los pilares que sostienen mi vocación por la excelencia.

Esta tesis está dedicada a ustedes, no solo como un gesto simbólico, sino como una afirmación de que todo lo que soy y todo lo que aspiro a ser, lleva su huella.

Gracias por enseñarme que el conocimiento se honra con humildad, que el trabajo se dignifica con honestidad, y que los sueños se alcanzan con perseverancia.

Un abrazo hasta el cielo abuelo.

Que este logro sea también suyo, porque sin ustedes, este camino no habría tenido sentido ni dirección.

Con todo amor y admiración,

Mario Juárez

A Elenilson Arias, mi colega, mi compañero de tesis y, sobre todo, mi amigo.

Desde los primeros días en que comenzamos a trabajar en el área eléctrica, su disposición para compartir conocimientos, su paciencia para explicar cada detalle técnico, y su entusiasmo por aprender y mejorar, marcaron profundamente mi forma de entender esta profesión.

No solo fue un apoyo académico, sino también un ejemplo de ética, compromiso y camaradería. En cada jornada de trabajo, en cada visita a campo, en cada plano revisado y cada cálculo discutido, encontré en él no solo a un profesional competente, sino a una persona íntegra, generosa y leal.

Nuestra tesis fue más que un proyecto académico: fue el reflejo de años de esfuerzo compartido, de madrugadas de análisis, de correcciones interminables y de celebraciones sinceras por cada avance. Su capacidad para enfrentar los retos con serenidad, su mirada crítica y su sentido del humor fueron esenciales para que este proceso no solo fuera exitoso, sino también humano.

Gracias por enseñarme que el conocimiento se multiplica cuando se comparte, que el trabajo en equipo se construye con respeto y confianza, y que la amistad puede florecer incluso en medio de cables, normas técnicas y simulaciones.

Con admiración y gratitud,

Mario Juárez

A Dios nuestro padre, que se ha manifestado de distintas formas a lo largo de este proceso formativo, protegiéndome, ayudándome a seguir siempre hacia adelante y perseverar hasta el final, a nuestra Madre Santísima que con su intercesión ha acompañado y guiado cada paso de mi vida.

A mi madre Flor Saz que ha sido mi guía y mi aliento, a mi amada esposa Aracely de Vicente que me motiva, fortalece y es siempre mi ayuda más aun en momentos difíciles, a mi queridísima hija Belén Vicente que es mi inspiración. A mis hermanos, que confían en mí y son siempre un apoyo fundamental.

A todos los docentes de la universidad técnica Latinoamérica que me han acompañado durante todo este proceso educativo, formándome como un profesional, en especial a mi asesor de tesis el ing. Luis Morales, gracias a quien el proceso de tesis resultó ser una excelente experiencia y de mucho aprendizaje.

A todas las autoridades de la universidad, especialmente al Ing. Rooselvet por su cercanía al estudiante y su disposición siempre a ayudar. Gracias por permitirme ser parte de la Universidad Técnica Latinoamericana.

Gabriel Saz

Contenido

1	CAPITULO 1 GENERALIDADES.	23
1.1	Introducción.	23
1.2	Planteamiento del problema.	24
1.2.1	Título.	24
1.2.2	Antecedentes.	24
1.2.3	Formulación del problema.	26
1.2.4	Descripción del problema.	26
1.2.5	Importancia de la investigación.	26
1.2.6	Justificación.	27
1.2.7	Alcances del proyecto.	27
1.2.8	Limitantes.	28
1.2.9	Delimitación del problema.	28
1.3	Objetivos.	29
1.3.1	Objetivo general.	29
1.3.2	Objetivos específicos.	29
1.4	Marco de referencia.	30
1.4.1	Red de distribución.	30
1.4.2	Líneas de media tensión.	30
1.4.3	Estructuras de líneas de distribución.	30
1.4.4	Transformador de distribución.	33
1.4.5	Fundamentos socio económicos.	34
1.4.6	Fundamentos conceptuales y teóricos.	34
1.4.7	Fundamentos jurídicos medioambientales e históricos.	34
1.5	Metodología de la investigación.	35
1.5.1	Ubicación de la investigación.	35
1.5.2	Fenómeno y población.	36
1.5.3	Diseño y recolección de información.	36
2	CAPITULO 2 MARCO NORMATIVO.	37
2.1	Introducción al marco normativo.	37
2.2	Ley general de electricidad.	38
2.3	SIGET.	39
2.4	Levantamiento.	40
2.4.1	Ruta.	40
2.4.2	Vía pública.	41
2.4.3	Propiedad privada.	42
2.5	Vano.	43
2.6	Flora y fauna.	45
2.6.1	Poda y brecha.	45
2.7	Factores climáticos.	46
2.7.1	Temperatura.	46
2.7.2	Viento.	47
2.8	Factibilidad.	48
2.9	Nivel de tensión.	49
2.9.1	Baja tensión.	49

2.9.2	Media tensión.	50
2.10	Propietario de la línea.	51
2.11	Diseño de la línea.	51
2.11.1	Postes.	53
2.11.2	Altura y aplicación.	57
2.12	Estructuras.	57
2.12.1	Media tensión.	58
2.12.2	Baja tensión.	77
2.12.3	Estructuras de neutro.	85
2.12.4	Estructuras de anclaje.	93
2.13	Conductores.	99
2.14	Memoria de cálculo.	101
2.14.1	Demanda.	102
2.14.2	Caída de tensión.	102
2.14.3	Sistema de puesta a tierra.	103
2.14.4	Transformador.	105
2.15	Especificaciones técnicas de materiales.	106
2.15.1	Sección accesorios.	108
2.15.2	Sección aisladores.	117
2.15.3	Sección conductores y cables.	120
2.15.4	Sección equipos de distribución.	125
2.15.5	Sección herrajes.	129
2.15.6	Selección de pararrayo.	132
2.15.7	Transformador de distribución.	132
3	CAPITULO 3 CRITERIOS DE DISEÑO.	136
3.1	Introducción a criterios de diseño.	136
3.2	Demografía local.	137
3.2.1	Densidad poblacional.	137
3.2.2	Tipo de población.	138
3.2.3	Crecimiento poblacional.	139
3.2.4	Aplicación del criterio.	140
3.2.5	Escenario #1.	140
3.2.6	Escenario #2.	143
3.3	Condiciones topográficas.	145
3.3.1	Relieve.	146
3.3.2	Altura de los postes.	150
3.3.3	Obstáculos.	151
3.3.4	Suelos.	153
3.3.5	Aplicación del criterio.	157
3.3.6	Escenario #1.	157
3.4	Condiciones medioambientales.	162
3.4.1	Clima.	163
3.4.2	Temperatura.	164
3.4.3	Precipitación.	167
3.4.4	Consideraciones de diseño y estrategias de mitigación.	168
3.4.5	Viento.	169

4	CAPITULO 4 DISEÑO DE LA LINEA.	172
4.1	Introducción al diseño de la línea.	172
4.2	Diseño de la línea.	173
4.2.1	Área de intervención.	174
4.2.2	Levantamiento de datos.	175
4.2.3	Relieve.	176
4.2.4	Suelo.	177
4.2.5	Flora y fauna.	177
4.2.6	Accesos a la comunidad.	177
4.2.7	Líneas eléctricas existentes cercanas.	178
4.2.8	Mediciones.	182
4.2.9	Trazo de línea.	184
4.2.10	Inicio del diseño.	186
4.3	Memoria de cálculo.	207
4.3.1	Cálculo de capacidad de los transformadores.	207
4.3.2	Cálculo de la protección de las subestaciones.	211
4.3.3	Cálculo de red de tierra.	213
4.3.4	Cálculo de los alimentadores para circuito primario y circuitos secundarios.	214
4.3.5	Cálculo de caída de tensión.	216
4.4	Cuadro de estructuras y equipos.	218
4.5	Cuadro de vanos.	222
4.6	Diagrama unifilar.	223
4.7	Perfil longitudinal.	224
4.8	Isométricos.	225
4.9	Croquis de ubicación.	227
4.10	Presupuesto.	228
4.11	Cronograma de actividades para ejecución de la obra.	230
4.12	Derechos de conexión.	231
4.12.1	Paso 1 Factibilidad.	231
4.12.2	Paso 2 Solicitud de presupuesto.	233
4.12.3	Paso 3 Revisión de planos de diseño. OIA	234
4.12.4	Paso 4 Revisión de planos como construidos. OIA.	237
4.12.5	Paso 5 Pago de conexión.	237
5	CAPITULO 5 CONCLUSIONES y RECOMENDACIONES.	239
5.1	Conclusiones.	239
5.2	Recomendaciones.	240
6	BIBLIOGRAFIA.	241
	ANEXOS.	242

INDICE DE FIGURAS.

Figura 1.....	35
Figura 2.....	48
Figura 3.....	59
Figura 4.....	61
Figura 5.....	63
Figura 6.....	65
Figura 7.....	67
Figura 8.....	69
Figura 9.....	71
Figura 10.....	73
Figura 11.....	75
Figura 12.....	77
Figura 13.....	79
Figura 14.....	81
Figura 15.....	83
Figura 16.....	85
Figura 17.....	87
Figura 18.....	89
Figura 19.....	91
Figura 20.....	93
Figura 21.....	95
Figura 22.....	97
Figura 23.....	110
Figura 24.....	112
Figura 25.....	113
Figura 26.....	116
Figura 27.....	119
Figura 28.....	120
Figura 29.....	125
Figura 30.....	127
Figura 31.....	131
Figura 32.....	137
Figura 33.....	138
Figura 34.....	138
Figura 35.....	139
Figura 36.....	140
Figura 37.....	141
Figura 38.....	142
Figura 39.....	143
Figura 40.....	144
Figura 41.....	145
Figura 42.....	146
Figura 43.....	147

Figura 44.....	148
Figura 45.....	149
Figura 46.....	149
Figura 47.....	150
Figura 48.....	151
Figura 49.....	152
Figura 50.....	154
Figura 51.....	157
Figura 52.....	158
Figura 53.....	158
Figura 54.....	159
Figura 55.....	159
Figura 56.....	160
Figura 57.....	161
Figura 58.....	161
Figura 59.....	174
Figura 60.....	175
Figura 61.....	175
Figura 62.....	176
Figura 63.....	177
Figura 64.....	178
Figura 65.....	179
Figura 66.....	180
Figura 67.....	180
Figura 68.....	180
Figura 69.....	181
Figura 70.....	182
Figura 71.....	183
Figura 72.....	183
Figura 73.....	184
Figura 74.....	184
Figura 75.....	185
Figura 76.....	186
Figura 77.....	190
Figura 78.....	203
Figura 79.....	219
Figura 80.....	223
Figura 81.....	224
Figura 82.....	225
Figura 83.....	226
Figura 84.....	226
Figura 85.....	226
Figura 86.....	227
Figura 87.....	232

INDICE DE TABLAS

Tabla 1.....	49
Tabla 2.....	105
Tabla 3.....	111
Tabla 4.....	115
Tabla 5.....	116
Tabla 6.....	123
Tabla 7.....	127
Tabla 8.....	131
Tabla 9.....	176
Tabla 10.....	209
Tabla 11.....	212
Tabla 12.....	213
Tabla 13.....	217
Tabla 14.....	217
Tabla 15.....	218
Tabla 16.....	220
Tabla 17.....	222
Tabla 18. <i>Presupuesto total</i>	228

Glosario.

ANSI	(INSTITUTO NACIONAL AMERICANO DE NORMAS), POR SUS SIGLAS EN INGLÉS, AMERICAN NATIONAL STANDARDS INSTITUTE.
AAC	(CONDUCTOR TODO DE ALUMINIO), POR SUS SIGLAS EN INGLÉS, ALL ALUMINUM CONDUCTOR.
ACCESIBLE	CAPAZ DE SER ALCANZADO, FÁCIL PARA LA OPERACIÓN, MANTENIMIENTO, REEMPLAZO E INSPECCIÓN PARA LAS ACTIVIDADES RELACIONADAS CON LA CONEXIÓN Y RECONEXIONES DE LOS SUMINISTROS.
ACOMETIDA	CONJUNTO DE CONDUCTORES Y ACCESORIOS UTILIZADOS PARA TRANSPORTAR LA ENERGÍA ELÉCTRICA, DESDE LA RED DE DISTRIBUCIÓN, HASTA EL PUNTO DE RECIBO DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS DEL USUARIO, LAS ACOMETIDAS DE SERVICIO ELÉCTRICO PUEDEN SER AÉREAS O SUBTERRÁNEAS.
ACSR	(CONDUCTOR DE ALUMINIO CON REFUERZO DE ACERO), POR SUS SIGLAS EN INGLÉS, ALUMINUM CONDUCTOR STEEL REINFORCED.
ALTA TENSIÓN	NIVEL DE TENSIÓN IGUAL O SUPERIOR A 115 KILOVOLTIOS.
ASTM	(SOCIEDAD AMERICANA PARA PRUEBAS Y MATERIALES), POR SUS SIGLAS EN INGLÉS, AMERICAN SOCIETY FOR TESTING AND MATERIALS.
AWG	(MEDIDA DE CONDUCTORES ELÉCTRICOS AMERICANA), POR SUS SIGLAS EN INGLÉS, AMERICAN WIRE GAUGE.
BAJA TENSIÓN	ES EL NIVEL DE TENSIÓN DE 0 V A 600 V.
BIL	(NIVEL DE AISLAMIENTO BÁSICO POR IMPULSO). POR SUS SIGLAS EN INGLÉS, BASIC INSULATION LEVEL.
CABLE	CONDUCTOR TRENZADO O ARROLLADO EN FORMA HELICOIDAL, CON O SIN AISLAMIENTO.
COMERCIALIZADOR	ENTIDAD QUE COMPRA LA ENERGÍA ELÉCTRICA A OTROS OPERADORES CON EL OBJETO DE REVENDERLA.
COMITÉ TÉCNICO	COMITÉ CONFORMADO POR REPRESENTANTES DE LOS DIFERENTES GREMIOS PROFESIONALES DEL SECTOR ELÉCTRICO Y REPRESENTANTES DE LAS EMPRESAS

	DISTRIBUIDORAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA, PARA LA DEFINICIÓN O REVISIÓN DE ESTAS NORMAS TÉCNICAS.
CONDUCTOR	ES UN MATERIAL, USUALMENTE EN LA FORMA DE ALAMBRE, CABLE O BARRA, CAPAZ DE CONDUCIR UNA CORRIENTE ELÉCTRICA.
CONDUCTOR AISLADO	CONDUCTOR CUBIERTO CON UN MATERIAL DIELECTRICO (NO AIRE), QUE TIENE UNA CAPACIDAD DE AISLAMIENTO IGUAL O MAYOR QUE LA TENSION ENTRE FASES DEL CIRCUITO EN EL CUAL EL CONDUCTOR ES USADO.
CONDUCTOR EN LÍNEA ABIERTA	UN TIPO DE CONSTRUCCIÓN DE LÍNEA DE SUMINISTRO ELÉCTRICO O DE COMUNICACIÓN EN LA CUAL EL CONDUCTOR ESTÁ DESNUDO, CUBIERTO O AISLADO Y SIN PANTALLA ATERRIZADA, SOPORTADO INDIVIDUALMENTE A LA ESTRUCTURA YA SEA DIRECTAMENTE O CON AISLADORES.
CONEXIÓN	ENLACE QUE PERMITE A UN USUARIO FINAL RECIBIR ENERGÍA ELÉCTRICA DE UNA RED DE DISTRIBUCIÓN O TRANSMISIÓN.
CSA	(ASOCIACIÓN CANADIENSE DE NORMAS), POR SUS SIGLAS EN INGLÉS, CANADIAN STANDARDS ASSOCIATION.
DEMANDA	VALOR DE LA POTENCIA ELÉCTRICA REQUERIDA POR UNA INSTALACIÓN ELÉCTRICA, ELEMENTO DE RED O DISPOSITIVO ELÉCTRICO EN UN INSTANTE DADO.
DEMANDA MÁXIMA	VALOR MÁXIMO DE LA POTENCIA ELÉCTRICA REQUERIDA POR UNA INSTALACIÓN, ELEMENTO DE RED O DISPOSITIVO ELÉCTRICO EN UN PERÍODO DADO, CALCULADO EN KILOVATIOS COMO EL PROMEDIO DE QUINCE MINUTOS CONSECUTIVOS REGISTRADA POR EL MEDIDOR.
DISPOSITIVO DE PROTECCIÓN	MECANISMO ELECTROMECAÁNICO DE CORTE DE LA ENERGÍA CONSTITUIDO POR UN FUSIBLE O CUALQUIER OTRO TIPO DE INTERRUPTOR.
DISTANCIA MÍNIMA DE SEGURIDAD O LIBRAMIENTO ELÉCTRICO	ES LA DISTANCIA MÍNIMA ESTABLECIDA ENTRE SUPERFICIES, DE UN OBJETO ENERGIZADO Y OTRO ENERGIZADO O NO, O PERSONA, PARA GARANTIZAR QUE EL SEGUNDO OBJETO O PERSONA NO SE

	ENCUENTRE EN RIESGO DE RECIBIR DESCARGAS ELÉCTRICAS DESDE EL PRIMERO.
DISTRIBUIDOR	ENTIDAD POSEEDORA Y OPERADORA DE INSTALACIONES CUYA FINALIDAD ES LA ENTREGA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN REDES DE BAJA Y MEDIA TENSIÓN.
EFFECTIVAMENTE PUESTO O CONECTADO A TIERRA	INTENCIONALMENTE CONECTADO A TIERRA A TRAVÉS DE UNA CONEXIÓN A TIERRA O CONEXIÓN DE SUFICIENTE BAJA IMPEDANCIA Y CON CAPACIDAD DE CONDUCCIÓN DE CORRIENTE PARA LIMITAR LA FORMACIÓN DE TENSIONES A NIVELES QUE RESULTARÍAN EN DAÑOS A LAS PERSONAS O A LOS EQUIPOS CONECTADOS.
ESTRUCTURA	ES LA UNIDAD PRINCIPAL DE SOPORTE, GENERALMENTE SE APLICA A LOS HERRAJES Y MATERIALES, INCLUYENDO AL POSTE O TORRE ADAPTADO PARA SER USADO COMO MEDIO DE SOPORTE DE LÍNEAS AÉREAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y LAS RETENIDAS.
EXTENSIÓN DE RED DE DISTRIBUCIÓN	ES EL TRAMO ADICIONAL DE INSTALACIÓN ELÉCTRICA (CABLES, ESTRUCTURAS DE SOPORTE Y/O EQUIPOS) QUE DEBE CONSTRUIRSE PARA QUE EL USUARIO ACCEDA AL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA.
FACTIBILIDAD DE CONEXIÓN	ANÁLISIS QUE REALIZA EL DISTRIBUIDOR ANTE LA SOLICITUD DEL USUARIO CON EL PROPÓSITO DE DEFINIR SI SE CUMPLE CON LAS CONDICIONES TÉCNICAS REQUERIDAS EN LAS NORMATIVAS VIGENTES.
FLECHA	ES LA DISTANCIA VERTICAL MEDIDA DESDE CUALQUIER PUNTO DE UN CONDUCTOR A LA LÍNEA RECTA IMAGINARIA QUE UNE LOS DOS PUNTOS DE SOPORTE DEL CONDUCTOR EN LAS ESTRUCTURAS. A MENOS QUE SE ESPECIFIQUE EN UN PUNTO DETERMINADO, LA FLECHA ES LA DISTANCIA QUE CORRESPONDE A LA MEDIDA EN EL PUNTO MÁS BAJO (MEDIO) DEL VANO.
GENERADOR	ES LA ENTIDAD POSEEDORA DE UNA O MÁS CENTRALES DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, QUE COMERCIALIZA SU PRODUCCIÓN EN FORMA TOTAL O PARCIAL.

GRUPO DE MEDIDORES	NÚMERO DETERMINADO DE MEDIDORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA AGRUPADOS EN UN SOLO PUNTO PARA SU LECTURA, MANTENIMIENTO, REEMPLAZO E INSPECCIÓN.
IEC	(COMISIÓN ELECTROTÉCNICA INTERNACIONAL), POR SUS SIGLAS EN INGLÉS, INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION.
IEEE	(INSTITUTO DE INGENIEROS ELECTRICISTAS Y ELECTRÓNICOS), POR SUS SIGLAS EN INGLÉS, LNSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS.
INTERCONEXIÓN	ES EL ENLACE QUE PERMITE A DOS OPERADORES LA TRANSFERENCIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA ENTRE SUS INSTALACIONES.
ISO	(ORGANIZACIÓN DE NORMAS INTERNACIONALES), POR SUS SIGLAS EN INGLÉS, INTERNATIONAL STANDARDS ORGANIZATIONS.
LGE	LEY GENERAL DE ELECTRICIDAD
LÍNEA DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	CONJUNTO DE CONDUCTORES Y ESTRUCTURAS DE SOPORTE, EQUIPOS Y ACCESORIOS ESTÁNDAR UTILIZADOS PARA TRANSPORTAR LA ENERGÍA ELÉCTRICA A MÁS DE UN USUARIO.
MEDIA TENSIÓN	NIVEL DE TENSIÓN SUPERIOR A SEISCIENTOS (600) VOLTIOS Y MENOR QUE CIENTO QUINCE (115) KILOVOLTIOS.
MEDIDORES DE ENERGÍA	APARATOS QUE REGISTRAN EL CONSUMO DE ENERGÍA, DEMANDA ELÉCTRICA O AMBOS.
NEC	(CÓDIGO ELÉCTRICO NACIONAL), POR SUS SIGLAS EN INGLÉS, NATIONAL ELECTRICAL CODE.
NESC	(CÓDIGO ELÉCTRICO NACIONAL DE SEGURIDAD), POR SUS SIGLAS EN INGLÉS, NATIONAL ELECTRICAL SAFETY CODE.
NFPA	(ASOCIACIÓN NACIONAL DE PROTECCIÓN CONTRA INCENDIOS), POR SUS SIGLAS EN INGLÉS, NATIONAL FIRE PROTECTION ASSOCIATION.
NODO	ES EL PUNTO DONDE SE UNEN VARIOS ELEMENTOS DE UN SISTEMA ELÉCTRICO; OPERADOR: ES CUALQUIER ENTIDAD GENERADORA, TRANSMISORA,

	DISTRIBUIDORA O COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA.
PERSONA CALIFICADA	TÉCNICO O PROFESIONAL DEBIDAMENTE ACREDITADO PARA EL MANEJO DE EQUIPO ELÉCTRICO EN EL TIPO DE OBRAS CONTEMPLADAS EN ESTA NORMA, ASÍ COMO DE LOS RIESGOS INHERENTES A TAL ACTIVIDAD.
PUESTA A TIERRA	LA PUESTA O CONEXIÓN A TIERRA CONSISTE EN UNO O MÁS ELECTRODOS CONECTADOS ENTRE SÍ. ESTE SISTEMA DEBE TENER UN VALOR DE RESISTENCIA A TIERRA SUFICIENTEMENTE BAJO, PARA MINIMIZAR LOS RIESGOS A LAS PERSONAS, EN FUNCIÓN DE LA TENSIÓN DE PASO Y DE CONTACTO.
PUNTO DE ENTREGA	PUNTO DE CONEXIÓN DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN CON LA RED ELÉCTRICA DEL USUARIO; EL CUAL PUEDE SER EN BAJA O MEDIA TENSIÓN, EN ESTE ÚLTIMO CASO DEBE CONTAR AL MENOS CON EQUIPOS DE PROTECCIÓN Y/O SECCIONAMIENTO.
RED DE DISTRIBUCIÓN	ES EL CONJUNTO INTEGRADO DE EQUIPOS DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN BAJO VOLTAJE.
RED DE TRANSMISIÓN	ES EL CONJUNTO INTEGRADO DE EQUIPOS DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ALTO VOLTAJE.
S.I	SISTEMA INTERNACIONAL DE UNIDADES ACEPTADO POR LA ISO.
SERVICIO PROVISIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA	SERVICIO TEMPORAL SUMINISTRADO HASTA POR UN PERÍODO MÁXIMO DE UN AÑO, UTILIZADO GENERALMENTE EN CONSTRUCCIONES, FESTIVIDADES, FERIAS, EXPOSICIONES, CASOS DE EMERGENCIA Y OTRAS SITUACIONES OCASIONALES.
SIGET	SUPERINTENDENCIA GENERAL DE ELECTRICIDAD Y TELECOMUNICACIONES
SISTEMA DE MEDICIÓN	GRUPO DE EQUIPOS (MEDIDORES DE ENERGÍA, TRANSFORMADORES DE POTENCIAL Y CORRIENTE, ETC.) UTILIZADOS CONJUNTAMENTE PARA LA MEDICIÓN Y REGISTRO DE LA ENERGÍA Y POTENCIA REQUERIDA POR UN SERVICIO ELÉCTRICO.

SISTEMA DE TIERRA	ES UN SISTEMA DE CONDUCTORES, DE LOS CUALES UNO DE ELLOS O UN PUNTO DE LOS MISMOS ESTÁ EFECTIVAMENTE ATERRIZADO, YA SEA EN FORMA SÓLIDA O A TRAVÉS DE UN DISPOSITIVO LIMITADOR DE CORRIENTE NO INTERRUMPIBLE.
SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA O SUBESTACIÓN	ES LA INSTALACIÓN UBICADA EN UN AMBIENTE ESPECÍFICO Y PROTEGIDO, COMPUESTA POR EQUIPOS TALES COMO: SECCIONADORES, INTERRUPTORES, BARRAS, TRANSFORMADORES, ETC., A TRAVÉS DE LA CUAL LA ENERGÍA ELÉCTRICA SE TRANSMITE CON EL PROPÓSITO DE CONMUTARLA O MODIFICAR SUS CARACTERÍSTICAS.
TRANSMISOR	ES LA ENTIDAD POSEEDORA DE INSTALACIONES DESTINADAS AL TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN REDES DE ALTO VOLTAJE, QUE COMERCIALIZA SUS SERVICIOS.
U. L	(LABORATORIOS DE CERTIFICACIÓN), POR SUS SIGLAS EN INGLÉS, UNDERWRITER LABORATORIES.
USUARIO FINAL	ES QUIEN COMPRA LA ENERGÍA ELÉCTRICA PARA USO PROPIO.
UT	UNIDAD DE TRANSACCIONES
VANO	DISTANCIA HORIZONTAL ENTRE DOS ESTRUCTURAS DE SOPORTE DE LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CONSECUTIVAS.

1 CAPITULO 1 GENERALIDADES.

1.1 Introducción.

En la era moderna la electricidad se ha convertido en un pilar fundamental para el desarrollo, a pesar de los avances en la generación y distribución de electricidad, persisten desafíos significativos en la eficiencia y sostenibilidad de los sistemas eléctricos. En El Salvador existen muchas comunidades que no cuentan con acceso a energía eléctrica, limitando la capacidad de conectarse con el mundo y desarrollarse como población.

Una de esas comunidades es La Perla, la cual está ubicada en la colonia San Francisco, cantón Belén Guijat del distrito de Metapán, y se ha vuelto objeto de estudio para el documento de tesis. Parte de las responsabilidades sociales de los nuevos profesionales son; contribuir al desarrollo del país mediante la puesta en práctica de conocimientos y habilidades técnicas obtenidas a lo largo de su carrera universitaria.

En función a lo anterior, el documento presenta un diseño de una línea de distribución monofásica en media y baja tensión con una longitud aproximada de 2 kilómetros siendo el punto de partida para hacer realidad el sueño de la comunidad.

El diseño se fundamenta sobre el marco normativo nacional como; Ley General de Electricidad, Reglamento de la Ley General de Electricidad, Reglamento Aplicable a las Actividades de Comercialización de Energía Eléctrica, Términos y Condiciones de los Pliegos Tarifarios, Normas Técnicas de Diseño, Seguridad y Operación de la Instalaciones de Distribución Eléctrica. (29-E-2000) Estándares para la Construcción de Líneas Aéreas de Distribución de Energía Eléctrica. (66-E-2001) Manual de Especificaciones Técnicas de los Materiales y Equipos Utilizados para la Construcción de Líneas Aéreas de Distribución de Energía Eléctrica. (301-E-2003) Normas de Calidad de Servicio de los Sistemas de Distribución.

1.2 Planteamiento del problema.

1.2.1 Título.

Diseño de una línea de distribución en media y baja tensión de 2 km monofásica para beneficiar a la comunidad La Perla en el distrito de Metapán, municipio de Santa Ana Norte.

1.2.2 Antecedentes.

En la década de los noventa, la mayoría de los países latinoamericanos realizaron reformas al sector energético. Estas reformas tuvieron como fin, entre otras cosas, propiciar la competencia en sectores tradicionalmente dominados por monopolios estatales verticalmente integrados en este contexto, El Salvador impulsó un proceso de reformas en el sector energético que consistió en la reestructuración de los sectores de hidrocarburos y de electricidad, así como la desregulación de los mercados respectivos y la privatización de la mayoría de las empresas estatales que proporcionaban bienes o servicios energéticos.

Respecto a los procesos de reforma en el sector eléctrico, el primer componente fue la creación de la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET), la Ley General de Electricidad, ambas aprobadas por la Asamblea Legislativa en 1996. El segundo componente de la reforma eléctrica consistió en la descomposición de las empresas estatales que operaban en el sector eléctrico. Medida respaldada por el artículo 119 de la Ley General de Electricidad, el cual establece la reestructuración del sector eléctrico dentro de los 3 años de vigencia de la misma (hasta 1999) a efecto que las actividades de operación del sistema de potencia y de transmisión sean realizadas por entidades independientes; y que participen el mayor número de operadores en las actividades de generación, con el fin de fomentar la competitividad y eficiencia en el suministro de energía eléctrica, este proceso de descomposición del aparato estatal en el sector eléctrico comenzó con la privatización de las empresas distribuidoras de electricidad en enero de 1998, y de las empresas de generación térmica en 1999. Posteriormente, en junio de 2002, se logró un acuerdo para que una empresa transnacional capitalizara inversiones en la generadora estatal geotérmica. Por su parte, la unidad transmisora que era propiedad de la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa CEL se dividió a efecto

de crear dos sociedades independientes. Una empresa se constituyó para dar mantenimiento a la red transmisora nacional denominada Empresa Transmisora de El Salvador, S.A de C.V, ETESAL, que inició operaciones en octubre de 1999. La otra empresa se dedicaría a la operación del sistema de transmisión, asegurar la calidad del suministro y de la administración del Mercado Mayorista de Electricidad, responsabilidades que quedaron en manos de la Unidad de Transacciones, UT, que inició operaciones independientes de CEL en enero de 1999. Como medida para tratar de retomar el papel de planificador en materia de energía, el gobierno en turno decide crear en el año 2001 la Dirección de Energía Eléctrica (DEE), encargada de crear y coordinar políticas, planes y programas o cualquier otra iniciativa pública relacionada con el sector eléctrico. No obstante, las reformas impulsadas en el sector eléctrico no cumplieron con la mayoría de los objetivos planteados. En este sentido, vale la pena mencionar que muchos de los problemas encontrados a lo largo del proceso de reforma fueron pronosticados por expertos nacionales e internacionales; sin embargo, las acciones de la reforma siguieron adelante. Hay aspectos positivos que se incluyeron en las reformas, uno de ellos es la creación de la Ley General de Electricidad (LGE), que tiene algunos aspectos de fondo que hay que reformar y otros que deben ser incluidos. Entre los elementos positivos, se encuentra el mandato de establecer Contratos de Largo Plazo (CLP) para la compra de electricidad, así como la implementación de un sistema de cálculo de precios de la energía basado en costos de producción; y posteriormente, la emisión del Decreto Legislativo para la creación del Consejo Nacional de Energía. La red de distribución comienza en el punto de entrega de ETESAL, donde la empresa distribuidora tiene el retiro de potencia por medio de bahías en las Subestaciones de ETESAL en voltajes de 46 kV, 34.5 kV ó 23 kV (Este voltaje de entrega es el más común en el AMSS), a partir de este punto las distribuidoras comienzan a transportar la energía hasta llegar a subestaciones de distribución donde el voltaje es convertido nuevamente a niveles inferiores y que son los que utilizan los usuarios finales, las subestaciones de distribución convierten la energía a niveles de 23 kV ó 13.2 kV y en zonas rurales o del centro de San Salvador aún existen niveles de tensión de 4.16 kV.

1.2.3 Formulación del problema.

¿Qué impacto tiene en el campo de estudio el diseño de una línea de distribución en media y baja tensión y su influencia al no tener acceso a la energía eléctrica en la comunidad La Perla en el cantón Belén Guijat en el distrito de Metapán?

1.2.4 Descripción del problema.

Las líneas de distribución son un conjunto de redes eléctricas que se utilizan para acercar la energía eléctrica en zonas rurales y urbanas del país, que permiten el suministro a los usuarios finales que la utilizan para actividades productivas, servicios públicos, privados y uso doméstico. En El Salvador del 20% al 30% de la población no cuenta con acceso al servicio de energía eléctrica. (Fuente: comisión económica para América Latina y el caribe CEPAL).

Muchas de las comunidades se enfrentan a grandes desafíos por la falta de acceso al servicio de energía eléctrica, la limitada inversión social por el aparato gubernamental y el bajo nivel adquisitivo de las familias salvadoreñas.

Esta es la realidad que vive la comunidad La Perla en el cantón Belén Guijat del distrito de Metapán, en el municipio de Santa Ana Norte, departamento de Santa Ana. La comunidad está integrada por más de 40 familias de las cuales arriba del 75% no tienen acceso al suministro de energía eléctrica, condición que limita sus posibilidades de desarrollo y afecta su forma de vida. Las personas no tienen acceso a refrigerar alimentos, acceso a medios de comunicación, dificultades en el suministro de agua, iluminación artificial nocturna, entre otros. La comunidad esta erradicada a lo largo de un tramo de la ex línea férrea y muchos de sus habitantes sobreviven con menos de \$200 al mes. (información proporcionada por habitantes de la comunidad.)

1.2.5 Importancia de la investigación.

El acceso a los servicios básicos es de vital importancia para el desarrollo de las comunidades, bajo esta directriz se convierte en un tema fundamental para iniciar la transformación en la comunidad La Perla, mediante la elaboración de un diseño eficiente de una línea eléctrica de distribución en media y baja tensión que resuelva la necesidad de la comunidad.

El diseño y la información relacionada a la planimetría, se convertirá en un precedente para el cuerpo estudiantil brindando una directriz en conjunto con la materia “Diseño de líneas de distribución” la cual es parte de la malla curricular de la universidad. Además, se presentará el proceso administrativo correspondiente para legalizar la obra con la distribuidora de energía eléctrica, explicando cada uno de los pasos necesarios para su conexión.

1.2.6 Justificación.

Un diseño de calidad es fundamental para garantizar el éxito del proyecto cuando este llegue a su etapa constructiva. El diseño servirá como una guía para la ejecución de los trabajos de construcción, asegurando que se realicen de manera eficiente y segura, optimizando el uso de materiales y reduciendo costos. Un diseño adecuado minimizará los riesgos de accidentes y garantizará la seguridad de los habitantes y de las instalaciones eléctricas. Se convertirá en una base sólida para la toma de decisiones: Además de proporcionar la información precisa y detallada para la toma de decisiones para cada una de las etapas posteriores del proyecto.

1.2.7 Alcances del proyecto.

El proyecto considera principalmente un diseño de una línea eléctrica de distribución en media y baja tensión para la comunidad La Perla, que cumpla con los requerimiento y características del marco normativo nacional y solvente de forma eficiente las necesidades de conexión al servicio de energía que se tiene en la comunidad. El proyecto presentará además del diseño, el respectivo presupuesto.

Se proyecta realizar la toma de datos, coordenadas GPS y determinación del relieve del terreno mediante la utilización del equipo GPS modelo GARMING MONTANA 700i, el cual será donado a la universidad para desempeñar en campo la toma de coordenadas en las diferentes materias que aplique en la facultad de ingeniería.

El GPS MONTANA 700i requiere suscripción a servicio por satélite, suscripción que no se considerada en los alcances de este proyecto, esto debido a que la universidad debe gestionarlo cuando se planifique la utilización del equipo en las diversas materias e identificar los periodos para la suscripción.

1.2.8 Limitantes.

Limitantes geográficas:

Para el desarrollo del proyecto se considerarán los factores climáticos y de relieve en la zona de ubicación de la comunidad la cual suele ser en determinada época del año de difícil acceso para materiales y equipos. Cabe mencionar que la comunidad se radica a lo largo de la línea férrea, lo cual condiciona la eventual ejecución del proyecto a la gestión de los permisos correspondientes por parte de la asociación de desarrollo comunal.

Limitantes de alcances:

El proyecto considera la adquisición del equipo GPS MONTANA 700i, sin embargo, si al momento de realizar la compra no se encuentra en el mercado ya sea por agotarse las existencias o innovación de línea, se tendrá que ajustar a un modelo próximo superior con el objetivo de trabajar con lo mejor que el mercado ofrece para el desarrollo del proyecto y la presentación en la universidad.

1.2.9 Delimitación del problema.

El proyecto está enfocado en la elaboración del diseño de una línea de distribución en media y baja tensión de 2 kilómetros monofásica para beneficiar a la comunidad La Perla en el distrito de Metapán, municipio de Santa Ana Norte. El resultado del proyecto será una planimetría con la información correspondiente para posteriormente una eventual ejecución con el apoyo de otra entidad. El documento contendrá la memoria de cálculo, los cuadros de información técnica, las dimensiones de las líneas, las características y otra información relacionada a la comprensión y análisis; Proporcionando además el equipo GPS Garming utilizado durante la realización del proyecto a la Universidad Técnica Latinoamericana.

1.3 Objetivos.

1.3.1 Objetivo general.

Diseñar una línea de distribución en media y baja tensión de 2 kilómetros monofásica que reúna las características esenciales de forma eficiente e integral y proporcione la información técnica pertinente para beneficiar a la comunidad La Perla, mediante la aplicación tecnológica, criterios técnicos y el marco normativo nacional vigente.

1.3.2 Objetivos específicos.

- Elaborar el modelo detallado de la línea de distribución de 2 kilómetros que minimice costos y maximice la confiabilidad del suministro, mediante la selección adecuada; de la ruta, de los materiales y de las normas técnicas que garanticen la seguridad del circuito.
- Proporcionar la información técnica necesaria para una posterior y eventual ejecución del proyecto en la comunidad La Perla, mediante la entrega de planos eléctricos a escala que incluyan: planta, perfil, memoria de cálculo, proceso de legalización y el presupuesto respectivo.
- Implementar tecnología de posicionamiento global (GPS) para obtener datos precisos sobre el relieve y ubicación geográfica del proyecto, mediante la utilización del equipo Garmin Montana 700i.

1.4 Marco de referencia.

1.4.1 Red de distribución.

Dentro del sistema de suministro eléctrico se establecen tres actividades principales: la generación de la energía necesaria para satisfacer el consumo; el transporte, que transfiere la energía hasta las subestaciones; y la distribución, que hace posible que la energía llegue a los clientes finales. La red de distribución está formada por el conjunto de cables y elementos que los dirigen, así como los centros de transformación que permiten hacer llegar la energía hasta el cliente final.

1.4.2 Líneas de media tensión.

La energía que llega a las subestaciones eléctricas es distribuida a través de líneas de media tensión hacia los centros de transformación.

Las líneas de media tensión (MT) soportan energía de entre 15 kV y 30 kV. Según la forma en la que estén ubicadas pueden ser aéreas o subterráneas.

- Líneas de media tensión aéreas: Suelen estar a media altura, a unos 7 metros, sostenidas por apoyos que pueden ser torres metálicas o postes de madera y cemento. Por lo general cuentan con un único conductor por fase y hasta cuatro circuitos por cada apoyo.
- Líneas de media tensión subterráneas: Transportan la energía de media tensión por debajo de la tierra. Están formadas por cable con un aislamiento.

1.4.3 Estructuras de líneas de distribución.

Cargas en las estructuras y soportes: Las distintas presiones que actúan sobre las estructuras de las líneas aéreas y sobre el material usado para soportar los conductores y cables de guarda, se les denomina estructura, y las encontramos de distintas formas y condiciones, según lo amerite la circunstancia, en ellas es importante resaltar:

A) Carga vertical: La carga vertical sobre cimientos, postes, torres, cruceros, aisladores y accesorios de sujeción de los conductores y cables de guarda, se deberá considerar como el peso propio de estos más el de los conductores, cables de guarda y

equipo que soporten, teniendo en cuenta los efectos que puedan resultar por diferencias de nivel entre los soportes de estos.

B) Carga Transversal: La carga transversal es la debida al viento, soplando horizontalmente y en ángulo recto a la dirección de la línea, sobre la estructura, conductores, cables de guarda y accesorios.

C) Carga longitudinal: Es la debida a las componentes de las tensiones mecánicas máximas de los conductores o cables, ocasionadas por desequilibrio a uno y otro lado del soporte, ya sea por cambio de tensión mecánica, remate o ruptura de estos.

En general, no es necesario considerar carga longitudinal en los soportes comprendidos en tramos rectos de línea, donde no cambia la tensión mecánica de los conductores y cables de guarda a uno y otro lado de los soportes, excepto en el caso de estructuras de remate en tangente.

D) Aplicación simultanea de cargas: En la aplicación simultanea de cargas deberá considerarse lo siguiente:

1) Al calcular la resistencia a las fuerzas transversales, se supondrá que las cargas vertical y transversal actúan simultáneamente.

2) Al calcular la resistencia a las fuerzas longitudinales para la aplicación de retenidas, no se tomarán en cuenta las cargas vertical y transversal.

3) En casos en que sea necesario, deberá hacerse un análisis de resistencia tomando en cuenta la aplicación simultánea de las cargas vertical, transversal y longitudinal.

Herrajes: Todos los elementos a utilizarse en la construcción de líneas aéreas deben tener la suficiente resistencia mecánica para soportar los esfuerzos impuestos por la aplicación de las cargas correspondientes y de metales o aleaciones resistentes al ataque de las condiciones atmosféricas y polución, de usarse materiales férricos, deberán proveerse con un tratamiento superficial que garantice eliminar los efectos de la corrosión, preferentemente deberán ser galvanizados por inmersión en caliente.

En el diseño de las estructuras deberá consignarse la Norma ASTM, o equivalente, que han de cumplir los distintos elementos de la estructura, de tal forma que se garantice la resistencia mecánica y la resistencia a la acción del ambiente.

Apoyos: Las estructuras de las líneas aéreas deberán ser diseñadas para soportar las cargas indicadas, multiplicadas por los apropiados factores de sobrecarga, sin exceder los límites permitidos. Las estructuras de las líneas aéreas deberán ser construidas para que tengan la capacidad de resistir las cargas estáticas y dinámicas a que estarán sujetas las líneas en condiciones normales y excepcionales. El diseño deberá estar basado en prácticas normalizadas de Ingeniería Estructural y deberá considerar la posición de los conductores en la estructura y el efecto de las distintas fuerzas que actúan sobre éstos. Como mínimo los apoyos de las estructuras deberán cumplir con los siguientes requisitos:

Postes de concreto: Deberán ser de concreto reforzado o pretensados por los procesos centrifugado y/o vibrado.

Postes y estructuras de acero: El espesor del material que se utilice no deberá ser menor de cuatro (4) mm. Cuando la aleación de acero no contenga elementos que la hagan resistente a la corrosión se deberá proteger con una capa exterior de pintura o metal galvanizado que garantice la durabilidad.

Las cimentaciones: Deberán ser diseñadas para resistir las cargas que le transmite la estructura. El diseño de los cimientos deberá verificar que su presión sobre el suelo no exceda el valor admisible de la capacidad de carga del mismo suelo, y que la fuerza de tracción en los cimientos no supere el peso propio del cimiento, más el peso del suelo que gravita sobre él.

Retenidas y anclas. El conjunto Retenida-ancla, es un elemento estructural, utilizado para compensar esfuerzos que tienden a desviar el poste de su posición vertical y absorber cargas adicionales ocasionadas por vientos, árboles que caen sobre las líneas, etc. Su diseño y construcción debe por lo tanto obedecer a las condiciones definidas por el trazo de la línea, sus vanos, el tipo de suelo y otras condiciones particulares en el punto que se deba reforzar.

1.4.4 Transformador de distribución.

Se denomina transformadores de distribución, generalmente los transformadores de potencias iguales o inferiores a 500 Kva y de tensiones iguales o inferiores a 67 000 V, tanto monofásicos como trifásicos. Aunque la mayoría de tales unidades están proyectadas para montaje sobre postes, algunos de los tamaños de potencia superiores, por encima de las clases de 18 kV, se construyen para montaje en estaciones o en plataformas. Las aplicaciones típicas son para alimentar a granjas, residencias, edificios, almacenes públicos, talleres y centros comerciales.

La optimización de la construcción de las líneas aéreas de energía eléctrica requiere del diseño la trayectoria de longitud mínima, sin menoscabo de la seguridad, operación, mantenimiento y accesibilidad; para lo cual, además de los factores técnicos y económicos, deberá cumplir con los requisitos siguientes:

Tramos rectos: El diseño deberá dar preferencia al trazo rectilíneo.

Alineación de postes. En poblaciones urbanizadas, todas las estructuras deberán quedar alineadas y en un solo lado de la acera o calle para toda la red, en sentido longitudinal y transversal. Se considerarán excepciones por cuestiones de seguridad.

Cruce de vías. Minimicé el número de cruzamientos con otros derechos de vías tales como: Vías férreas, carreteras, instalaciones telefónicas o de vídeo, canales navegables, etc. Cuando sea necesario realizar cruces de vías, estos deberán realizarse de preferencia perpendicularmente al derecho de vía.

Evitar riesgos de colisión con las estructuras. Las estructuras se deberán instalar en lugares en donde las condiciones de tránsito no sean adversas, evitando riesgos de colisión sobre las mismas.

Paso sobre vivienda existente. No deberá diseñarse y/o construirse líneas aéreas de cualquier nivel de tensión sobre viviendas.

1.4.5 Fundamentos socio económicos.

El no contar con un servicio tan básico como el acceso a la energía eléctrica es en esencia un detrimento en la calidad de vida de la población de la comunidad La Perla, además de ser la puerta de entrada para otro tipo de carencias como por ejemplo el no poder conservar alimentos en buen estado, no poder utilizar equipos y herramientas en la ejecución de distintas actividades, etc. Por eso se vuelve fundamental que en dicha comunidad se pueda contar con este servicio para lograr así un desarrollo eficiente en sus habitantes.

1.4.6 Fundamentos conceptuales y teóricos.

Ya no se considera un privilegio el contar con servicio de energía eléctrica, sino una necesidad fundamental para el desarrollo del ser humano como tal. Desde sistemas de iluminación, servicios de comunicación, hospitales y escuelas, todos dependen de la electricidad para funcionar de manera eficiente y brindar comodidad y seguridad a las personas. Además, la electricidad impulsa la tecnología y la conectividad en la era digital, desde computadoras y dispositivos móviles hasta redes de comunicación y centros de datos.

Históricamente, la electricidad ha transformado la sociedad mejorando la productividad y permitiendo la adopción de electrodomésticos y demás equipos que faciliten el quehacer cotidiano, optimizando la calidad de vida, impulsando el desarrollo económico, facilitando servicios esenciales, fomentando el avance tecnológico y transformando la forma en que vivimos. De esto y mucho más es de lo que se está privando a la comunidad La Perla cuyos habitantes manifiestan expresamente esta disconformidad con la realidad que están viviendo.

1.4.7 Fundamentos jurídicos medioambientales e históricos.

Se debe de considerar, al momento de diseñar, que ya existe todo un aparato de legislaciones que nos brindan el camino a seguir para la construcción de líneas de distribución, por ejemplo; Ley General de Electricidad, Reglamento de la Ley General de Electricidad, Reglamento Aplicable a las Actividades de Comercialización de Energía Eléctrica, Términos y Condiciones de los Pliegos Tarifarios, Normas Técnicas de Diseño, Seguridad y Operación de la Instalaciones de Distribución Eléctrica. (29-E-2000)

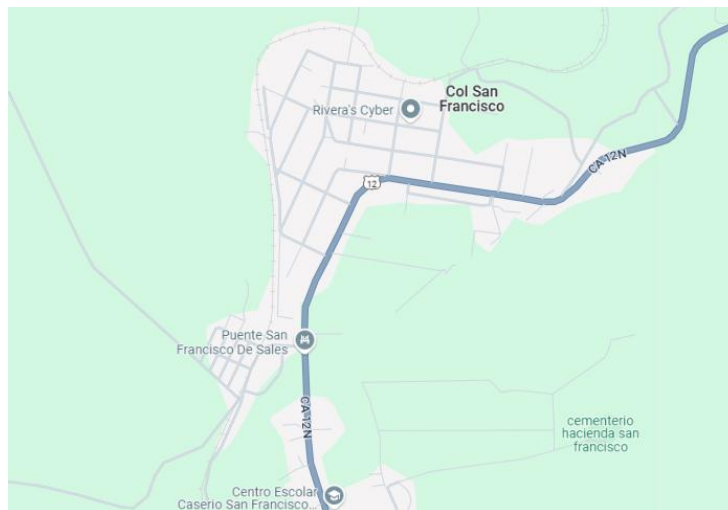
Estándares para la Construcción de Líneas Aéreas de Distribución de Energía Eléctrica. (66-E-2001) Manual de Especificaciones Técnicas de los Materiales y Equipos Utilizados para la Construcción de Líneas Aéreas de Distribución de Energía Eléctrica. (301-E-2003) Normas de Calidad de Servicio de los Sistemas de Distribución, etc. Los cuales se deben respetar si se quiere dar continuidad a un proyecto de estas dimensiones, de lo contrario se cometerán arbitrariedades que pudiesen tener un desenlace no favorable como adquisición de multas, paro permanente del proyecto entre otros.

1.5 Metodología de la investigación.

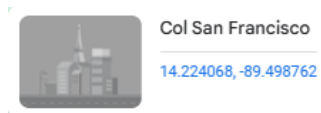
1.5.1 Ubicación de la investigación.

Figura 1.

*Comunidad La Perla, Colonia San Francisco, cantón Belén
Guijat, distrito de Metapán, municipio de Santa Ana Norte,
Departamento de Santa Ana, El Salvador.*



Nota: coordenadas Google maps.



1.5.2 Fenómeno y población.

Fenómeno: La carencia del servicio de electricidad en la comunidad se convierte en un reto para el desarrollo económico y social, además de limitar las condiciones de vida a una situación precaria y con falta de oportunidades.

Población: La comunidad La Perla se convierte en la población de análisis en el desarrollo de este documento.

1.5.3 Diseño y recolección de información.

El principal insumo para la elaboración del diseño será el levantamiento de información que se lleve a cabo en la comunidad La Perla, pues serán las condiciones propias del lugar, tipo de fauna, flora, densidad poblacional y relieve, que determinaran las características de la línea.

Para recolectar esta información se realizarán visitas de campo donde se tomarán las medidas topográficas, distancias entre las viviendas y distancia de líneas existentes para realizar la interconexión.

2 CAPITULO 2 MARCO NORMATIVO.

2.1 Introducción al marco normativo.

El Salvador cuenta con normativas que rigen los procesos de diseño, construcción y operación de sistemas eléctricos en general. En términos de energía eléctrica se deben regular las diferentes áreas que conforman el proceso de suministro de energía para el usuario final. Se desarrollan diferentes actividades y operaciones, desde la generación, transmisión y distribución de la energía.

El diseño y la implementación de infraestructuras eléctricas deben cumplir con un conjunto de normas y regulaciones que aseguren su funcionamiento seguro y eficiente. En el caso de las redes de distribución de energía eléctrica, el cumplimiento de estos marcos normativos es esencial para garantizar la calidad del servicio, la seguridad y la eficiencia.

El presente capítulo se enfoca en el análisis y la aplicación de las normativas técnicas, legales y regulatorias vigentes que guiarán el diseño de la línea de distribución eléctrica monofásica en media y baja tensión para la comunidad de La Perla. Se detallarán las normativas locales e internacionales aplicables a lo largo de la concepción del diseño, así como las recomendaciones y buenas prácticas establecidas por organismos especializados.

Además, se abordarán las especificaciones técnicas relacionadas con la instalación de la infraestructura, la seguridad en las operaciones, las pruebas de calidad y las medidas de sostenibilidad que deben ser consideradas para asegurar que el proyecto cumpla.

A través de este marco normativo, se establece el fundamento legal y técnico que sustenta el diseño de la línea de distribución eléctrica, considerando todo proceso que se lleva a cabo en la formulación del proyecto.

2.2 Ley general de electricidad.

Es indispensable iniciar la presentación de este capítulo con la citación de la ley general de electricidad, la cual en su artículo #1 indica de forma general en que consiste.

“Art. 1.- La presente Ley norma las actividades de generación, transmisión, distribución y Comercialización de energía eléctrica. Sus disposiciones son aplicables a todas las entidades que desarrollen las actividades mencionadas, sean estas de naturaleza pública, mixta o privada, independientemente de su grado de autonomía y régimen de constitución.” (Electricidad L. G., 2021)

La ley general de electricidad regula las acciones que se desarrollan en torno al suministro de energía eléctrica en el país. De forma implícita e interrelacionada es fundamental tomar todas las consideraciones en el desarrollo de diseños, pues se evalúan las condiciones desde el proceso de legalización de la obra para una operatividad eficiente del sistema.

La ley establece los principios fundamentales para la gestión del sector eléctrico, que incluyen la universalidad en el acceso a la energía, la eficiencia en la prestación del servicio, la sostenibilidad ambiental y la seguridad en la operación de las redes. Esencialmente la ley proporciona el marco legal de las interacciones entre los diferentes actores del sector energético, dando mayor relevancia a la logística de la transmisión, distribución y comercialización, sin embargo, también considera el tema de la construcción de nuevos circuitos. Puntualmente en el artículo 77-B indica que las distribuidoras de energía eléctrica, las empresas dedicadas a la construcción y diseño de instalaciones de distribución de energía eléctrica y los usuarios que requieran una conexión y/o reconexión del suministro de energía eléctrica, deberán cumplir con lo establecido en la presente Ley, su reglamento y con los requerimientos de las normas emitidas por la SIGET.

Ampliando el contexto de esta condicionante, surge la necesidad de determinar, ¿Quién emite las normas?

2.3 SIGET.

La Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET), fue creada por Decreto Legislativo No. 808 del 12 de septiembre de 1996, como una institución autónoma de servicio público sin fines de lucro, con atribuciones para aplicar las normas contenidas en tratados internacionales sobre electricidad y telecomunicaciones vigentes en El Salvador, en las leyes que rigen los sectores de Electricidad y de Telecomunicaciones, y sus reglamentos, así como aplicar de conformidad con lo establecido en la Ley General de Electricidad la protección de los derechos de los usuarios y de todas las entidades que desarrollan actividades en el sector.

La superintendencia general de electricidad y telecomunicaciones es una entidad autónoma encargada de regular y supervisar los sectores de electricidad y telecomunicaciones en el país. Su misión principal es garantizar el cumplimiento de las normativas y leyes aplicables, promover la competencia, proteger los derechos de los usuarios y asegurar la calidad en los servicios que se prestan en estos sectores.

Considerando la importancia que SIGET tiene en la elaboración, regulación y emisión de las normas técnicas aplicables a las instalaciones eléctricas de distribución, se identifican los principales acuerdos que rigen los diseños:

1. Acuerdo 29-E-2000 > Normas técnicas de diseño, seguridad y operación de las instalaciones de distribución eléctrica.
2. Acuerdo 66-E-2001 > Estándares para la construcción de líneas aéreas de distribución de energía eléctrica.
3. Acuerdo 301-E-2003 > Manual de especificaciones técnicas de los materiales y equipos utilizados para la construcción de líneas aéreas de distribución de energía eléctrica.
4. Acuerdo > 24-E-2004 Normativa para la utilización del tubo de acero galvanizado en caliente en instalaciones eléctricas de baja tensión.
5. Acuerdo > 294-E-2011 > Adopción del NEC 2008.
6. Acuerdo > 93-E-2013 > Modificaciones a la norma técnica de conexiones y reconexiones eléctricas en redes de distribución de baja y media tensión.
7. Acuerdo 58-E-2013 Aprobación de cargos a los OIA.

8. Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de distribución.

Estos acuerdos son los principales a considerar para el diseño de la línea de distribución para la comunidad La Perla.

Para desarrollar el diseño de un proyecto de ingeniería eléctrica orientado a sistemas de distribución es de suma importancia identificar las etapas del proceso en general y el marco normativo correspondiente a aplicar en cada una de ellas. Para contextualizar este capítulo se han identificado 5 etapas, en las cuales se presentarán las regulaciones de ley relacionadas.

2.4 Levantamiento.

El levantamiento de datos es la primera acción que normalmente se realiza en cualquier proyecto de ingeniería, cuando se trabaja un proyecto de líneas de distribución de energía eléctrica, se sobre entiende que es necesario llevar el suministro eléctrico a diferentes familias, viviendas en incluso diferentes comunidades, por tanto, el espacio físico para el desarrollo del proyecto es grande e implica tomar muchas consideraciones de los agentes del entorno. En la etapa del levantamiento es cuando se conocen las dimensiones específicas del proyecto, el tipo de suelo, el relieve, se identifican las rutas de acceso, como están comunicadas las comunidades, se identifica la flora y la fauna de lugar, se identifican la cantidad de viviendas beneficiadas y las condiciones climáticas que predominan en el lugar.

2.4.1 Ruta.

El conocimiento total del entorno como parte inicial del proyecto es fundamental para garantizar el éxito del diseño, ya que conocer todos los elementos que rodean el espacio físico donde se pretende construir una línea eléctrica sustentan un buen diseño. Estos elementos brindan la información correspondiente para aplicar las normas adecuadas.

Los acceso, calles, caminos y zonas de tránsito que conectan las comunidades son clave para realizar un primer trazo e identificar posibles rutas de las líneas. Bajo esta directriz una de las primeras actividades es determinar las posibles ubicaciones de los postes y con relación a esto, surgen 2 escenarios, el primero es utilizar la vía pública o calles identificadas y registradas para la movilidad de las personas y la segunda es el uso

de los terrenos privados. En ambos casos es importante conocer las gestiones legales asociadas cada uno de ellos.

2.4.2 Vía pública.

Se entiende por vía pública aquellos espacios de tránsito común destinada por la administración local al libre tránsito de vehículos y personas.

La ley de carreteras y caminos vecinales de el salvador establece que el gobierno central, a través del ministerio de obras públicas, es la autoridad principal para regular y aprobar el uso del suelo en lo que respecta a carreteras y caminos vecinales. Sin embargo, las alcaldías locales tienen competencias en el ámbito municipal y pueden tener un rol en la planificación y regulación local, especialmente en áreas urbanas o dentro de su jurisdicción.

En general, las decisiones sobre el uso del suelo para infraestructura de carreteras suelen ser competencia del gobierno central, pero las autoridades locales también deben coordinarse y cumplir con las normativas establecidas. Siempre es recomendable consultar con ambas autoridades para obtener una respuesta específica para un caso particular.

Cuando el diseño de una línea de distribución eléctrica aérea se realiza en la vía pública, se deben considerar algunas disposiciones legales, principalmente las disposiciones de uso de suelo, el cual por ley le es asignada la administración a la municipalidad local, dependencia de gobierno o gobierno central. Si hablamos de la municipalidad local deben tomar como referencia las ordenanzas municipales, las cuales establecen los cobros por la utilización de postes, rótulos y demás.

Luego de cubrir las exigencias del uso del suelo se procede a considerar las indicaciones técnicas en los acuerdos nacionales, un acuerdo a tener en cuenta es el 29-E-2000, el cual mediante el artículo 24, literal 24.2 nombrado “A calles, caminos y carreteras”; indica,

- A. Distancia horizontal de estructuras a orillas de calles o carreteras. Las estructuras que incluirán sus retenidas deberán estar colocadas lo más separado posible de la orilla de la calle o carretera. En el caso de que existan bordillos y

que la distancia vertical mínima de la superficie de la calle o carretera al equipo o accesorio soportado por la estructura sea de 4.60m, la estructura deberá colocarse lo más separado posible de la orilla del bordillo y nunca a menos de 0.15 m.

- B. Distancia Horizontal de estructuras a esquinas de calle. Las estructuras que incluirán sus retenidas deberán estar colocadas lo más lejos posible del inicio de la curvatura.

Estas disposiciones se toman en cuenta al inicio del proyecto, para realizar el trazo y considerar rutas. Otro acuerdo que proporciona indicaciones relacionadas al tema es el 93-E-2008, mediante su artículo 16, literal J expresa:

Documento de autorización o permiso de la Municipalidad, en caso de que la solicitud de conexión de un tercero se deba instalar dentro de un inmueble de propiedad municipal o sobre la vía pública.

2.4.3 Propiedad privada.

Derecho o capacidad de poseer bienes exclusivamente, es decir, que son de uso y disfrute de una persona o entidad y no del colectivo o del Estado.

En El Salvador, la propiedad privada está garantizada constitucionalmente en el art. 2 y es definida como el derecho a usar, gozar y disponer de un bien, siempre dentro de las limitaciones legales. La Ley de Propiedad Privada de 1979 reconoce la propiedad privada en función social y la protege de interferencias injustificadas.

Por esto, se hace necesario conocer y presentar todas las disposiciones legales para el cumplimiento normativo y jurídico del caso en el que las líneas de distribución eléctrica estén sujetas al tránsito en propiedad privada. Muestra de ello es el acuerdo 93-E-2008 que en el art. 16. Lit. f manifiesta que:

f) Cuando el solicitante no sea el propietario del inmueble, arrendatario, usufructuario, comodatario, etc. Deberá indicar la calidad bajo la cual solicitará el servicio o su modificación, debiendo presentar copia del instrumento público o auténtico en que se compruebe tal calidad o una autorización del propietario del inmueble para realizar la

gestión, la cual podrá constar en documento privado autenticado o en documento simple con firma legalizada por notario.

Diseñar la ruta de las líneas de distribución se vuelve una labor en la que hay que tomar en cuenta todo este tipo de circunstancias, para hacer las gestiones necesarias y contar con las disposiciones legales y permisos pertinentes de todos los involucrados, evitando así contratiempos y gastos innecesarios que solo terminan haciendo más largo y costoso el diseño y ejecución de un proyecto. Cuando se traza parte del diseño en propiedad privada, principalmente esto obedece a que las líneas actuales se encuentran dentro de terrenos y no hay otra alternativa para conectarse a la red, sin embargo, siempre se debe evitar en la medida de lo posible la instalación de postes en la propiedad privada.

Cuando las líneas eléctricas son para uso de terceros estos son totalmente responsables de las ubicaciones que asignen a cada poste. Si la línea es para beneficiar a diferentes familias y se necesita construir sobre propiedad privada, se debe tener total consentimiento del dueño y llegar a consenso sobre las condiciones bajo las cuales se emitirá el permiso para uso de suelo.

2.5 Vano.

Es la distancia horizontal entre dos puntos de soporte adyacente de una misma red eléctrica.

Esta distancia es crucial para garantizar la seguridad, eficiencia y estabilidad del sistema eléctrico.

Cuando se identifica y conoce el entorno, se continúa con la identificación de posibles lugares para la instalación de postes, lugares estratégicos que garanticen la seguridad de las instalaciones y no generen problemas para el entorno.

La normativa específica en función a la distancia entre postes puede variar según el país y la normativa local, pero generalmente se consideran factores como: la tensión del tendido eléctrico, el tipo de terreno, forma de las calles y normativas de seguridad. La consideración de estas distancias entre soportes permite reducir costos, esfuerzos y no

generar contaminación visual y obstaculizaciones en las calles, sin embargo, las distancias no son arbitrarias, se encuentran reguladas en la normativa.

El acuerdo 66-E-2001 en su capítulo II, literal 2.2, expresa claramente lo siguiente: La distancia horizontal entre dos puntos de soporte adyacentes de una misma línea se conoce como vano.

En el presente estándar se proporciona información sobre vanos promedio y vanos máximos, dentro de las condiciones normales, y algunos casos especiales de estructuras para la construcción de líneas con vanos de gran longitud.

Los vanos promedio estándar para distribución eléctrica de media tensión en zona urbana serán de 40 metros y hasta un máximo de 60 metros. Estos valores se mantendrán, aunque la distribución de media tensión se combine con la distribución de baja tensión.

Para distribución eléctrica de baja tensión exclusivamente, la longitud de los vanos será de 30 metros hasta un máximo de 50 metros. Los vanos máximos calculados para los diferentes calibres de conductores se aplican en la construcción de líneas en zonas rurales. Cabe mencionar que los vanos máximos están en función, además de los factores de sobrecarga, seguridad y condiciones ambientales extremas recomendadas por las normas, del tipo y sección transversal del conductor y principalmente de la resistencia mecánica del poste.

Los cálculos de ingeniería en el presente manual fueron desarrollados para postes de clase 500, que es la clase mínima requerida para líneas aéreas de distribución de energía eléctrica y factor de seguridad 2, por lo que, en la construcción de líneas rurales, si se desea incrementar la longitud del vano máximo, será necesario un incremento en la clase del poste.

Se recomienda que, en el cruce con vías férreas, la distancia entre postes sea tan corta como sea posible, pero se procurará que las estructuras de soporte disten de la vía cuando menos el equivalente a su altura.

En el diseño de líneas, donde la topografía del terreno exige la construcción de vanos (de gran longitud) mayores de 100 metros, será necesaria la utilización de varillas

de blindaje preformadas, adecuadas, para evitar daños en el conductor a causa de la vibración causada por el efecto del viento en condiciones extremas

La asignación de la distancia entre vanos también se ve afectada por las características de la línea en cuanto a la cantidad de fases del sistema, ya que se deben tomar en cuenta distancias verticales y horizontales entre líneas, cuando aplique.

2.6 Flora y fauna.

El medio ambiente que rodea la zona donde se pretende desarrollar un circuito de energía eléctrica es inevitable, lo que puede variar es la densidad y tipo de vegetación o especies animales.

Dentro del diseño se debe tener muy en cuenta que la ruta a trazar debe ser amigable con el medio ambiente, principalmente por la deforestación extrema que está sufriendo el planeta, más crónica en algunos lugares. Esto implica cuidar la vegetación, árboles con gran antigüedad, los cuales incluso son de sostenimiento para los ecosistemas.

De la misma manera de debe considerar la fauna de la zona, esto se intensifica en algunos lugares donde las especies están erradicadas desde mucho tiempo atrás, los animales están en peligro de extinción o áreas protegidas por el estado.

Para no dejar a criterio de los constructores de las líneas eléctricas el nivel de impacto permitido al medio ambiente por trabajos a realizar, la ley regula los árboles que no se pueden talar, los que se pueden podar y aquellos que pueden ser eliminados desde sus raíces. Para regular estas acciones se cuenta con la ley forestal y la ley de medio ambiente.

Las actividades de tala y poda en zonas urbanas requieren autorización por escrito de la municipalidad a través de la unidad ambiental municipal, indicación sustentada en el artículo 15 de la ley forestal.

2.6.1 Poda y brecha.

Esta actividad consiste en realizar poda de árboles por el trayecto que llevara la línea, considerando distancia de libramiento y seguridad, esta actividad se desarrolla en diferentes etapas de la ejecución del proyecto, en inicio para mejorar la visualización en

las posibles ubicaciones de postes y estructuras, luego una poda más intensa en las áreas donde se instalarán postes y se tendera cable, finalmente se verifican las distancias con el proyecto terminado para garantizar la seguridad de las líneas y el medio ambiente. Por tanto, es fundamental las consideraciones al momento de trazar la ruta del proyecto y gestionar de forma oportuna los permisos correspondientes.

Para tener claridad de las especies animales y árboles que se prohíbe perturbar es importante revisar el listado oficial de vida silvestre amenazada o en peligro de extinción, mediante acuerdo ejecutivo No 257.

2.7 Factores climáticos.

Los factores climáticos, como las altas temperaturas, vientos fuertes, y fenómenos climáticos extremos, pueden afectar la construcción y operación de líneas de distribución eléctrica.

Estos factores inciden directamente en la operación de las líneas, es de suma importancia las consideraciones de estos factores dentro del diseño.

Las altas temperaturas pueden limitar la capacidad de las líneas debido a que, a la temperatura ocasionada por el flujo de electrones, se le debe sumar la temperatura ambiente.

Los vientos fuertes pueden dañar las estructuras de fijación de las líneas de distribución, así como sus elementos al punto de ocasionar, entre otras cosas, incendios de inmensurables magnitudes y electrocuciones de seres vivos.

Con relación a los fenómenos naturales es sumamente difícil anticipar posibles eventos, sin embargo, el historial de comportamiento climático en la zona puede proporcionar datos a considerar en el diseño y posterior la construcción de una línea. La normativa nacional proporciona indicaciones en términos de niveles de temperatura y actividad del viento en relación con diferentes zonas del país.

2.7.1 Temperatura.

Esta magnitud inherente al medio ambiente no se puede controlar, sin embargo, conocer los niveles en los cuales se maneja es importante para tomar en cuenta.

Las altas temperaturas pueden reducir la capacidad de las líneas aéreas, lo que limita la potencia que se puede transportar y aumenta las pérdidas. Tal como lo cita el acuerdo 29-E-2000, art. 12 Zonas de temperatura, que expresa;

“En el país existen, en general, condiciones muy homólogas de temperaturas máximas y mínimas en las distintas zonas, en las cuales se supondrá que los conductores estarán sometidos a las siguientes temperaturas mínimas y máximas:

- Mínima 10 °C.
- Máxima 40 °C.
- Para zonas muy definidas en cordilleras y valles elevados, como Los Naranjos entre los Departamentos de Santa Ana y Sonsonate y Las Pilas en Chalatenango, deberá tomarse una temperatura mínima de 5 °C”.

No se puede dejar de lado el factor temperatura dentro del análisis de redes de distribución como factor externo y del que no se tiene un control, pero si se aborda con la pericia necesaria se mantendrá dentro de los parámetros de diseño y funcionabilidad del sistema.

2.7.2 Viento.

Similar al impacto de la temperatura, el viento es un agente que no se puede controlar, en función a esto, el cálculo de redes eléctricas debe considerar la suma de fuerzas que se ejercen a los cables, aumentando la tensión adicional a la asociada a su peso y la gravedad, se debe adicionar la constante de carga por ráfagas de viento. El viento afecta a las redes eléctricas de diversas maneras, desde la caída de árboles y ramas hasta la vibración de los cables, lo que puede provocar interrupciones en el suministro eléctrico. En El Salvador, las líneas de distribución aéreas son más vulnerables a las ráfagas de viento, que pueden causar daños a los postes y cables, así como a los equipos de las subestaciones.

Con relación a lo anterior el acuerdo 29-E-2000, mediante el artículo # 11, Zonas de carga, expresa lo siguiente: Con el propósito de establecer las cargas mínimas que deben considerarse en el cálculo mecánico de líneas aéreas, según el lugar de su instalación, el país se ha dividido en 3 zonas de carga, en las cuales se calculará la presión ejercida por el

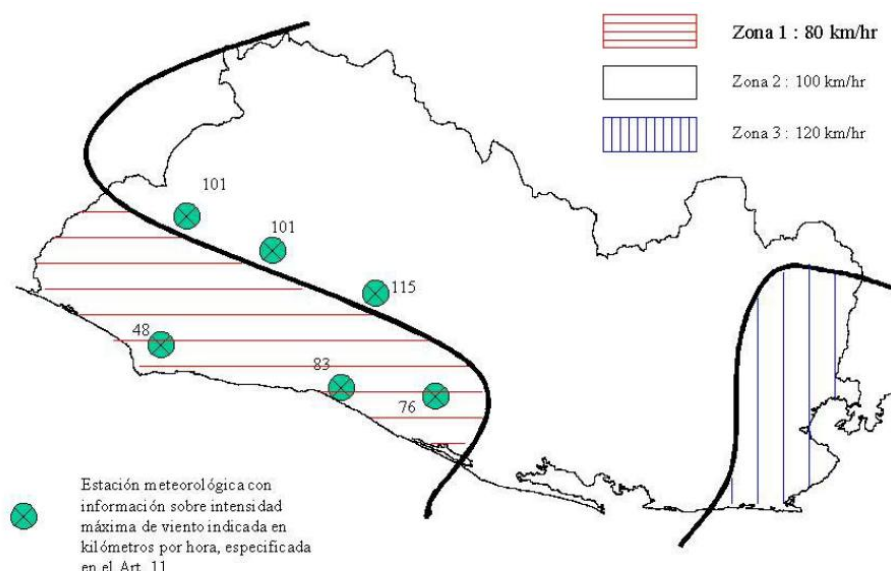
viento como la correspondiente a una velocidad no menor de las que se indican a continuación:

- Zona 1 = 80 kilómetros por hora.
- Zona 2 = 100 kilómetros por hora.
- Zona 3 = 120 kilómetros por hora.

Adicional a lo mencionado en el artículo, la norma brinda un mapa donde se determina cada zona dentro del territorio.

Figura 2.

Máxima intensidad de viento y zonas de carga en El Salvador.



Nota: acuerdo 29-E-2000. <https://www.siget.gob.sv/>.

2.8 Factibilidad.

La siguiente etapa identificada en este capítulo es la factibilidad del servicio, se trata de una evaluación que realiza la empresa distribuidora para determinar si es posible suministrar energía a un nuevo punto de conexión. Se analizan factores como la capacidad de la red, la distancia a la subestación más cercana y la infraestructura necesaria. El constructor o diseñador de la línea debe tener claro la factibilidad en el punto desde donde proyecta iniciar con sus redes, sin embargo, la decisión final y oficial dependerá de la

distribuidora. En relación con la factibilidad, se presentan dos escenarios en los cuales es importante saber cómo manejar las condiciones que se encuentran en el lugar, principalmente un aspecto técnico, el nivel de tensión solicitado debe ser igual a las líneas eléctricas existentes más cercanas. Luego se debe identificar el titular de la línea, ya que en El Salvador existen muchos ramales construidos por particulares y si se presenta este caso, se debe gestionar el respectivo permiso.

2.9 Nivel de tensión.

El nivel de tensión en las líneas eléctricas se divide en baja tensión, media tensión y alta tensión. La baja tensión es el nivel de voltaje final que se entrega a las viviendas para uso doméstico, comercial e incluso industrial. Normalmente los niveles son 120v/240v, 120v/208.

Tabla 1.

Tensiones Eléctricas y Sistemas Normales de Distribución en Media Tensión.

TENSIÓN NOMINAL (VOLTIOS)
4,160Y/2,400
13,200Y/7,620
22,860Y/13,200
34,500
46,000

Nota: Para la media tensión los sistemas de distribución, en el país varían de acuerdo con la zona en la que se encuentran. Para la zona occidental del país, el nivel de tensión es de 13.2 kv / 7.6kv. acuerdo no. 93-E-2008 <https://www.siget.gob.sv/>.

2.9.1 Baja tensión.

Durante la etapa de factibilidad se puede presentar el escenario en el cual las líneas eléctricas existentes más cercanas sean de baja tensión, por consiguiente se entiende que pertenecen a una subestación eléctrica cercana, no mayor a 300 o 400 metros. En este tipo

de casos, el constructor tiene la opción de acercarse al punto de conexión en media tensión trazando su propia ruta o solicitando a la distribuidora de energía eléctrica la modificación de la red actual. La alternativa de llegar cerca del punto actual de media tensión puede tornarse sumamente complicada si los accesos son únicamente por calles en las cuales ya se cuenta con red eléctrica, estructuras de las diferentes empresas de telecomunicación, entre otros. Entonces resulta más viable solicitar a la distribuidora la modificación de la red existente y partiendo de allí, se construye o diseña la nueva red eléctrica.

2.9.2 Media tensión.

Si la red eléctrica existente cuenta con media tensión, facilita la conexión de la nueva red, la principal condición a cumplir para iniciar la línea es la colocación del punto número uno o punto de recibo a no más de 25 metros del poste donde se pretende la conexión, esto en base al artículo 74, numeral 4 del acuerdo 93-E-2008. La determinación de esta distancia está relacionada a no afectar la red existente ya que, a mayor distancia del vano inicial, aumenta la tensión mecánica que la línea ejerce al poste actual, esta tensión podría afectar la inclinación del poste, técnicamente para compensar este efecto se colocan retenidas que mecánicamente soporta la tensión de los cables. La dificultad aumenta cuando el trazo de la nueva línea obliga a instalar retención sobre construcciones o terrenos privados. Por tanto, la distancia de 25 metros ya está considerada una distancia de afectación mínima a las fuerzas que ya se ejercen sobre los postes existentes.

Otra información de suma importancia a considerar para la factibilidad del servicio y planificación del diseño de la línea, es la información proporcionada en el artículo 9 literal C, del acuerdo 93-E-2008, el cual expresa puntualmente:

Cuando la solicitud del servicio sea en MT, el distribuidor deberá cubrir todos los costos de construcción y/o adecuación de la red de distribución que se encuentra a una distancia de hasta doscientos (200) metros antes del punto de la red de la distribuidora donde se iniciará la nueva construcción de la red de distribución. Se entenderán como adecuación de la red en MT las que se detallan a continuación: construcción o adición de red eléctrica; cambio, reubicación, intercalación o instalación de postes; cambio, reubicación o instalación de estructuras; reubicación, instalación y/o repotencia de transformadores; recalibración de redes; instalación, reubicación y/o cambio de

dispositivos de seccionamiento y protección; las modificaciones o adecuaciones necesarias para cumplir con lo establecido en la normativa de calidad de servicio de los sistemas de distribución.

2.10 Propietario de la línea.

Un factor importante que se presenta en el diseño y construcción de nuevas líneas de distribución al momento de buscar la conexión con redes existentes es identificar el propietario de la línea, en la mayoría de los casos la red le pertenece a la distribuidora de energía eléctrica. Cuando se presenta este escenario se aplica lo estipulado en el acuerdo 93-E-2008, mediante la sección III Requisitos específicos para conexiones de suministros de mediana y gran demanda en media tensión, urbanizaciones y lotificaciones, se proporciona el proceso a seguir para la conexión del suministro con la distribuidora.

Cuando el dueño de la línea donde se proyecta conectar la nueva red eléctrica es un tercero, se debe llegar a un acuerdo de conexión directamente con el dueño y la distribuidora no podrá incidir en los términos y condiciones bajo los cuales se genere el permiso, siempre y cuando la red técnicamente soporte la carga a adicionarse. Esta disposición se encuentra sustentada en el acuerdo 93-E-2008, artículo 16, literal i) el cual expresa lo siguiente: Autorización del propietario de la línea, cuando el servicio deba conectarse a una red de distribución propiedad de terceros, la cual deberá constar en escritura pública, documento privado autenticado o en documento simple con firma legalizada por notario.

Posterior a la autorización emitida por el dueño de la línea, la secuencia de conexión es la misma indicada en el apartado anterior.

2.11 Diseño de la línea.

El diseño de una línea eléctrica de distribución es un proceso crucial para llevar la energía eléctrica de las subestaciones de distribución a los usuarios finales de manera segura, eficiente y confiable, implica considerar una serie de factores técnicos, económicos y ambientales. Se deben calcular las cargas eléctricas que soportarán, seleccionar los materiales y equipos adecuados (como conductores, postes, aisladores y transformadores),

definir la disposición física de la línea, garantizar la seguridad de las personas y el medio ambiente, y cumplir con las normativas locales e internacionales.

Es una tarea que demanda mucha pericia de parte del ingeniero encargado del diseño de tal forma que no deje escapar ningún detalle que posteriormente se transforme en pérdidas.

Un buen diseño optimiza la inversión, al tomar decisiones inteligentes durante el proceso de diseño se minimizan los costos totales del proyecto a lo largo de su vida útil, sin comprometer la seguridad, la confiabilidad y la eficiencia del suministro.

Minimiza las pérdidas de energía, asegura la calidad del suministro eléctrico y facilita el mantenimiento y la expansión futura de la red. En esencia, un diseño bien pensado es la base para un sistema de distribución eléctrico robusto y eficiente que impulsa el desarrollo de las comunidades. Dentro de los factores cruciales del diseño se pueden destacar los siguientes aspectos.

Selección Adecuada de Componentes y Materiales: La selección adecuada de componentes y materiales es un pilar fundamental en el diseño optimizado de una línea eléctrica de distribución, ya que se está construyendo algo importante y se necesita elegir los materiales y las herramientas correctas para que funcione excelente, sea duradero y no tenga un costo elevado, en el diseño de líneas eléctricas, es exactamente igual.

Este punto se centra en la cuidadosa elección de cada uno de los elementos que conformarán la línea, desde los cables que transportarán la energía hasta los postes que los sostendrán, pasando por los aisladores que garantizarán la seguridad y los transformadores que adaptarán el voltaje.

La clave es encontrar el equilibrio perfecto entre varios factores:

Rendimiento técnico: Cada componente debe ser capaz de cumplir con su función de manera eficiente y segura bajo las condiciones operativas esperadas (voltaje, corriente, condiciones ambientales, temperatura, humedad, etc.).

Costo inicial: El precio de compra de los materiales y equipos es una consideración importante para mantener el presupuesto del proyecto dentro de los límites.

Vida útil y durabilidad: Seleccionar materiales y componentes de buena calidad asegura una mayor vida útil de la línea, reduciendo la necesidad de reemplazos prematuros y los costos asociados.

Costos de mantenimiento: Algunos materiales y diseños requieren menos mantenimiento que otros. Elegir opciones que minimicen el mantenimiento a largo plazo reduce los costos operativos.

Pérdidas de energía: Las características de los materiales, especialmente los conductores y los transformadores, influyen en la cantidad de energía que se pierde durante la transmisión. Seleccionar componentes que minimicen estas pérdidas ahorra dinero a largo plazo y mejora la eficiencia del sistema.

Normativas y estándares: Todos los componentes deben cumplir con las normas y estándares técnicos locales e internacionales para garantizar la seguridad y la interoperabilidad.

La ruta de la línea se planifica para ser lo más directa posible, minimizando la longitud total y, por lo tanto, los costos de materiales, instalación y las pérdidas de energía proporcionales a la longitud. Se consideran factores como el derecho de vía, los permisos y los obstáculos naturales para encontrar la ruta más económica y viable.

En esencia, la selección adecuada de componentes y materiales no se trata simplemente de elegir lo más barato, sino de realizar un análisis técnico y económico exhaustivo para identificar las opciones que ofrecen el mejor valor a lo largo de la vida útil de la línea, considerando todos los factores relevantes para el contexto, debe ser una inversión inteligente que impacta directamente en la eficiencia, la confiabilidad y la economía del sistema de distribución eléctrica.

2.11.1 Postes.

Los postes del tendido eléctrico son estructuras verticales que sostienen los cables de distribución y transmisión de energía eléctrica, así como los equipos relacionados. Pueden ser de madera, concreto o metal, y se utilizan para garantizar la elevación adecuada de los cables y evitar interferencias con el entorno. El tipo de material

del poste es muy importante ya que determina la durabilidad de las instalaciones en función al ambiente en el cual están instalados. Definitivamente las características del suelo condicionan la selección del tipo de poste a utilizar. Otro aspecto importante para tomar en cuenta es el nivel de tensión eléctrica que se tendrá en los conductores, pues de acuerdo con este se consideran es la distancia, entre conductores y sobre el nivel del suelo. Además, se influye el relieve de la zona, si es montañoso, llanuras, mesetas o valles.

Material de fabricación: En la normativa salvadoreña se mencionan 3 tipos de postes para utilizar en las líneas eléctricas, sin embargo, actualmente en el país no se utilizan postes de madera, únicamente se trabaja con postes de concreto y de metal.

Postes de concreto: Los postes de concreto ofrecen múltiples ventajas, incluyendo su alta resistencia, durabilidad, resistencia a condiciones ambientales adversas y bajo costo de mantenimiento a largo plazo. Son una opción económica y eficiente para diversas aplicaciones, como sistemas de alumbrado público, redes eléctricas, y cercas.

Ventajas de los postes de concreto:

- ✓ Resistencia y durabilidad: Soportan cargas pesadas y resisten condiciones climáticas extremas sin deteriorarse, lo que garantiza una larga vida útil.
- ✓ Bajo mantenimiento: No requieren tratamientos especiales contra la humedad, corrosión o plagas, lo que reduce los costos de mantenimiento.
- ✓ Costo-efectividad: A pesar de un costo inicial posiblemente mayor que otros materiales, su durabilidad y bajo mantenimiento los convierten en una solución económica a largo plazo.
- ✓ Versatilidad: Se adaptan a diferentes tipos de terreno y condiciones climáticas.
- ✓ Seguridad: Son más seguros que materiales como la madera, ya que no son inflamables y no se pudren.
- ✓ Eficiencia en la Instalación: Pueden ser prefabricados para una instalación rápida y eficiente.
- ✓ Resistencia a agentes ambientales: Resistencia el ataque de agentes ambientales, incluyendo la corrosión.
- ✓ Tolerancia al vandalismo: Son más resistentes a los daños causados por vandalismo que otros materiales.

- ✓ Impacto ambiental: Su producción es más sostenible que la de la madera, ya que no contribuye a la deforestación.

El acuerdo 66-E-2001, capítulo II, numeral 2.6, “Normas para la fabricación de postes”, literal 2.6.1, indica: Los postes de concreto deberán fabricarse con refuerzo de acero mediante el proceso de centrifugado del concreto. Su acabado será del color natural del concreto en toda su superficie, la cual debe estar libre de porosidad e imperfecciones originadas por deficiencias en la fabricación, tales como escorias producidas por mala fluidez del concreto, burbujas originadas por mala compactación de los materiales, grietas no capilares, desprendimiento del concreto, etc. Los agujeros deberán presentar un buen acabado y estar libres de exceso de concreto, porosidad o desprendimientos en su interior.

En los postes de concreto se admitirán las siguientes tolerancias:

- a) Longitud $\pm 0.5\%$.
- b) Dimensiones transversales $+5\%$ (exteriores).

En postes, "clase 500" se refiere a la resistencia a la flexión del poste, expresada en decaNewtons (daN). En este caso, "500" indica que el poste tiene una resistencia de 500 daN, lo que significa que puede soportar una carga máxima de 500 daN sin deformarse o fracturarse.

Postes de Metal: Los postes metálicos ofrecen varias ventajas significativas, incluyendo mayor durabilidad, resistencia a la corrosión, facilidad de instalación y mantenimiento, flexibilidad de diseño, y una larga vida útil.

Ventajas de los postes metálicos:

- ✓ Durabilidad y resistencia: Los postes de acero, en particular, son conocidos por su alta resistencia y durabilidad, lo que reduce la necesidad de reemplazo frecuente.
- ✓ Resistencia a la corrosión: El galvanizado protege al metal de la oxidación y el desgaste ambiental, prolongando aún más la vida útil.

- ✓ Facilidad de instalación y mantenimiento: La construcción modular y la pre-perforación de fábrica facilitan la instalación y los ajustes según las necesidades del proyecto.
- ✓ Flexibilidad de diseño: Los postes metálicos permiten un diseño más flexible que los de otros materiales, como la madera.
- ✓ Resistencia a plagas y hongos: A diferencia de la madera, los postes metálicos no son susceptibles a insectos ni hongos.
- ✓ Versatilidad de uso: Se emplean en diversas aplicaciones, como postes eléctricos, alumbrado público, cercas y estructuras industriales.
- ✓ Resistencia a la humedad y agentes químicos: Los postes metálicos, especialmente los galvanizados, son resistentes a la humedad y a los agentes químicos.
- ✓ Excelente relación costo-beneficio: Aunque la inversión inicial puede ser mayor, la durabilidad y el bajo mantenimiento los hacen rentables a largo plazo.

El acuerdo 66-E-2001, capítulo II, numeral 2.6, “Normas para la fabricación de postes”, literal 2.6.2, indica:

Los postes metálicos se fabricarán con lámina de acero de alta resistencia, según la norma ASTM A-570 GRADO 36, cubiertos por un baño de galvanización en caliente según la norma ASTM A-123 que cubre completamente ambas superficies, interior y exterior, compuestas por una o varias piezas de sección transversal cilíndrica o poligonal para efectuar un ensamblaje fácil entre ellas. El espesor de la lámina será como mínimo de 3 mm y cada sección prefabricada en forma cónica no excederá los 10 mm de longitud. La sección que conforme la parte inferior del poste tendrá una base lisa y circular de acero para empotramiento directo al suelo.

Las soldaduras longitudinales de cada sección, en caso de requerirse, se efectuarán antes del galvanizado en caliente. Este galvanizado deberá cumplir con las normas establecidas.

En cuanto a las dimensiones, en los postes metálicos se admitirán las siguientes tolerancias:

- a) Longitud de sección $\pm 0.25\%$.

b) Longitud total $\pm 0.5\%$.

c) Dimensiones transversales + 5% (exteriores).

Un factor de seguridad de 2 en postes de metal significa que el poste está diseñado para soportar el doble de la carga o tensión que se espera que reciba en uso normal. Esto proporciona una reserva de resistencia para compensar posibles variaciones en la carga, errores de cálculo, o condiciones ambientales adversas.

2.11.2 Altura y aplicación.

La altura de los postes va estrechamente relacionada al uso que se le brinde, en términos de líneas eléctricas el nivel de tensión es de los principales factores que influye en la selección de la altura, las tensiones son: la distribución de líneas en baja tensión 0 a 600v, las líneas de distribución en media tensión arriba de 600v y menor o igual a 115kv y alta tensión en superior a 115kv.

Las alturas de los postes comercialmente más utilizadas son de 26, 35, 40, 45, y 50 pies, aunque se pueden solicitar a mayor altura en común acuerdo con los fabricantes.

2.12 Estructuras.

Es la unidad principal de soporte, generalmente se aplica a los herrajes y materiales, incluyendo al poste o torre adaptado para ser usado como medio de soporte de líneas aéreas de energía eléctrica y las retenidas.

La selección de estructuras para darle forma al trazo de la línea dentro del proyecto es una actividad muy importante que engloba tantos aspectos técnicos, de seguridad y económicos.

La normativa nacional proporciona isométricos donde se ilustran las diferentes estructuras que se pueden utilizar de acuerdo con las necesidades que el diseñador quiere cubrir. Además, indica los materiales a utilizar por cada estructura. En esta parte del capítulo se consideran muy educativo incorporar imágenes de las principales estructuras, subdividiendo entre; media tensión, baja tensión, estructuras para neutro y anclajes.

2.12.1 Media tensión.

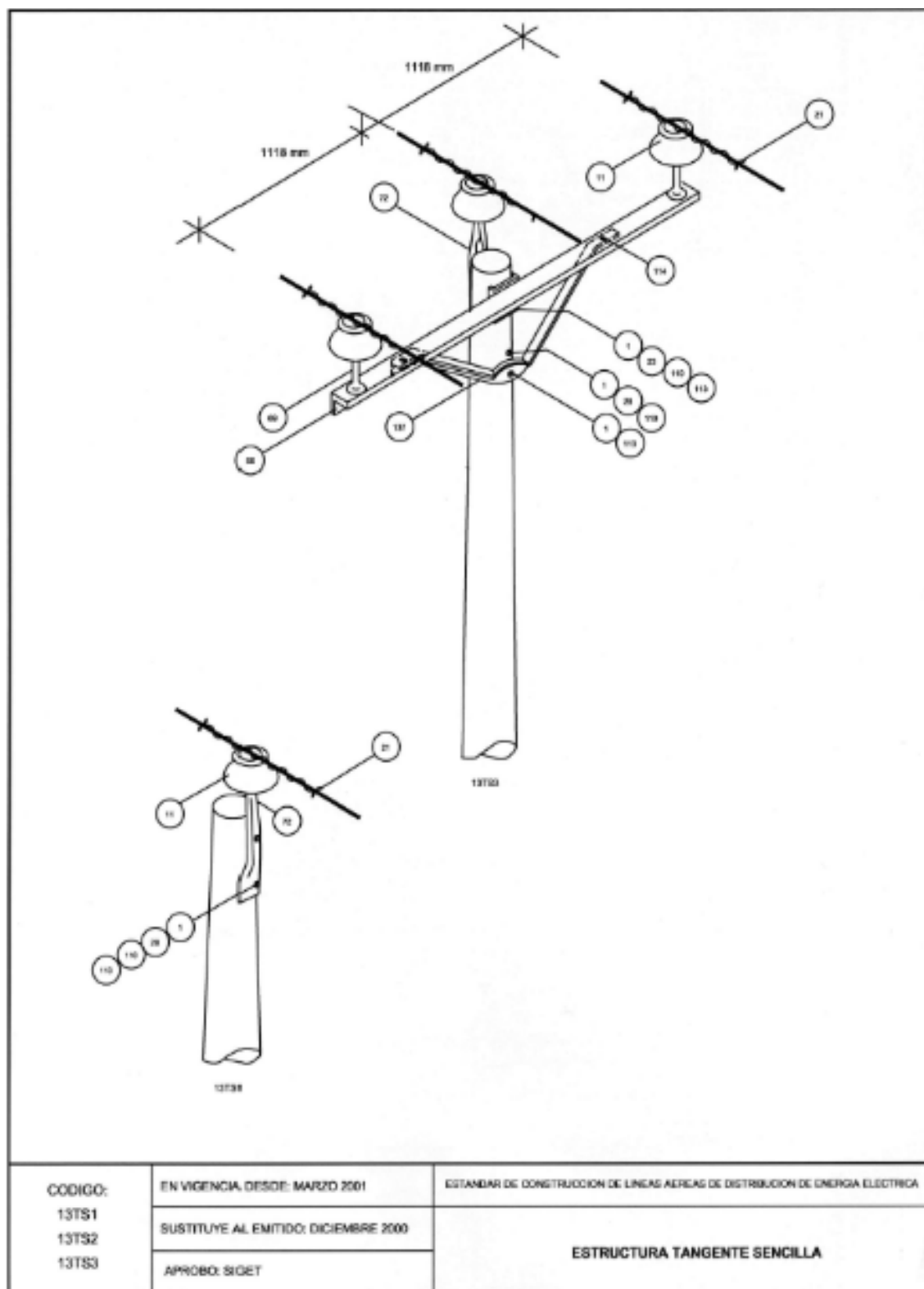
A continuación, se muestran las estructuras tomadas del acuerdo 66-E-2001, Estándares para la construcción de líneas aéreas de distribución de energía eléctrica, Capítulo VII Estándar de construcción de líneas aéreas de distribución de energía eléctrica 13.2kv.

Este capítulo presenta las estructuras utilizadas en construcciones de líneas con niveles de tensión de 13.2kv, se subdivide en:

- Estándar de construcción de líneas aéreas de distribución de energía eléctrica 13.2 kv tipo A.
- Estándar de construcción de líneas aéreas de distribución de energía eléctrica 13.2 kv tipo B.

El estándar tipo A es el actualmente utilizado en la zona geográfica donde se desarrolla el diseño del proyecto, a continuación, se muestran las estructuras utilizadas.

Figura 3.

Tangente Sencilla.

Nota: Estándar de Construcción de Líneas Aéreas de Distribución de Energía Eléctrica 13.2 kV tipo A
 acuerdo 66-E-2001. <https://www.siget.gob.sv/>.

Figura 4.

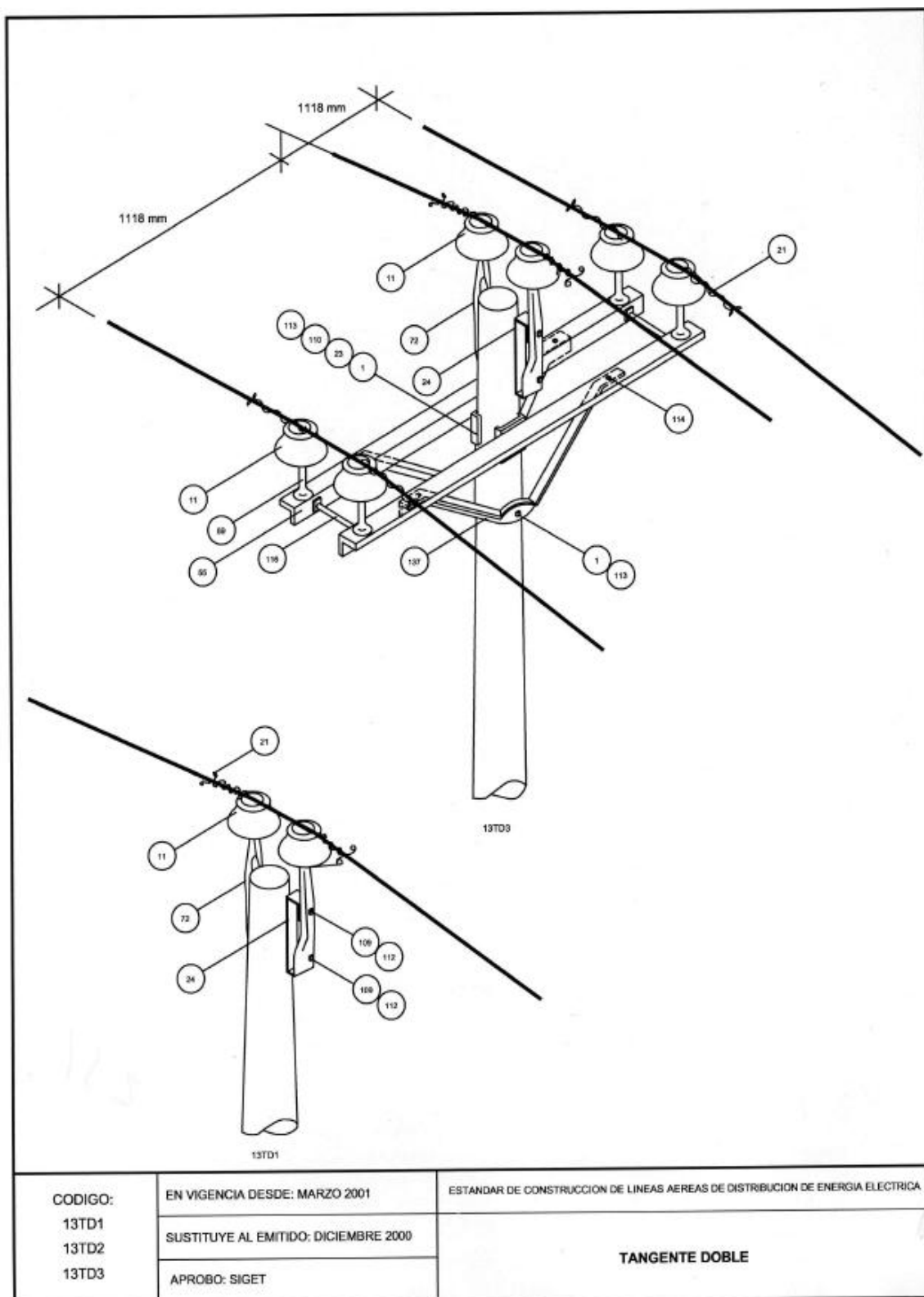
Tangente Doble.

Figura 5.

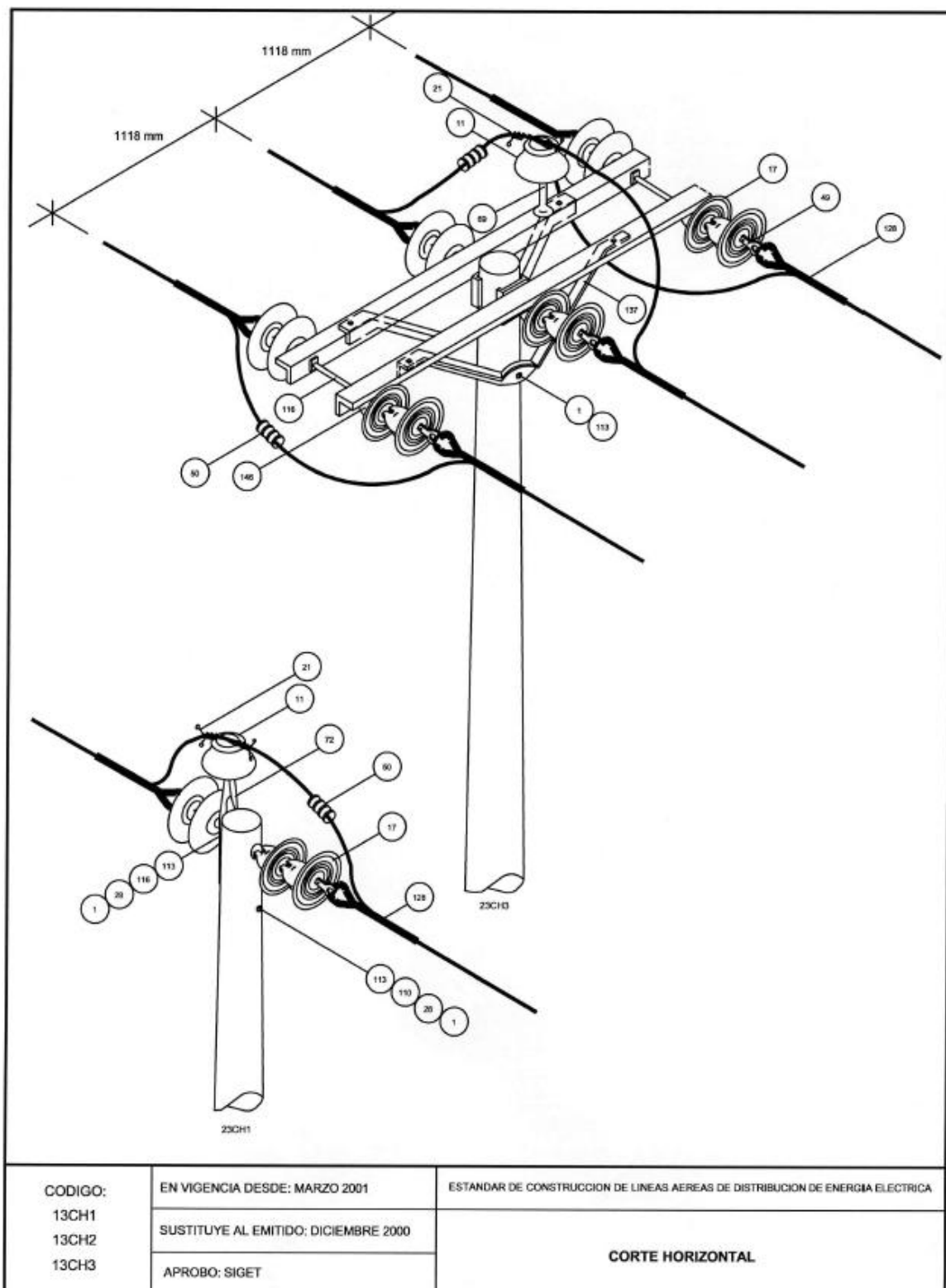
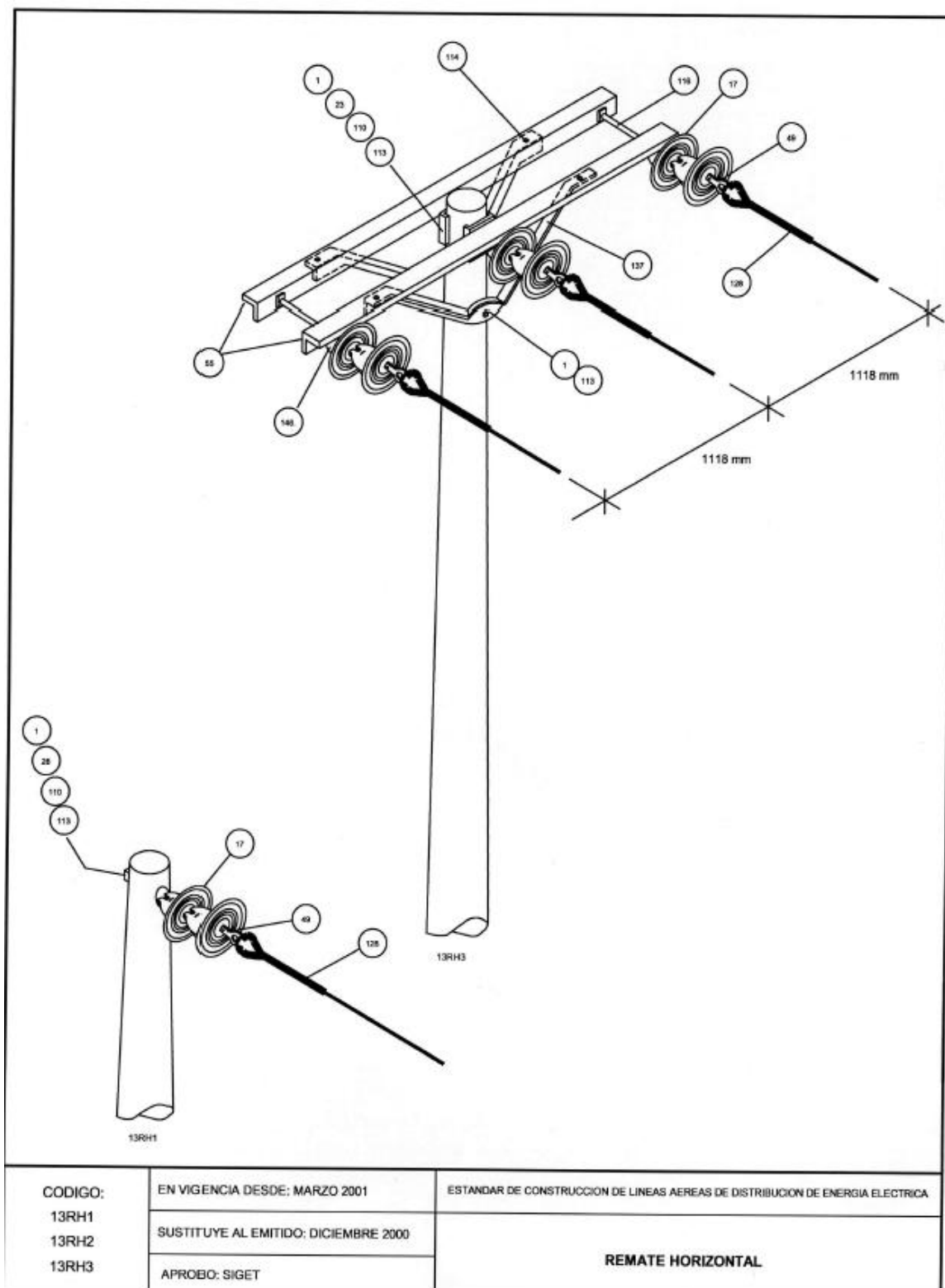
Corte Horizontal

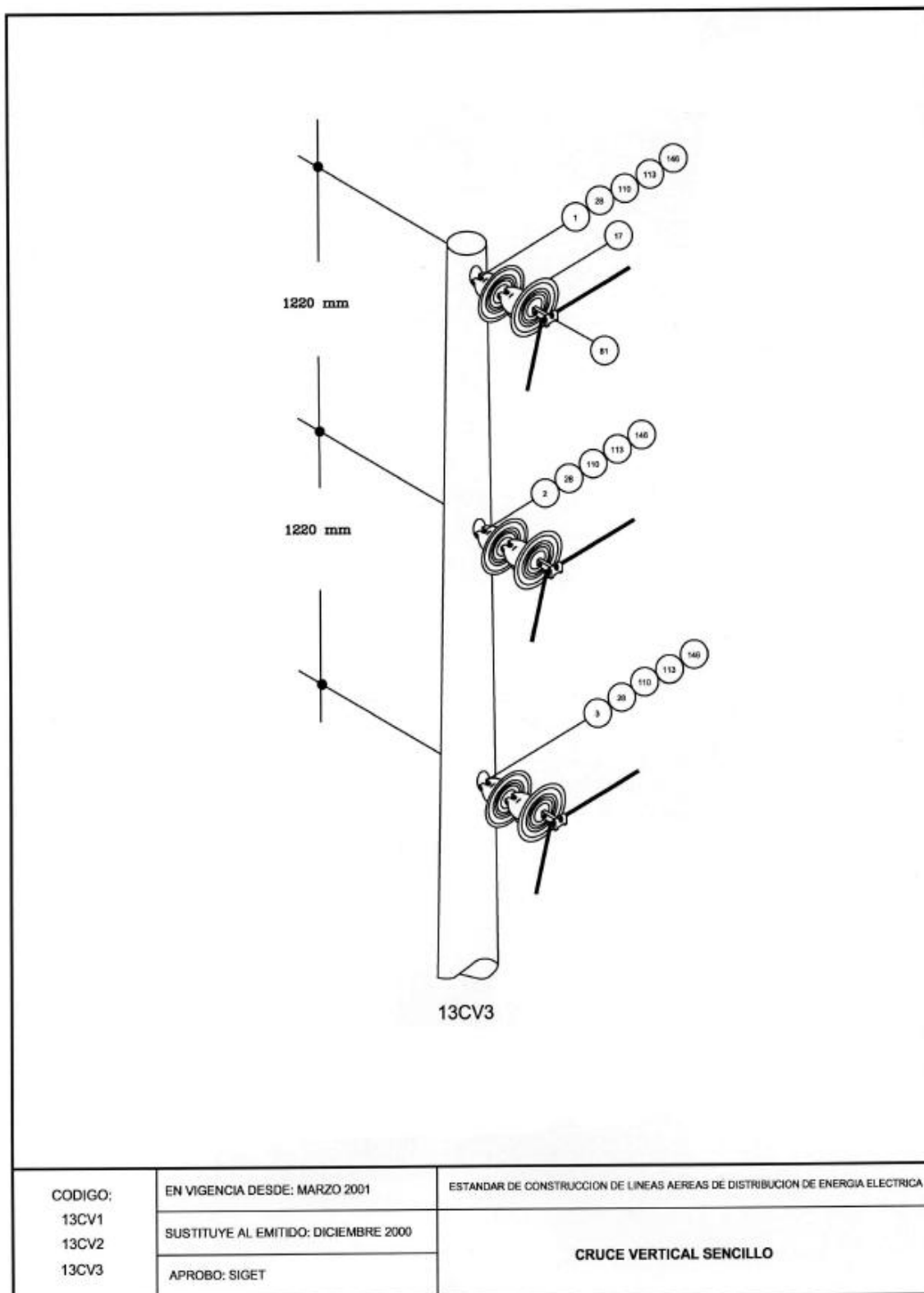
Figura 6.

Remate Horizontal.

[illegible]

Nota: Estándar de Construcción de Líneas Aéreas de Distribución de Energía Eléctrica 13.2 kV tipo A, acuerdo 66-E-2001. <https://www.siget.gob.sv/>.

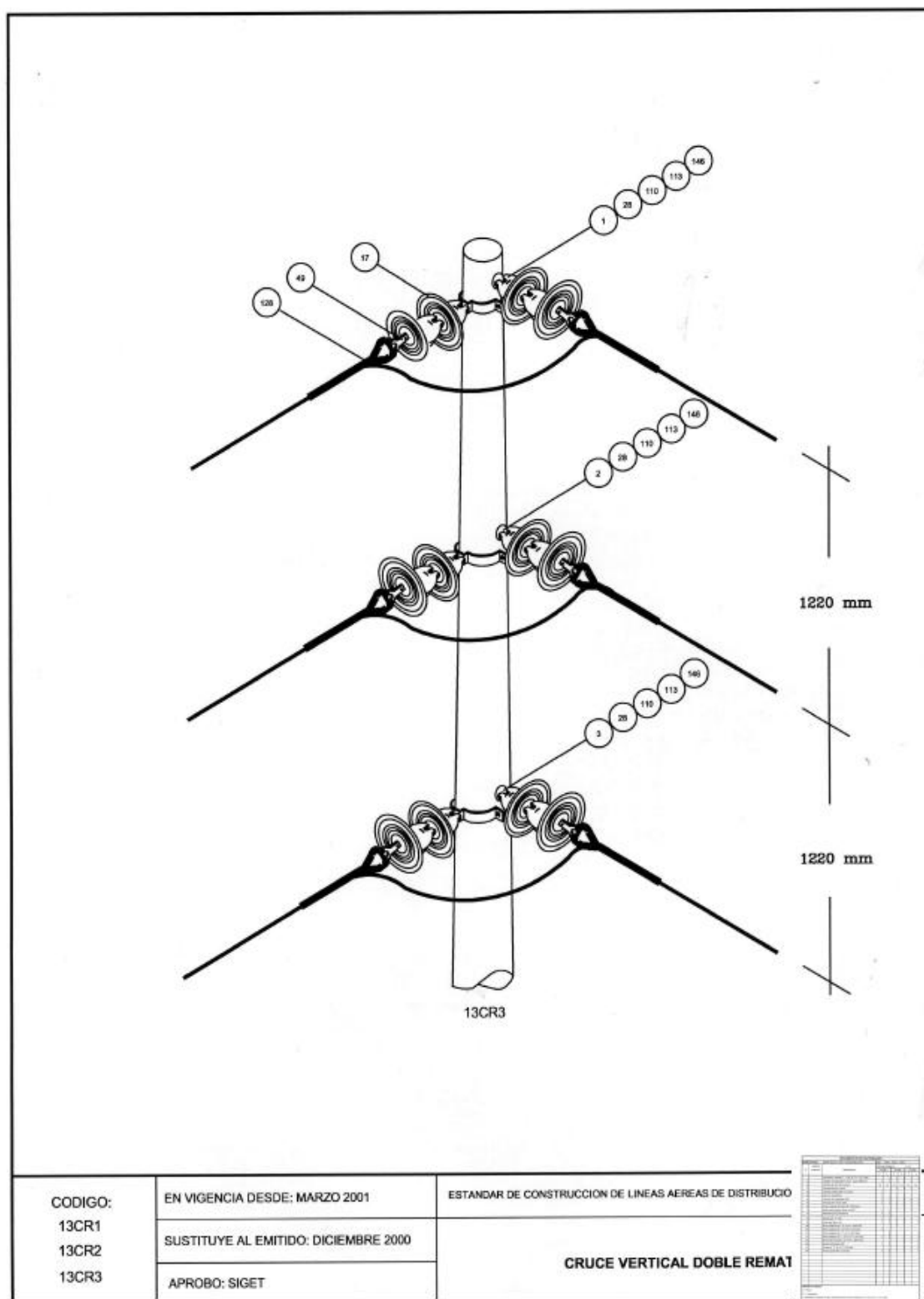
Figura 7.

Cruce Vertical Sencillo.

[illegible]

Nota: Estándar de Construcción de Líneas Aéreas de Distribución de Energía Eléctrica 13.2 kV tipo A, acuerdo 66-E-2001. <https://www.siget.gob.sv/>.

Figura 8.

Cruce Vertical Doble Remate.

[illegible]

Nota: Estándar de Construcción de Líneas Aéreas de Distribución de Energía Eléctrica 13.2 kV tipo A, acuerdo 66-E-2001. <https://www.siget.gob.sv/>.

Figura 9.

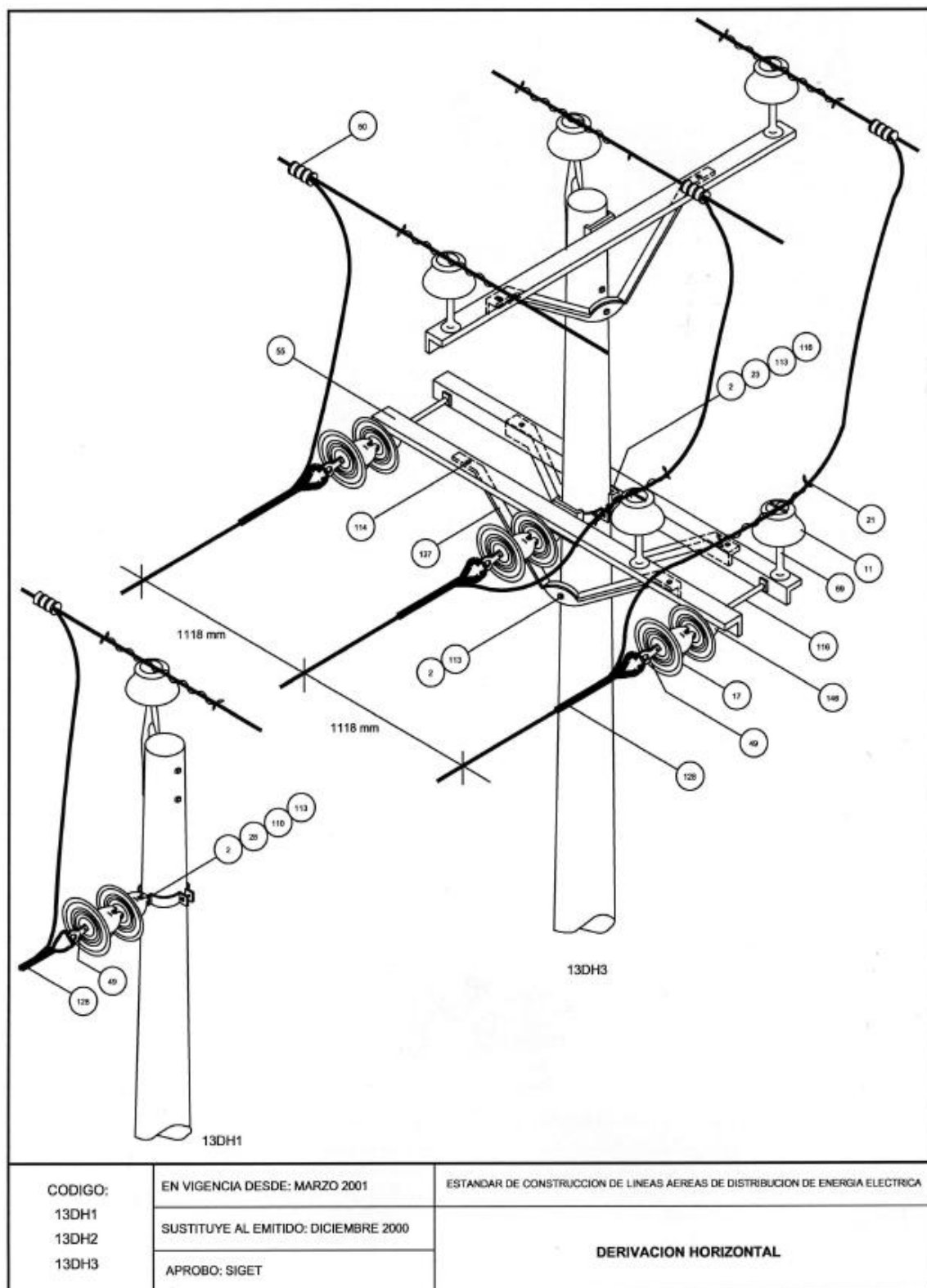
Derivación Horizontal

Figura 10.

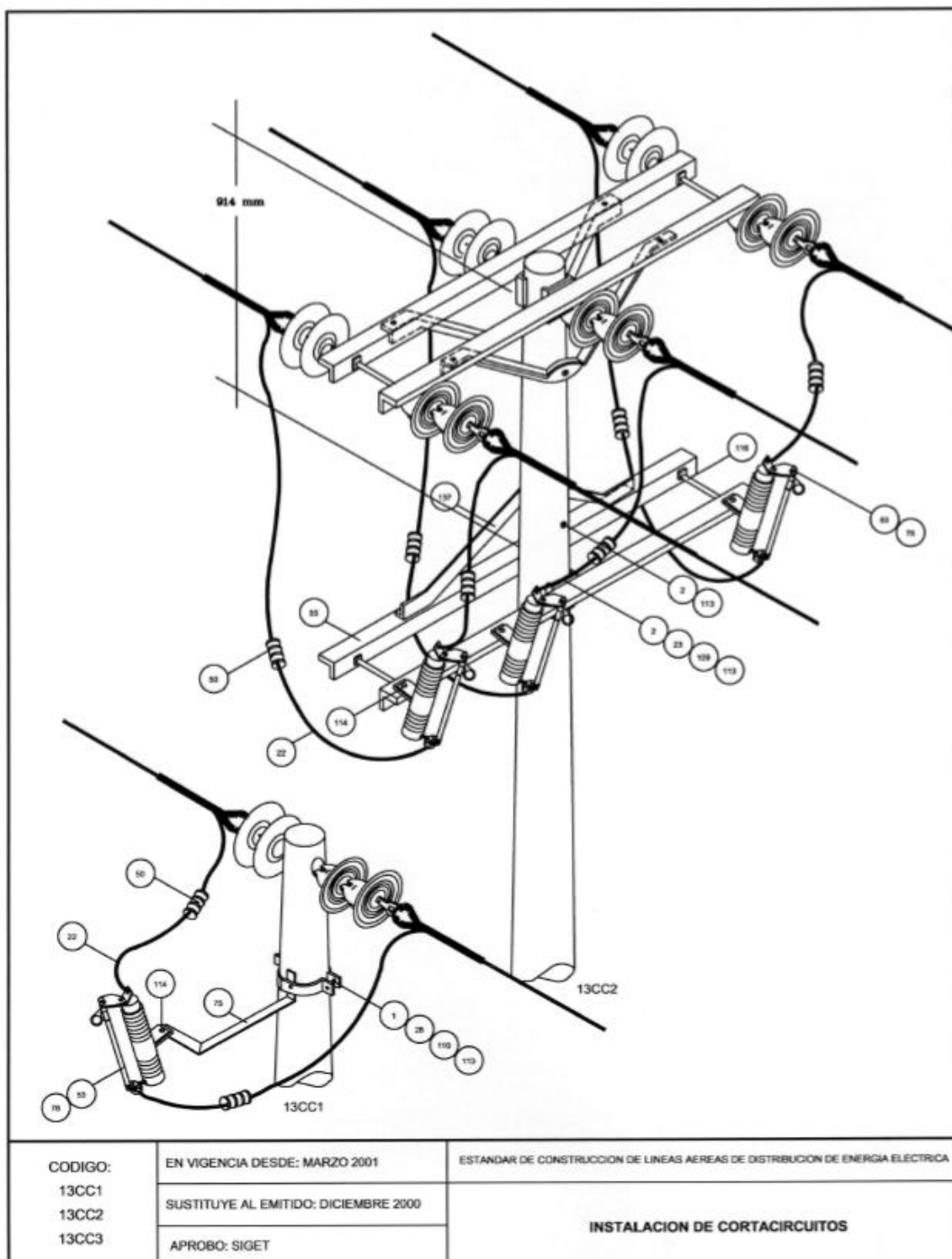
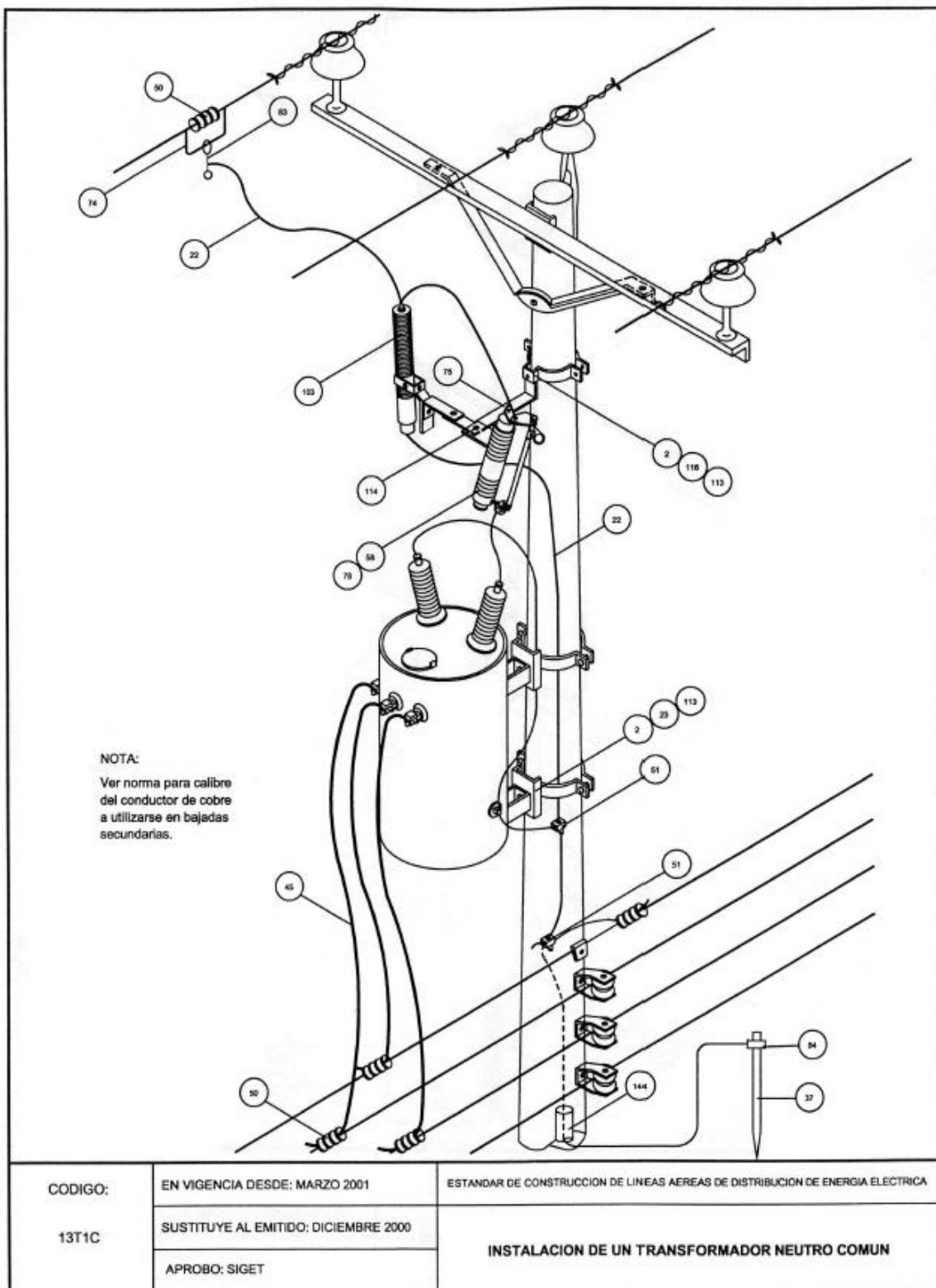
Instalación de Cortacircuitos.

Figura 11.

Instalación de un Transformador Neutro Común.



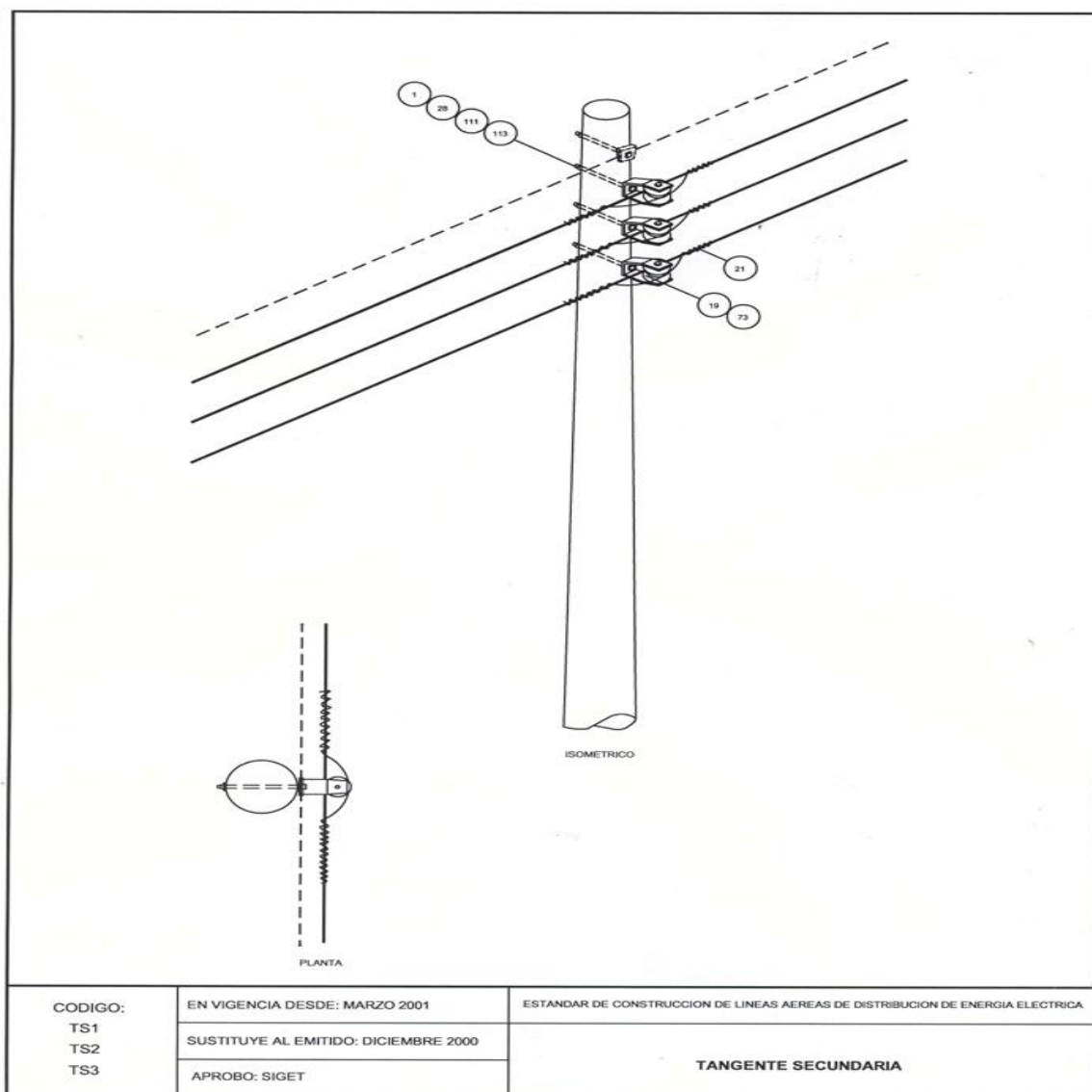
2.12.2 Baja tensión.

Las estructuras usadas en baja tensión están diseñadas en función al voltaje que manejan, a nivel nacional no se superan los 600v.

A continuación, se muestran las estructuras tomadas del acuerdo 66-E-2001, Estándares para la construcción de líneas aéreas de distribución de energía eléctrica, Capítulo IX Estándar de construcción de líneas aéreas de distribución de energía eléctrica 120/240 V.

Figura 12.

Tangente Secundaria.



[illegible]

Nota: Estándar de construcción de líneas aéreas de distribución de energía eléctrica 120/240 V, acuerdo 66-E-2001. <https://www.siget.gob.sv/>.

Figura 13.

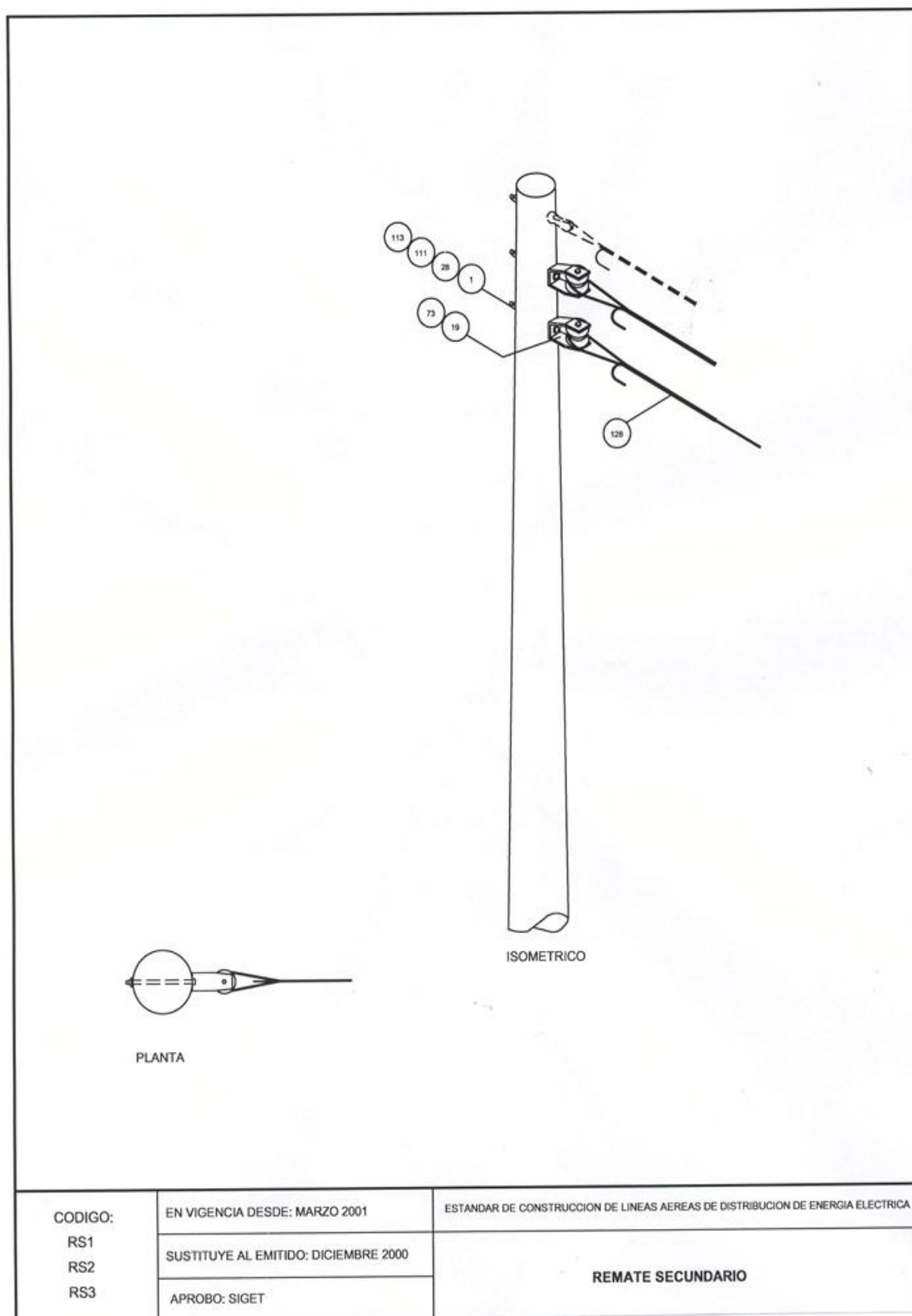
Remate Secundario.

Figura 14.

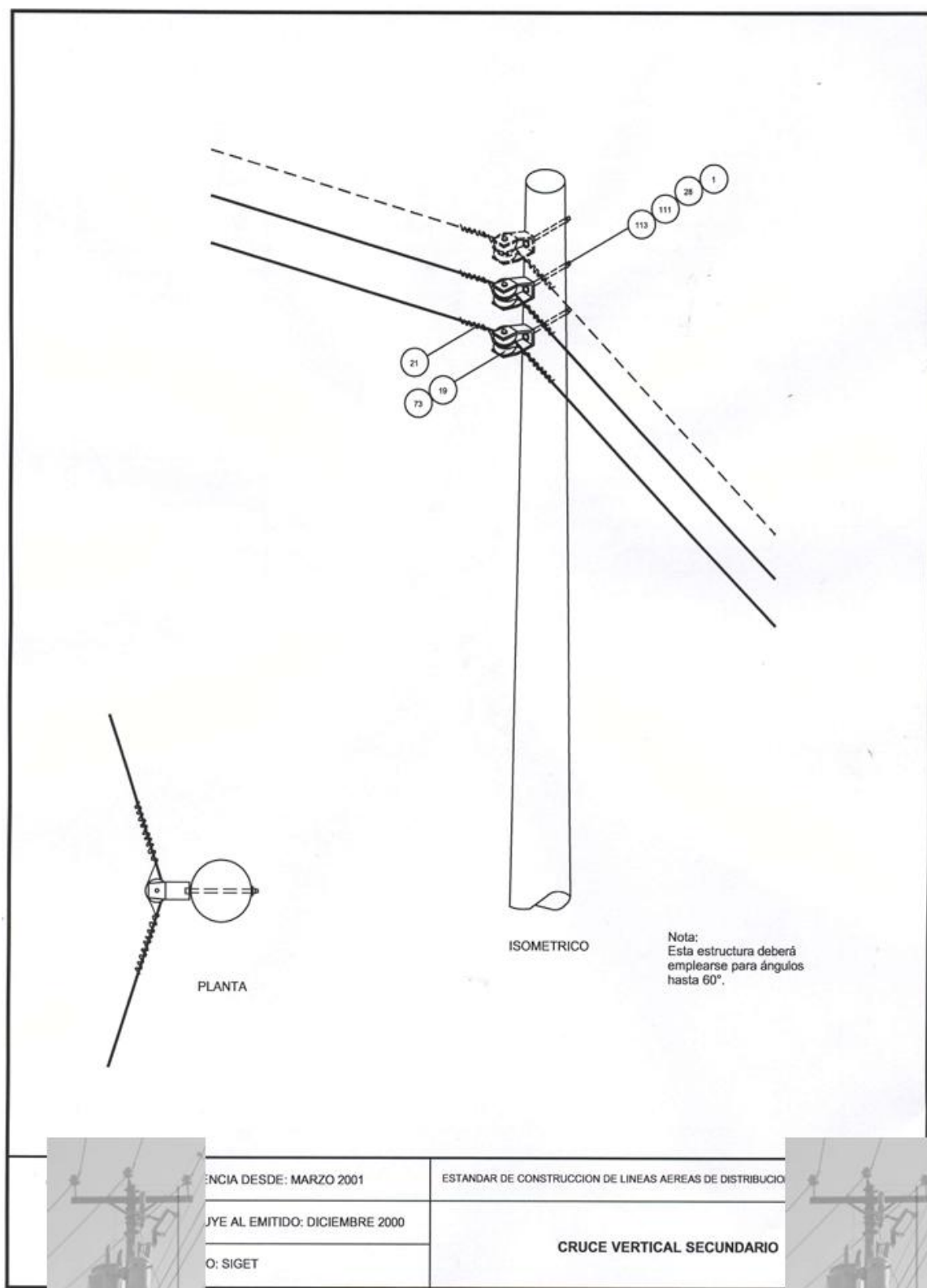
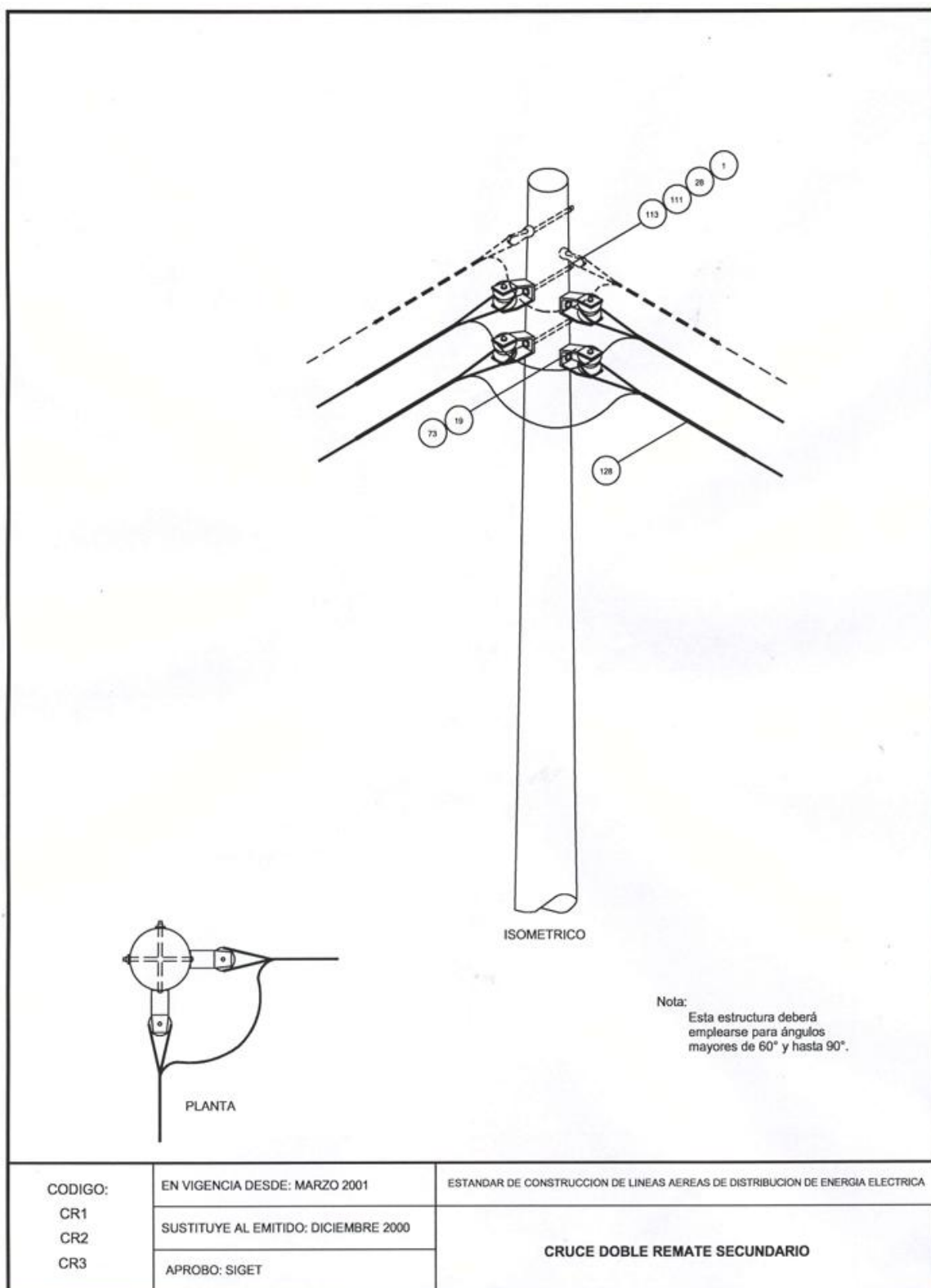
Cruce Vertical Secundario.

Figura 15.

Remate Secundario.

2.12.3 Estructuras de neutro.

Las estructuras de neutro en baja tensión (BT) se refieren a cómo se conecta el punto neutro del sistema de suministro de energía a tierra, y cómo están conectadas las masas de las instalaciones eléctricas a ese punto o a tierra. Este sistema de conexión es crucial para la seguridad y el buen funcionamiento de las instalaciones eléctricas.

A continuación, se muestran las estructuras tomadas del acuerdo 66-E-2001, Estándares para la construcción de líneas aéreas de distribución de energía eléctrica, Capítulo X, Estándar para la instalación de hilo neutro.

Figura 16.

Tangente para neutro.

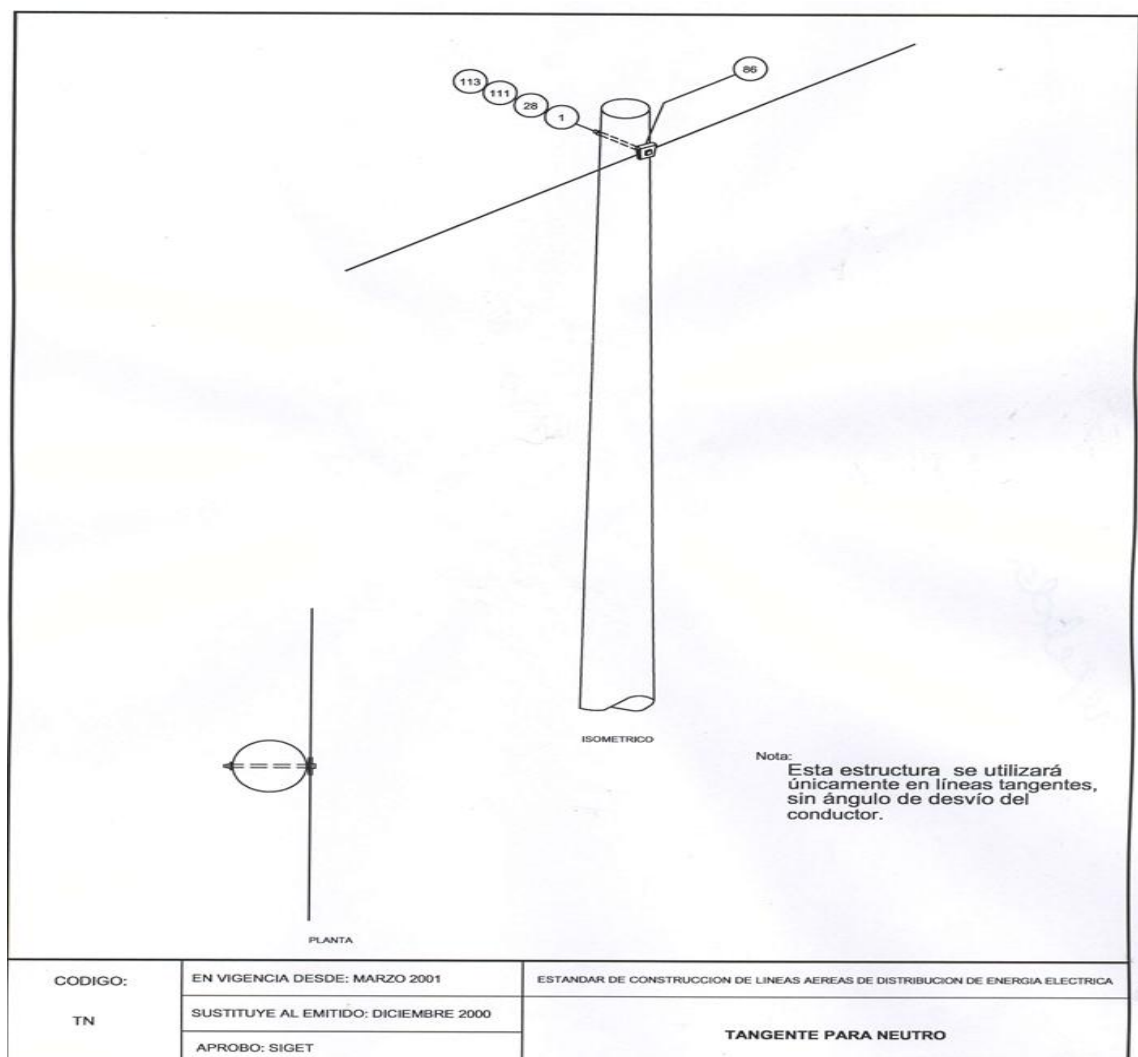


Figura 17.

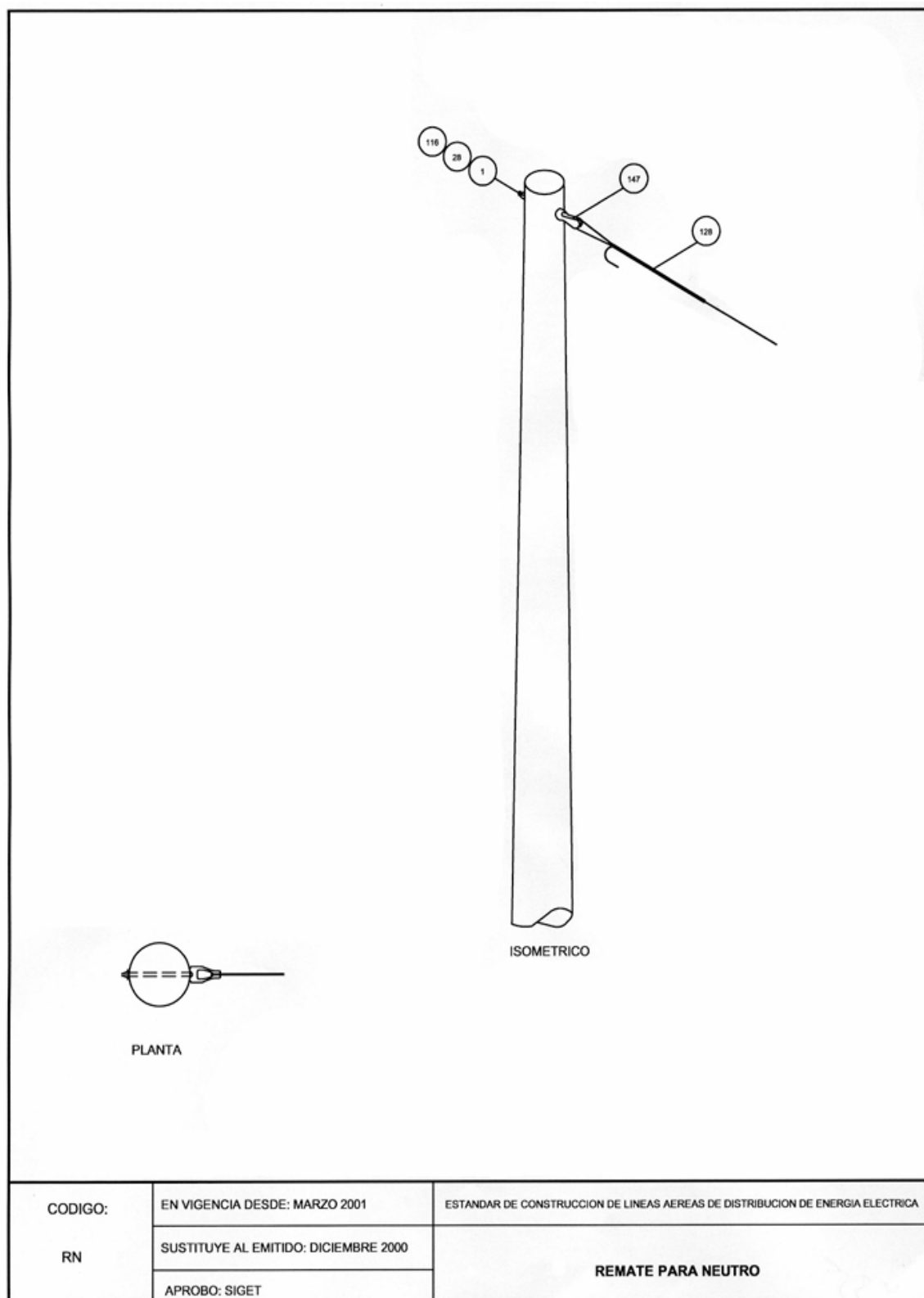
Remate para neutro.

Figura 18.

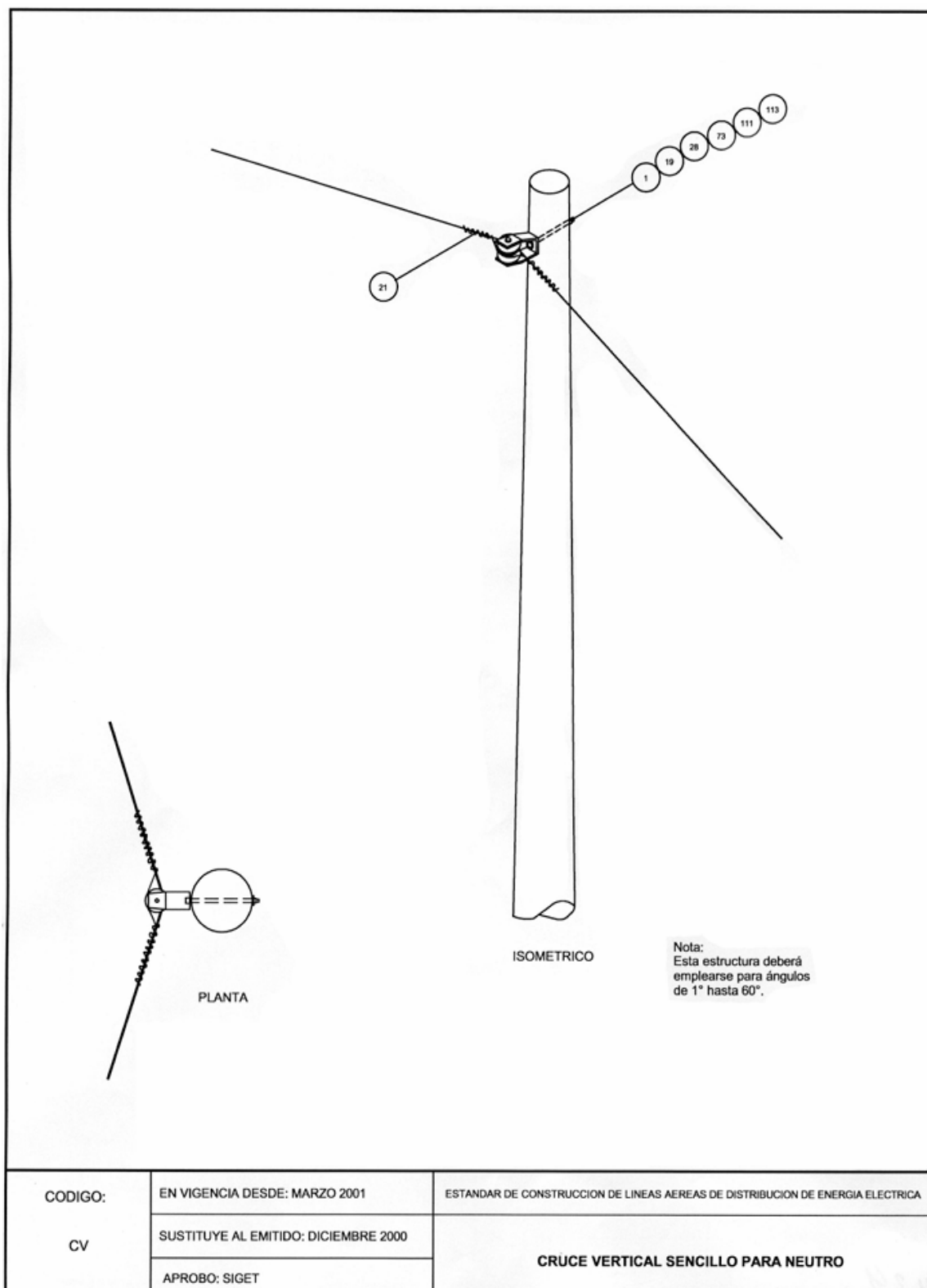
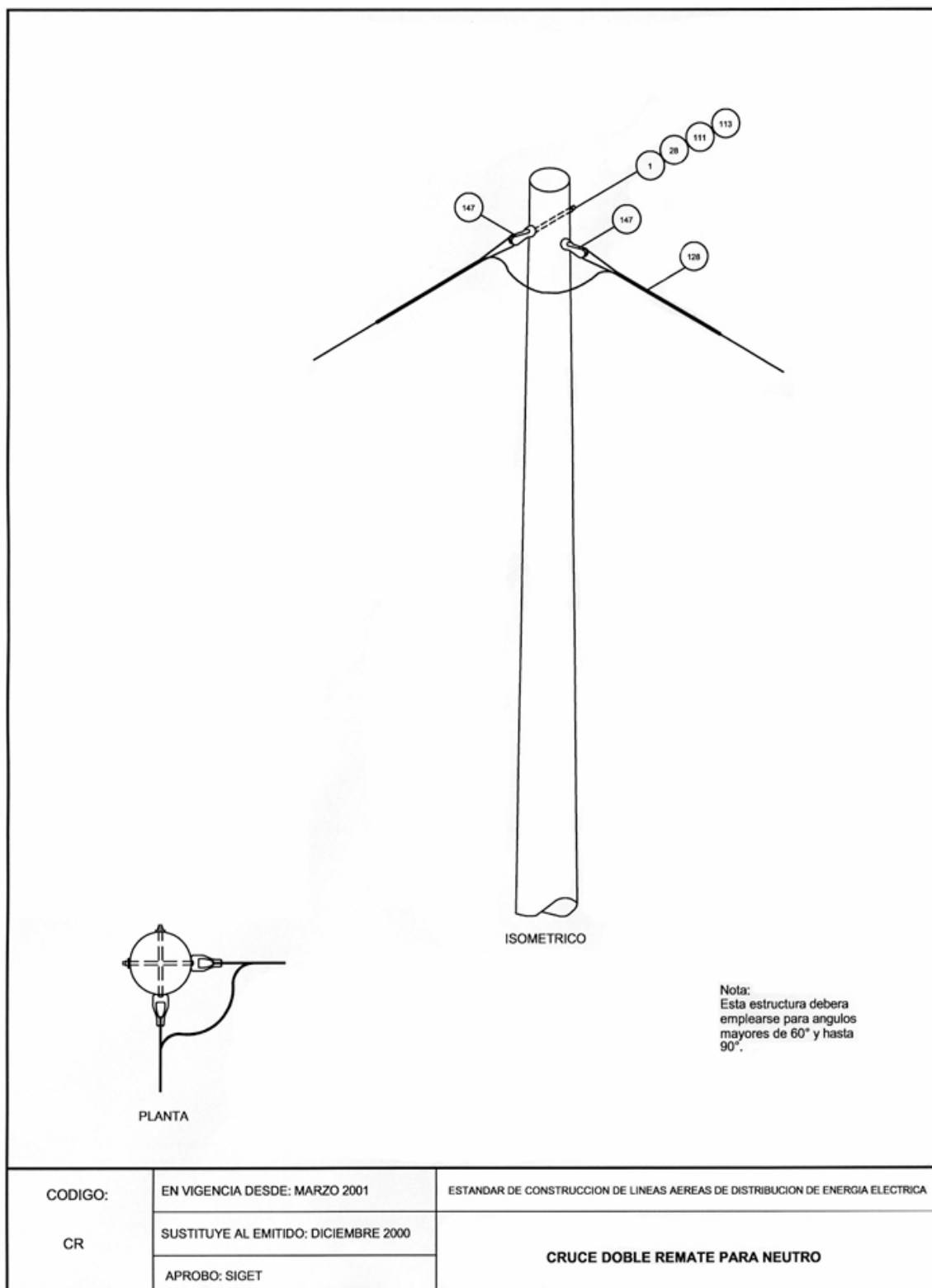
Cruce Vertical Sencillo para Neutro.

Figura 19.

Cruce Doble Remate para Neutro.

2.12.4 Estructuras de anclaje.

Las estructuras de anclaje en baja tensión son elementos que se utilizan para fijar los cables de baja tensión a postes, estructuras o instalaciones, con el fin de asegurar la correcta ubicación y soporte de estos. Estas estructuras ayudan a evitar que los cables se muevan, se flexionen o se dañen, especialmente por efectos del viento u otros factores ambientales.

El objetivo principal de las estructuras de anclaje es garantizar la seguridad y la integridad de las líneas de baja tensión, evitando posibles cortocircuitos o accidentes.

A continuación, se muestran las estructuras tomadas del acuerdo 66-E-2001, Estándares para la construcción de líneas aéreas de distribución de energía eléctrica, Capítulo XI, Estándar para la construcción de anclajes.

Figura 20.

Ancla Primaria Sencilla.

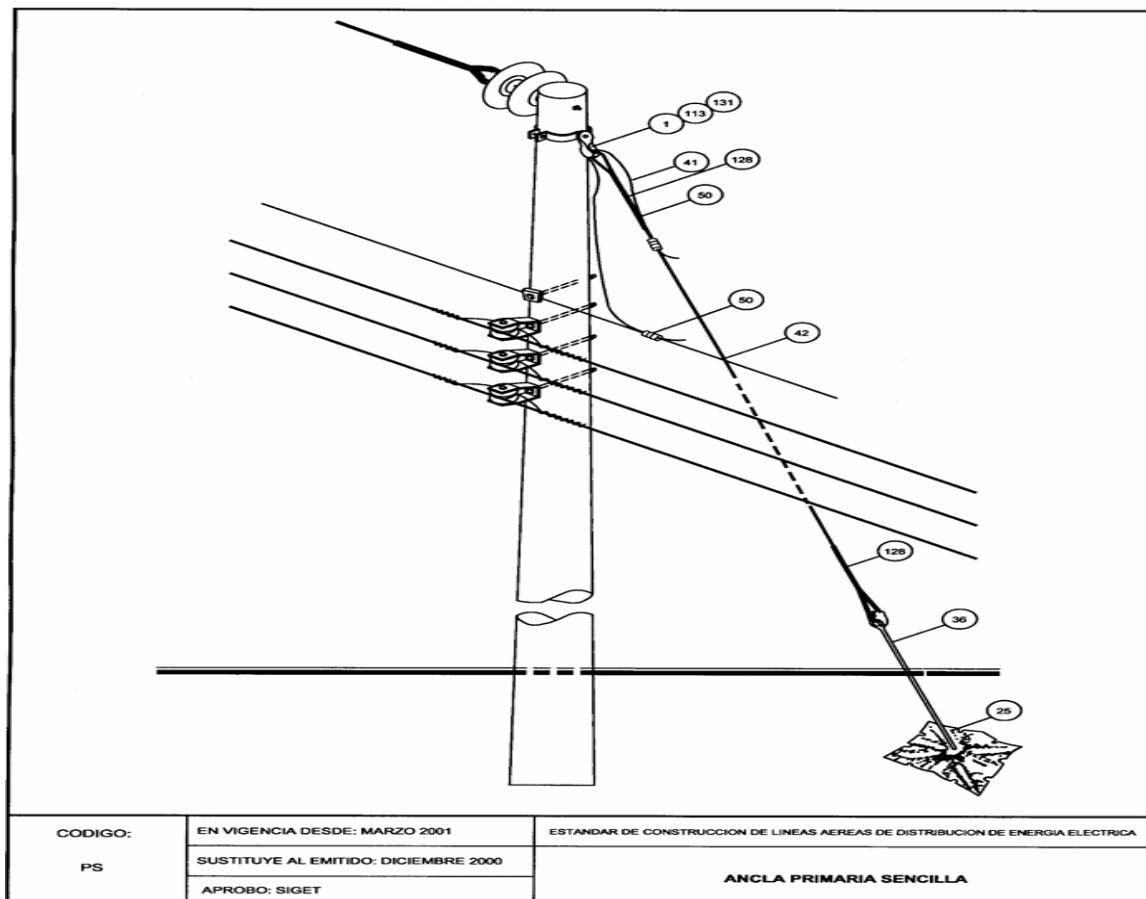


Figura 21.

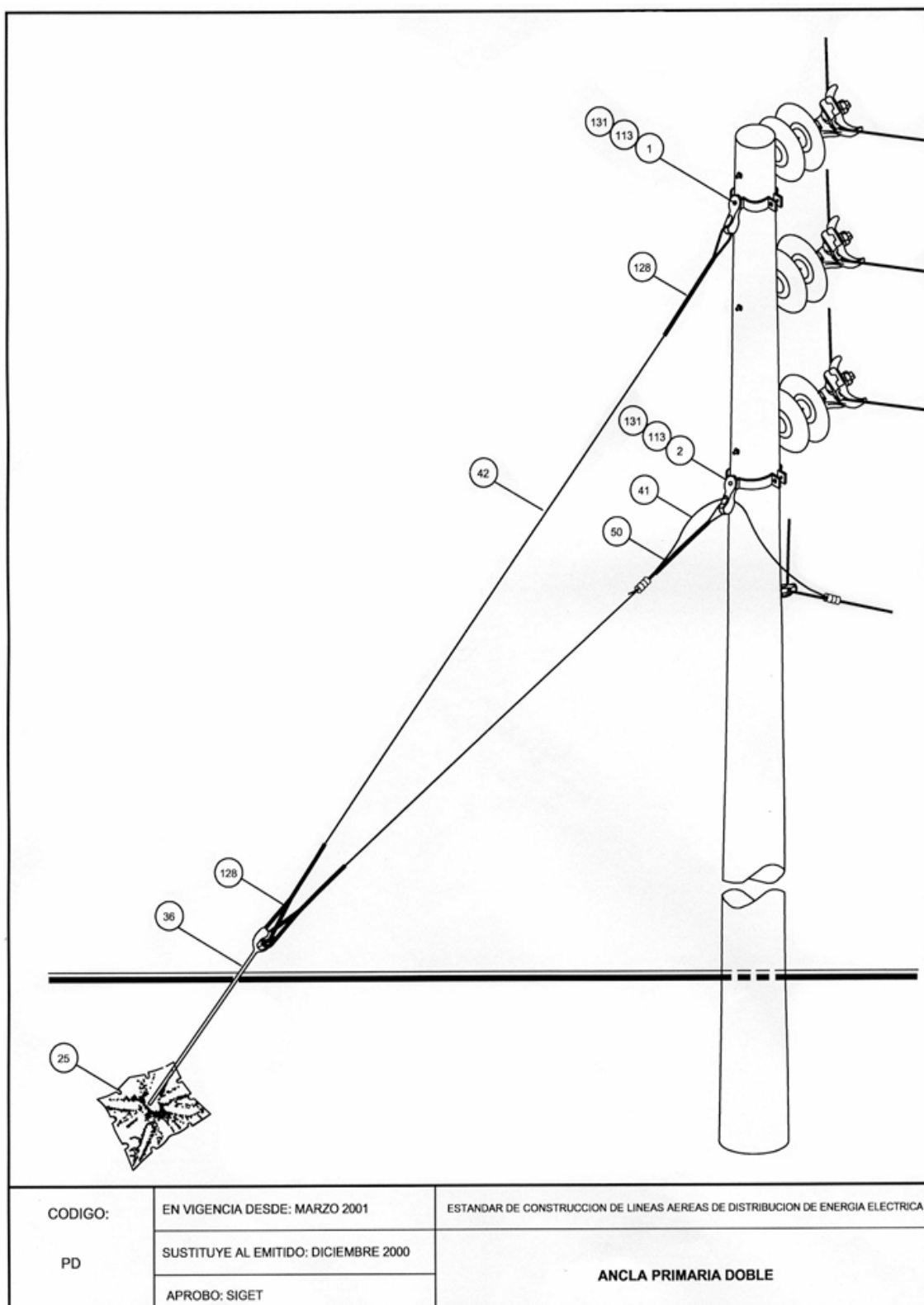
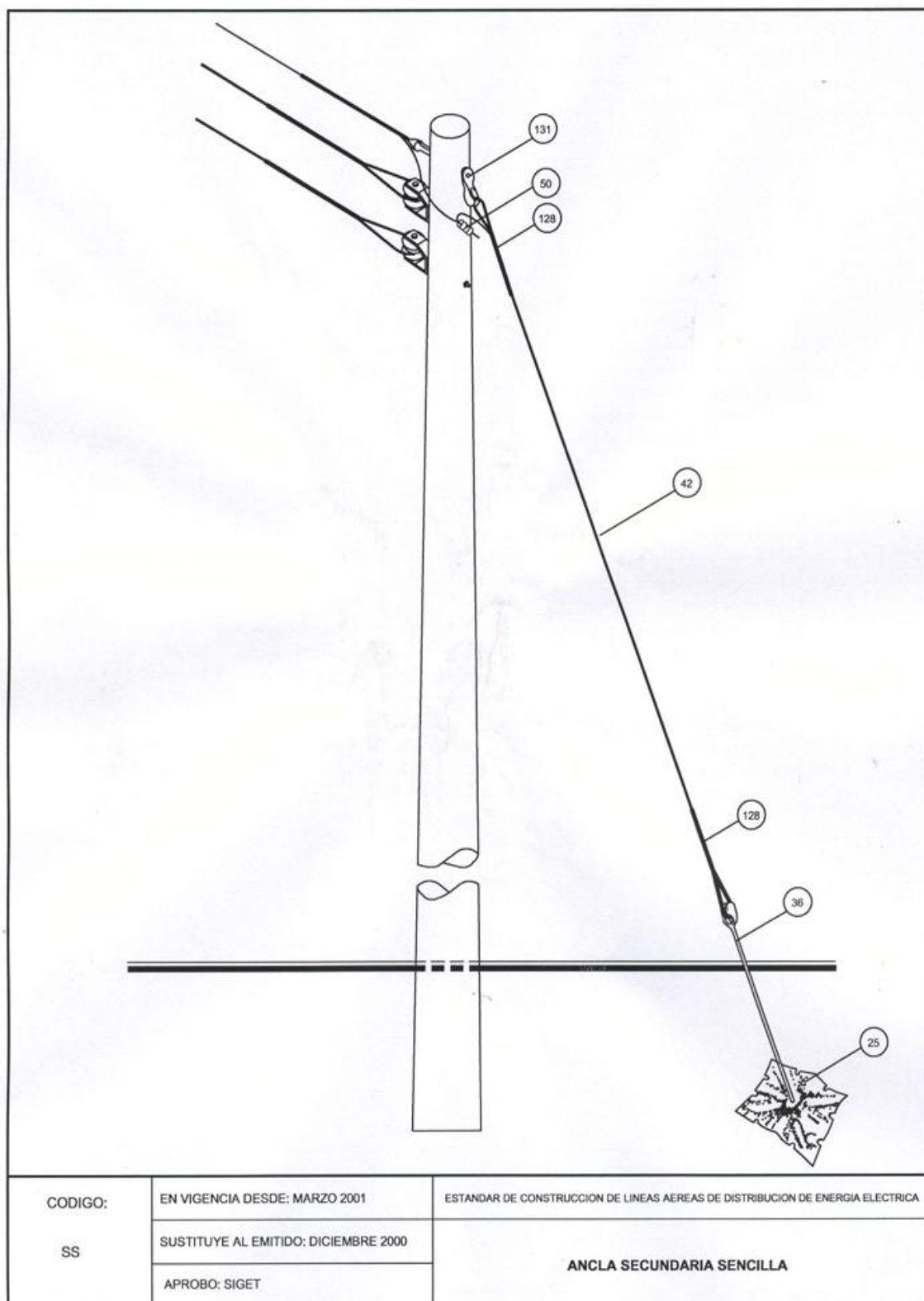
Ancla Primaria Doble.

Figura 22.

Ancla Secundaria Sencilla.

2.13 Conductores.

En una línea de distribución de energía, los conductores (generalmente cables) tienen la función de transportar la corriente eléctrica de un punto a otro, desde la fuente de energía (como una subestación) hasta los puntos de consumo. Estos conductores permiten que la electricidad fluya de manera segura y eficiente, siendo esenciales para el funcionamiento de la red eléctrica. Los conductores formados por materiales como cobre o aluminio facilitan el flujo de electrones y, por lo tanto, la corriente eléctrica a través de la red, permiten que la energía eléctrica llegue a los diferentes puntos de consumo, como hogares, negocios y fábricas. La elección de materiales y la construcción adecuada de los conductores garantizan que la energía se transporte sin riesgo de cortocircuitos u otros problemas eléctricos.

Los conductores eléctricos se designan por su calibre, usando el sistema AWG (American Wire Gauge) de los Estados Unidos de Norteamérica.

La función de un conductor eléctrico es transportar energía a un nivel de tensión preestablecido y valores de corriente nominales. Es por ello por lo que los elementos constitutivos deben estar diseñados para soportar el efecto producido por estos parámetros.

Según la sección especificaciones para conductores y cables del acuerdo 301-E-2003.

En la selección de los conductores se aplicarán los siguientes criterios: En líneas primarias de distribución se utilizan conductores desnudos y en baja tensión conductores forrados con polietileno resistente al sol y a la humedad, para 600 voltios de aislamiento y temperatura de operación de 75°C.

- Que posean buena conductividad.
- Que tengan alta resistencia mecánica a la tensión.
- Que ofrezcan seguridad y garantía de duración.

El calibre se seleccionará basándose en las cargas a alimentar, teniendo en cuenta los incrementos futuros, su capacidad de conducción corrientes máximas de cortocircuito y las caídas de voltaje asociadas.

Elegir el tamaño y tipo de conductor correcto es crucial, los conductores más gruesos tienen menor resistencia y, por lo tanto, menores pérdidas de energía, pero son más costosos económicamente. El diseño busca un equilibrio entre el costo inicial del conductor y el valor de las pérdidas de energía reducidas a lo largo del tiempo.

Los conductores de aluminio son de aplicación más generalizada en líneas aéreas de distribución de energía eléctrica, su utilización tiende a ser reemplazada debido a su escasa dureza y poca resistencia mecánica a la rotura, lo cual obliga a instalarlos con menor tensión mecánica, con el resultante de un aumento de la flecha.

Considerando estos factores, si existen dos líneas eléctricas construidas, una con conductor de cobre y otra con aluminio de la misma capacidad, el conductor de aluminio tendrá el 48% del peso del conductor de cobre, la conductividad del aluminio es de aproximadamente el 60% de la del cobre y su resistencia a la tensión mecánica es del 40%.

Los conductores de aluminio tienen menor peso, conductividad, dureza y resistencia a la rotura que el conductor de cobre, requieren de menor tensión mecánica.

ACSR: Aluminio con alma de acero. Se forma de varios hilos de aluminio de igual o diferente diámetro nominal y de hilos de acero galvanizado, cableados en capas concéntricas.

Según el acuerdo 301-E-2003 en el apartado de especificaciones para conductores y cables, pagina 93 indica que en líneas primarias se usarán conductores desnudos de aluminio ACSR, en los siguientes calibres AWG: 2, 1/0, 2/0 y 4/0.

También indica las normas internacionales a las cuales deben estar sujetos los conductores indicando que deberán ser fabricados con alambre de aluminio estirado en frío y con un hilo de acero como refuerzo central. El aluminio deberá cumplir con las especificaciones ASTM B230, B232 y B233; y el alambre de acero que servirá de alma al cable deberá ser galvanizado y cumplir la especificación ASTM B498. Todos los conductores serán de 7 hilos trenzados (6 de aluminio y uno de acero).

Para las líneas secundarias se utiliza de igual manera cables de aluminio por su resistencia a la corrosión y su peso. Se cuenta con dos tipos ACSR que ya se mencionó y

el cable de aluminio aislado el WP (Weather Proof) resistente a la intemperie es el mayormente utilizado en el país en cuanto a las líneas aéreas, ya que proporciona gran seguridad por su aislamiento y garantiza resistencia con sus características mecánicas.

2.14 Memoria de cálculo.

Una memoria de cálculo (MC) describe los procedimientos, fórmulas y criterios utilizados para realizar cálculos en un proyecto de ingeniería eléctrica, donde se busca garantizar la eficiencia en el transporte de la energía eléctrica, la seguridad de las instalaciones, los usuarios y la correcta elección de las protecciones.

Dentro de la MC un procedimiento técnico, en términos generales, involucra la aplicación de métodos matemáticos y principios científicos para resolver problemas o realizar análisis en un contexto técnico. Esto puede abarcar desde cálculos simples hasta simulaciones complejas en programas especializados.

Las fórmulas son expresiones matemáticas que relacionan diferentes elementos, cantidades o símbolos de forma concisa y ordenada. Pueden ser utilizadas para realizar cálculos, expresar relaciones entre variables o representar la composición de sustancias químicas.

La aplicación de criterios significa utilizar normas o estándares para tomar decisiones o evaluar situaciones. En esencia, se trata de aplicar un conjunto de reglas o principios que guían la acción o el juicio en un contexto específico.

Todo lo antes mencionado se interrelaciona y se convierte en la base esencial para el desarrollo del proyecto, sustentando decisiones en la selección, justificación y aplicación de insumos y materiales. Las acciones dentro de esta etapa son completamente técnicas, sin embargo, se cuenta con diferentes normas nacionales e internacionales aplicables en cada uno de los cálculos y facilitan estas acciones. De acuerdo con lo antes mencionado y en función al capítulo que se está desarrollando, se presentan las normativas que influyen en los principales cálculos utilizados para el desarrollo de líneas de distribución de energía eléctrica en media y baja tensión. Se inicia con el cálculo de la demanda, la caída de tensión, cálculo del sistema de puesta a tierra y cálculo de subestaciones.

2.14.1 Demanda.

En el ámbito eléctrico la demanda se conoce como el valor de la potencia eléctrica requerida por una instalación eléctrica, elemento de red o dispositivo eléctrico en un instante dado. Para el diseño de las líneas de distribución es fundamental conocer la demanda de la línea, esta demanda se define por la cantidad de viviendas que necesitan el servicio eléctrico más la proyección de la carga que se puede adicionar en el futuro.

El acuerdo 93-E-2008, realiza una clasificación de la carga mediante el artículo 13, expresando lo siguiente: De acuerdo con la clasificación tarifaria, los servicios eléctricos pueden estar clasificados en tres categorías:

- 1) Pequeñas Demandas (PD): Comprende aquellos servicios cuya demanda máxima es de 10 kW o menos.
- 2) Medianas Demandas (MD): Comprende aquellos servicios cuya demanda máxima es mayor a 10 kW y hasta 50 kW.
- 3) Grandes Demandas (GD): Comprende aquellos servicios cuya demanda máxima es superior a 50 kW.

En muchas ocasiones no se conoce la carga por vivienda, debido a diversos factores, cuando se presentan estos escenarios se considera una demanda mínima por vivienda de 1500w.

2.14.2 Caída de tensión.

La caída de tensión es la diferencia de potencial (voltaje) que se produce al recorrer una corriente eléctrica a través de un conductor debido a su resistencia. Esta pérdida de voltaje si es significativa puede afectar el rendimiento de los equipos eléctricos y en algunos casos, causar daños. Este fenómeno se desarrolla cuando la corriente eléctrica fluye a través de un conductor, este se opone al flujo debido a su resistencia. Esta oposición genera una pérdida de energía en forma de calor y a su vez, una disminución del voltaje.

En el cálculo de redes de distribución la caída de tensión es sumamente importante ya que las instalaciones en términos de tendido eléctrico de líneas se prolongan grandes distancias, tanto en media tensión como en baja tensión.

La distribución de energía a grandes distancias fue un desafío desde el inicio del descubrimiento de la corriente alterna, sin embargo, se logró solucionar con la técnica de elevación de voltaje a valores altos permitiendo percibir pérdidas menores.

Con las líneas en baja tensión, la situación se agudiza ya que las distancias que pueden recorrer circuitos secundarios o dependientes de transformadores reductores son limitadas, percibiendo niveles de caída de tensión permisibles que no se conviertan en un problema constante para los usuarios.

La caída de tensión máxima permitida en una instalación eléctrica depende de diversos factores, como el tipo de instalación y la carga. Generalmente, se recomienda que la caída de tensión no supere el 5% en alimentadores y circuitos derivados, y el 3% en el circuito derivado únicamente.

2.14.3 Sistema de puesta a tierra.

Un sistema de puesta a tierra, o "toma de tierra" como también se conoce, es una conexión física entre una instalación eléctrica y la tierra, que proporciona un camino seguro para las corrientes eléctricas no deseadas, como fugas o descargas de rayos. Este sistema es crucial para la seguridad, la protección de equipos y la eficiencia energética.

Los sistemas de puesta a tierra son indispensables en cualquier sistema eléctrico, tanto residencial, comercial e industrial.

En cuanto a los sistemas de distribución de energía los sistemas a tierra se aplican en diferentes áreas:

- Aterrizamiento de la línea neutra, para garantizar un adecuado camino a posibles eventos de sobretensiones sobre la línea.
- Protección de sobretensiones en las líneas de media tensión, mediante la instalación de pararrayos.
- Protección de subestaciones eléctricas.

El marco normativo que indica sobre el aterrizamiento del hilo neutro mediante la conexión de las retenidas se encuentra en el acuerdo 29-e-2000, artículo 60, numeral 60.2, literal B.

Para la proyección de las líneas en media tensión se utilizan los pararrayos como medida de protección, proporcionando una medida de alivio a la línea cuando esta se energiza de manera momentánea por evento climáticos o fallas de generación no controladas. En algunas ocasiones las líneas sufren sobre tensiones debido a descargas atmosféricas, lo que ocasiona aumento momentáneo en el valor nominal de la diferencia de potencial, este aumento puede ser suficiente para dañar los equipos, las instalaciones y usuarios. Para minimizar el riesgo se instalan pararrayos bajo las líneas de media tensión con capacidades superiores al voltaje nominal de la línea, este dispositivo actúa sobre voltajes superiores a su capacidad generando un camino fácil a tierra para la eventual descarga, logrando evitar que la falla avance a las subestaciones.

En cuanto a los sistemas de puesta a tierra para las subestaciones, el acuerdo 29-E-2000, mediante el artículo 64, literal 64.5 mantenimiento, indica: Cuando se haya utilizado un tratamiento de sales, sulfatos o cloruros, para reducir la resistividad del suelo, deberá revisarse periódicamente los valores de resistividad y reestablecer los valores originales cuando lo amerite. La empresa distribuidora deberá llevar un registro de las subestaciones en cuya red de tierra se haya utilizado tratamientos químicos.

Además, el artículo proporciona una tabla que indica los valores máximos permitidos de resistencia de red de tierra de una subestación en función de su capacidad.

Tabla 2.

Valores máximos permitidos de resistencia de red de tierra de una subestación en función de su capacidad.

CAPACIDAD DE LA SUBESTACION (MVA)	RESISTENCIA DE LA RED DE TIERRA (OHMIOS)
≤0.05	12
0.05 - 0.1	6
0.1 - 0.5	2
0.5 - 1	1.5
1-50	1
50-100	0.5
>100	0.2

Nota: acuerdo 29-E-2000. <https://www.siget.gob.sv/>.

2.14.4 Transformador.

Un transformador de distribución, también conocido como transformador de servicio, es un componente crucial en el sistema de distribución de energía eléctrica. Su función principal es reducir el voltaje de las líneas de transmisión a niveles aptos para el consumo doméstico o industrial. Estos transformadores se encuentran comúnmente en subestaciones locales, postes eléctricos y en algunas aplicaciones subterráneas.

El transformador es un elemento fundamental en las líneas de distribución, también forma parte esencial de la memoria de cálculo y en cuanto a la normativa local para realizar el cálculo de la subestación se requiere una integración de valores que se generan en función al entorno donde funcionara la línea, se aplican una serie de criterios para calcular la capacidad adecuada del transformador o los transformadores necesarios.

Factor de seguridad: Este factor es un coeficiente que se utiliza para sobredimensionar los componentes de la subestación, garantizando así un margen de seguridad ante posibles sobrecargas o fallas. El valor asignado en los cálculos es de 1.20.

Factor de demanda: El factor de demanda es un concepto clave en el diseño de instalaciones eléctricas. Básicamente, es la relación entre la máxima demanda de energía que se espera en un momento dado y la carga total conectada en una vivienda. En otras palabras, nos indica qué porcentaje de la carga total se utiliza realmente al mismo tiempo.

Por ejemplo, en una casa, no todos los aparatos eléctricos se usan al mismo tiempo. El factor de demanda nos ayuda a calcular la capacidad real que necesitamos, en lugar de sobredimensionar la instalación. Para viviendas en zonas rurales se puede aplicar 0.70.

Factor de coincidencia: En el contexto de la demanda eléctrica, se refiere a la relación entre la demanda máxima de un sistema y la suma de las demandas máximas individuales.

Este factor se ve afectado por la cantidad de viviendas que se encuentran en la zona donde se planea suministrar el servicio, varías de 0.01 a 0.99.

2.15 Especificaciones técnicas de materiales.

Parte indispensable en la construcción de líneas eléctricas de distribución es la selección correcta de los materiales, los cuales deben garantizar la eficiencia, seguridad y durabilidad de la obra. La normativa nacional dedica un acuerdo completo (301-E-2003) a las especificaciones de materiales detallándolos detenidamente

Este acuerdo representa un pilar fundamental en la estandarización y aseguramiento de la calidad dentro del sector de distribución de energía eléctrica en El Salvador. En esencia, este acuerdo establece un marco normativo detallado que define las especificaciones técnicas obligatorias para los materiales y equipos empleados en la construcción de las líneas aéreas de distribución.

Su promulgación respondió a la necesidad de unificar criterios técnicos, garantizar la seguridad operativa de las redes eléctricas, optimizar la vida útil de las instalaciones y promover la interoperabilidad de los componentes utilizados por las diferentes entidades involucradas en la distribución de energía.

Al detallar las características, pruebas y normas de calidad que deben cumplir conductores, aisladores, estructuras de soporte, herrajes, equipos de protección y otros

elementos esenciales, el Acuerdo 301-E-2003 busca asegurar que las líneas de distribución se construyan con materiales y equipos adecuados, minimizando riesgos de fallas, accidentes y pérdidas de energía.

Este acuerdo se erige como una herramienta crucial para garantizar un suministro eléctrico confiable y seguro para la población, al tiempo que establece un lenguaje técnico común para todos los actores del sector.

Para la elaboración del Manual de Especificaciones Técnicas de los Materiales y Equipos de Líneas aéreas de Distribución de Energía Eléctrica, se conformó un Comité Técnico, integrado por representantes de las empresas distribuidoras y la SIGET, quienes en consenso trabajaron por más de un año para la creación del presente documento, con el objeto de establecer criterios uniformes en la selección de los materiales y equipos para ser utilizados en la construcción de líneas aéreas de distribución. Durante ese periodo, el Comité Técnico tomó en consideración los materiales y equipos instalados y utilizados en la construcción de líneas de distribución, y realizó consultas con suministrante de materiales, equipos y expertos en la materia. (301-E-2003).

El Manual está estructurado en siete secciones, de acuerdo con la utilización del material y al equipo, asignándole un código de identificación y dividido de acuerdo con sus características similares de fabricación y función, de la siguiente forma:

- Sección 1 Accesorios.
- Sección 2 Aisladores.
- Sección 3 Conductores y Cables.
- Sección 4 Equipos.
- Sección 5 Herrajes.
- Sección 6 Pernos.
- Sección 7 Postes.

La estructura capitular del acuerdo nos hace ver que no se quedará nada afuera, en cuanto a materiales y equipos utilizados en la construcción de líneas aéreas de distribución.

Para la selección de los materiales y equipos utilizados en la construcción de líneas aéreas, se consideró en base a este acuerdo, dos áreas técnicas relacionadas:

1. Área mecánica: que considera todos aquellos factores que lleven a minimizar o eliminar los riesgos de accidentes ocasionados por algún tipo de contacto, ya sea que dicho contacto se dé en forma directa o indirecta.
2. Área eléctrica: Comprende todos los factores y condiciones que permitan asegurar la calidad y la confiabilidad del servicio suministrado a los clientes del sistema.

Las líneas de distribución aéreas deberán construirse con la suficiente resistencia mecánica que les permita soportar las cargas a las que puedan estar sometidas tanto eléctricas como mecánicas, con factores de seguridad, y esto se logra con la adecuada selección del tipo de material y equipo utilizado en la construcción.

La elaboración de especificaciones técnicas para la construcción de líneas aéreas de distribución eléctrica en El Salvador está apoyada fuertemente en normas técnicas reconocidas a nivel internacional, dentro de las cuales las normas ASTM (American Society for Testing and Materials International) juegan un papel crucial. Por esto se podrán ver muchas referencias, dentro de este acuerdo, a normativas internacionales.

Las normas ASTM son reconocidas a nivel mundial por definir procedimientos de ensayo rigurosos y detallados para una amplia gama de materiales. Al hacer referencia a estas normas, el Acuerdo 301-E-2003 asegura que los materiales y equipos utilizados en las líneas de distribución sean probados bajo metodologías estandarizadas, lo que facilita la comparación de resultados y garantiza un nivel de calidad consistente.

2.15.1 Sección accesorios.

Los accesorios serán fabricados de acero forjado o hierro maleable calidad estructural (grado industrial), según el tipo de accesorio; éstos presentarán una superficie uniforme, libre de discontinuidades, fisuras, porosidades, crestas y cualquier otra alteración del material.

Para evitar el aflojamiento de los elementos roscados en ensamble de estructuras, se utilizarán dispositivos de bloqueo tales como arandelas de presión, pasadores, etc.

Todos los elementos que componen los accesorios deberán ser resistentes a la corrosión, bien sea por naturaleza del material o bien por la aplicación de una protección adecuada.

La elección de los materiales constitutivos de los accesorios deberá realizarse teniendo en cuenta que no puede permitirse la puesta en contacto de materiales cuya diferencia de potencia galvánica puede originar corrosión de naturaleza electrolítica.

Los herrajes y accesorios deberán ser tales que permitan un adecuado ensamble con las piezas asociadas.

- Características mecánicas

Entre las características mecánicas que los accesorios deben cumplir están, dureza, resistencia a la tracción, límite elástico, alargamiento y resiliencia.

- Galvanizado.

El grado de zinc empleado para galvanización de herrajes y pernería podrá ser cualquiera de los especificados en la norma ASTM B6.

La galvanización de los productos aquí mencionados deberá realizarse una vez terminadas las operaciones de forjado, fundido, cortado, barrenado, maquinado, etc., así como la limpieza en dichos productos. Sólo se aceptará productos galvanizados por inmersión en caliente.

Para productos roscados, tales como pernos, barras de anclaje, pernos de ojo, etc., después de la operación de galvanizado, se efectuará una operación de centrifugación que ayude a uniformizar la capa de zinc en todas las partes roscadas y eliminar excesos de zinc que afecten inconvenientemente el ajuste de estas partes.

El roscado interior, como en el caso de tuercas, deberán repasarse después del galvanizado.

Los accesorios y herrajes deberán ser marcados, con caracteres indelebles y fácilmente legibles, como mínimo, la siguiente información: nombre del fabricante, año de fabricación, referencia o número de catálogo según fabricante.

A continuación, se hace mención significativa de accesorios necesarios para el diseño, tales como:

Barras para puesta a tierra: Las barras para puesta a tierra deberán tener la superficie exterior galvanizada en caliente para protegerlas contra la corrosión o cubierta con material conductivo; se fabricarán de acero galvanizado o Copperweld de acuerdo con las normas ASTM A385, ASTM 10 y ASTM 18.

Las piezas serán revestidas de una capa de cobre con un espesor mínimo de 2 mm. La apariencia de la superficie de la barra tendrá que ser uniforme, razonablemente tersa y libre de escurrimientos, excesos de material, áreas sin recubrimiento, burbujas y sales; con revestimientos de alta calidad por inmersión en caliente.

La parte superior de la barra deberá ser completamente redonda, de modo que esta pueda adaptarse a la grapa que se utiliza para unir el conductor de puesta a tierra con la barra; La punta de la barra será de forma cónica.

Figura 23.

Barra para puesta a tierra copperweld o de acero galvanizado de 5/8" x 8' (16 x 2438 mm).



Nota: acuerdo 301-E-2003. <https://www.siget.gob.sv/>.

Barras de anclaje:

- Características del material.

Las barras de anclaje deberán fabricarse de acero de acuerdo con los requerimientos de las normas ANSI C135.2, La cual cubre los requisitos dimensionales y de rendimiento para las varillas de anclaje y tuercas de ojo de hebra de acero ferroso cincado roscado que se utilizan comúnmente en la construcción de líneas aéreas.

Todas las barras de anclaje y tuercas compatibles deberán ser galvanizadas en caliente.

El galvanizado deberá hacerse mediante el método especificado en la norma ANSI/ASTMA153 – 82, según la cual, se sustenta el tipo de recubrimiento de zinc aplicado por el proceso de inmersión en caliente a productos de ferretería de hierro y acero. Estos productos suelen ser elementos que se centrifugan o se manipulan de otra manera para eliminar el exceso de zinc fundido.

Las dimensiones de las barras de anclaje antes del galvanizado deberán estar acordes con lo especificado en la norma ANSI C135.2.

Tabla 3.

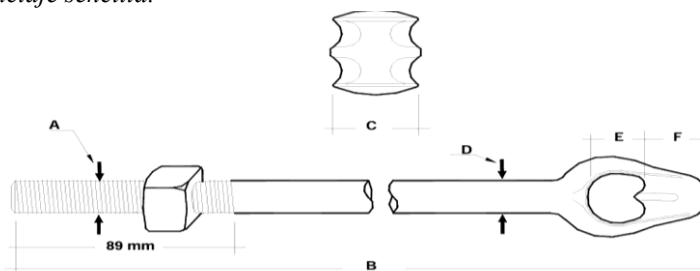
Dimensiones de barras de anclaje sencillas.

DIMENSIONES DE LAS BARRAS DE ANCLAJE SENCILLAS						
Pulgadas (mm)						
DIAMETRO DE LA BARRA (A)	LONGITUD DE LA BARRA (B)	C	D	E	F	RESISTENCIA A LA TENSION Lbs. (kN)
5/8 (16)	6 (1829)	1 ¾ (44)	9/16 (14)	11/16 (17)	1 1/4 (32)	16,000 (71)
	7 (2134)					
	8 (2438)					
3/4 (19)	6 (1829)	1 15/16 (49)	11/16 (17)	13/16 (21)	1 3/8 (35)	23,000 (102)
	7 (2134)					
	8 (2438)					

Nota: acuerdo 301-E-2003. <https://www.siget.gob.sv/>.

Figura 24.

Barra de anclaje sencilla.



Nota: acuerdo 301-E-2003. <https://www.siget.gob.sv/>.

Conectores de compresión:

- Características del material.

Los conectores deberán fabricarse de aleación de aluminio estirado por presión, con un máximo de dureza de Rockwell RH30; o de aluminio dúctil de alta conductividad aleación 1100-0 el cual es un aluminio 99% puro. El ensayo de dureza Rockwell mide la dureza de los materiales metálicos de la forma más sencilla posible, es decir, presionando un indentador en la superficie del material con una carga específica y midiendo después hasta dónde ha penetrado el indentador. La mayoría de las veces, el penetrador es una bola de acero o un diamante.

A las ranuras del conector deberá aplicársele en la fábrica un compuesto inhibidor del óxido y de la corrosión galvánica: Los metales utilizados en los contactos eléctricos, como el cobre y el aluminio, tienden a oxidarse cuando se exponen al aire y la humedad. Ésta capa de óxido es un mal conductor de la electricidad y puede aumentar significativamente la resistencia de la conexión, generando calor y pérdida de energía. El inhibidor de óxido forma una barrera protectora que impide o reduce la formación de esta capa de óxido.

La corrosión galvánica ocurre cuando dos metales diferentes (por ejemplo, aluminio y cobre) entran en contacto en presencia de un electrolito (como la humedad). Se crea una celda electroquímica donde un metal se corroe más rápidamente que el otro. En los contactos de compresión eléctricos donde se utilizan diferentes metales, un inhibidor

de la corrosión galvánica interfiere con este proceso electroquímico, protegiendo los metales de la degradación.

Su composición puede variar significativamente dependiendo del fabricante y de la aplicación específica. Sin embargo, en su parte externa debe colocarse un baño con sellador inhibidor metálico para prevenir la corrosión ambiental debido a la humedad y al aire en la superficie de contacto.

El compuesto inhibidor de óxido debe estar preparado de una base de grasa 50% y polvo de Zinc 50%, y estará compuesto por una base de petróleo natural en el cual las partículas de Zinc estén suspendidas.

Además, no deberá ser corrosivo para el aluminio, cobre, acero, zinc, cadmio, plata y el estaño.

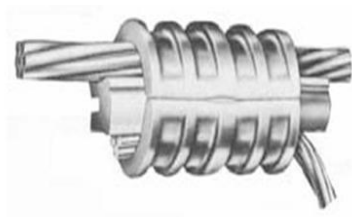
El compuesto deberá tener un rango de operación de temperatura, entre -25°C y 105°C (-13°F y 221°F), no será dañino para el medio ambiente ni tóxico o irritante para los seres humanos.

El conector deberá presentar la forma de una figura modelada de "3", de manera que permita separar los conductores principales y derivados para minimizar la corrosión galvánica.

Esta forma, permite que el conector pueda agarrarse con la herramienta y colocarse en la línea, para facilitar su instalación en líneas vivas, sin necesidad de que el instalador haga contacto con el conductor.

Figura 25.

Conector de compresión.



Nota: acuerdo 301-E-2003. <https://www.siget.gob.sv/>.

Fusibles:

- Características generales.

El fusible más utilizado, y así lo estipula el acuerdo 301-E-2003. Es el tipo “T”. Los valores de las capacidades de corriente estarán determinados por la temperatura, valores continuos de corriente y valores máximos de voltaje.

Los fusibles operarán a altura máxima sobre el nivel del mar de 1,800m (6,000 pies). Estarán diseñados para regiones con un nivel isoceráurico de 125 días al año (de tormentas con rayos) y para resistir una velocidad de viento máxima de 100Km/h.

Podrán operar en ambientes de clima tropical, con valores promedio de humedad relativa durante cualquier período de 24 horas del 79%, temperaturas ambientes desde – 30° hasta 40°C, precipitaciones de 2000 mm/año y radiación solar de 654 W/m².

Los valores de corriente del fusible tipo “t” comercialmente van desde un amperio a 100 amperios en el caso de los niveles de voltajes van desde 15 a 38 KV.

Los fusibles gozan de una característica peculiar llamada Requerimientos eléctricos de intercambio, esta característica se refiere, al tiempo de fusión por corriente, para un valor mínimo o máximo de corriente, requerido para la fusión del fusible de acuerdo a los siguientes puntos: 300 segundos para una circulación de corriente de 100 amperios a través del fusible y debajo de 600 segundos para un fusible de 140 a 200 amperios.

Tabla 4.

El fusible tipo “T”, es de accionamiento “lento”, en tiempo de fusión – corriente.

Valor continuo Corriente (Amp)	300 – 600 segundos		10 segundos		0.1 segundos		Rango de Velocidad
	Corriente de Fusión Mínimo (Amp)	Corriente de Fusión Máximo (Amp)	Corriente de Fusión Mínimo (Amp)	Corriente de Fusión Máximo (Amp)	Corriente de Fusión Mínimo (Amp)	Corriente de Fusión Máximo (Amp)	
6	12	14.4	15.5	23	120	144	10.0
10	19.5	23.4	26.5	40	224	269	11.5
15	31	37.2	44.5	67	388	466	12.5
25	50	60	73.5	109	635	762	12.7
40	80	96	120	178	1040	1240	13.0
65	128	153	195	291	1650	1975	12.9
100	200	240	319	475	2620	3150	13.1
140	310	372	250	775	4000	4800	12.9
200	480	576	850	1275	6250	7470	13.0

Nota: ANSI / IEEE C37.42, ANSI / IEEE C37.46

Grapa para línea viva:

- Características del material.

Con la finalidad de garantizar un funcionamiento de calidad, la grapa para línea viva se deberá fabricar según los detalles siguientes: El cuerpo y el seguro se fabricarán de aleación de aluminio estañado; el perno de avance o tornillo de ojo será de bronce estañado o de cupro-aluminio que es una aleación de cobre donde el aluminio es el principal elemento de aleación, generalmente en proporciones que van del 5% al 12% en peso. En algunos casos, también se añaden otros elementos como hierro, níquel, manganeso o silicio para mejorar sus propiedades. y el resorte del perno de avance será de acero inoxidable ANSI 304.

La grapa deberá tener un recubrimiento especial en las áreas de contacto, para evitar la corrosión y la oxidación y mantener baja la resistencia de contacto, además será enchapada para inhibir la acción galvánica en los contactos bimetálicos.

La rosca que recorre el tornillo de ojo deberá estar revestida de un compuesto inhibidor de la corrosión, capaz de mantener sus propiedades en un amplio rango de temperaturas, será provista de un resorte interno de compresión para el tornillo de ojo, cuya función será evitar fallas o falsos contactos en la conexión, producidos por la vibración de la línea principal.

El ancho de las quijadas de la grapa debe ser tal que provea protección al conductor principal mediante una máxima superficie de contacto, de forma que se logre conductividad óptima, mejor distribución de la corriente, menor recalentamiento y protección contra sobrevoltajes.

Tabla 5.

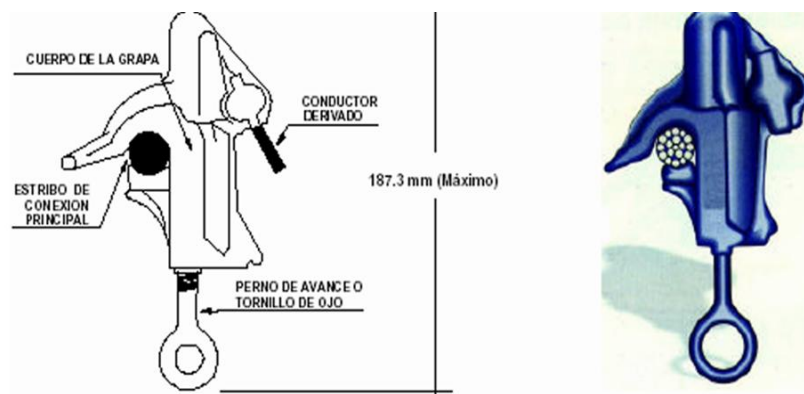
Dimensiones de la grapa para línea viva.

GRAPA PARA LINEA VIVA DE PROPOSITO GENERAL (AGP)				
TIPO DE CONEXION		RANGO DE CONDUCTORES CALIBRE AWG O MCM		PESO APROXIMADO lbs (Kg)
Principal	Derivación	Principal	Derivación	
AAC/ACSR	Cobre	397.5 hasta No. 4 ACSR	397.5 hasta No. 4 Cobre sólido	0.87 (0.395)
Cobre	AAC/ACSR			
AAC/ACSR	AAC/ACSR			
Cobre	Cobre			

Nota: acuerdo 301-E-2003. <https://www.siget.gob.sv/>.

Figura 26.

Dimensiones de la grapa para línea viva.



Nota: acuerdo 301-E-2003. <https://www.siget.gob.sv/>.

2.15.2 Sección aisladores.

Los aisladores cumplen la función de sujetar mecánicamente el conductor manteniéndolo aislado de tierra y de otros conductores.

Deben soportar la carga mecánica que el conductor transmite al poste, torre o al medio donde está instalado a través de ellos.

Deben aislar eléctricamente el conductor del punto de instalación, soportando la tensión en condiciones normales y anormales, y sobretensiones hasta las máximas previstas que los estudios de coordinación del aislamiento definen con cierta probabilidad de ocurrencia.

La falla eléctrica del aire se llama contorneo, y el aislador se diseña para que esta falla sea mucho más probable que la perforación del aislante sólido.

Las características específicas que deben cumplir los aisladores son:

1. Rigidez dieléctrica suficiente para que la tensión de perforación sea lo más elevada posible. Esta rigidez depende de la calidad del material aislante y del espesor del aislamiento. La tensión de perforación es la tensión a la cual se cebe el arco a través de la masa del aislador.

2. Diseño adecuado, de forma que la tensión de contorneamiento presente valores elevados y por consiguiente no se produzcan descargas de contorno entre los conductores y el apoyo a través de los aisladores. La tensión de contorneamiento es la tensión a la que se cebe un arco a través del aire siguiendo la mínima distancia entre fase y tierra, es decir, el contorno del aislador. Esta trayectoria se llama distancia de fuga.

3. Resistencia mecánica adecuada para soportar los esfuerzos demandados por el conductor, por lo que la carga de rotura de un aislador debe ser por lo menos igual a la del conductor que tenga que soportar.

4. Resistencia a las variaciones de temperatura que se refiere a la capacidad del material aislante para mantener sus propiedades eléctricas y mecánicas dentro de límites aceptables cuando se somete a cambios en la temperatura ambiente o de funcionamiento.

Aisladores poliméricos: En el panorama actual de la distribución de energía eléctrica, los aisladores poliméricos han emergido como una alternativa robusta y cada vez más preferida a los tradicionales aisladores de porcelana y vidrio. Su diseño innovador y sus propiedades superiores ofrecen una serie de ventajas significativas que contribuyen a la eficiencia, la confiabilidad y la seguridad de las redes eléctricas.

Están compuestos principalmente por un núcleo de material fibroso, típicamente fibra de vidrio impregnada en resina epoxi, y una cubierta exterior protectora hecha de un polímero elastomérico, siendo la silicona (silicona de caucho de alta temperatura, HTV) y el etileno propileno dieno monómero (EPDM) los más comunes. Esta estructura híbrida combina la alta resistencia mecánica del núcleo con las excelentes propiedades eléctricas y de intemperie de la cubierta polimérica.

Todas las partes metálicas, excepto los pines ó chavetas, deberán fabricarse con un buen grado comercial de hierro maleable, hierro dúctil, acero ó aluminio. Las partes ferrosas y otras de acero inoxidable deberán galvanizarse de acuerdo con los requerimientos de las normas ASTM A 153-82.

Ventajas Clave de los Aisladores Poliméricos:

Peso Ligero: Los aisladores poliméricos son significativamente más ligeros que los de porcelana o vidrio de la misma capacidad. Esta reducción de peso facilita su manipulación e instalación, disminuyendo los costos de transporte y montaje, y permitiendo el uso de estructuras de soporte más ligeras y económicas.

Mayor Resistencia Mecánica: El núcleo de fibra de vidrio proporciona una alta resistencia a la tracción y a la flexión, lo que los hace menos susceptibles a daños por impactos, vibraciones o cargas de viento y hielo.

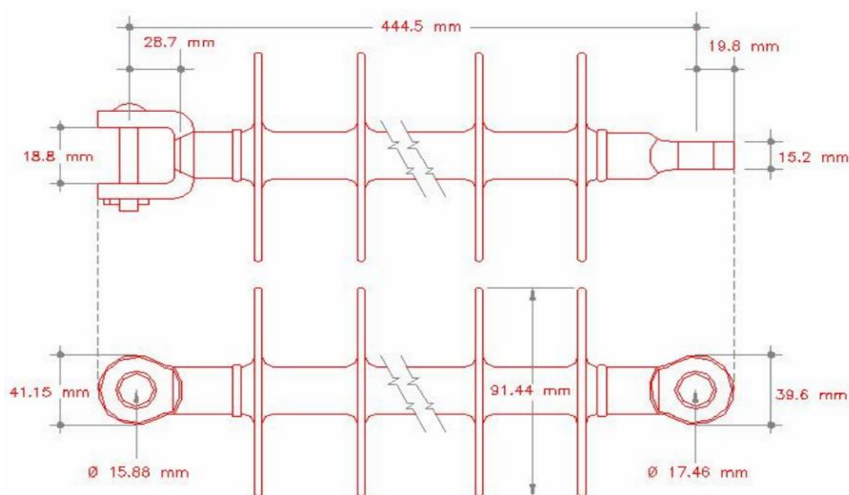
Excelente Rendimiento en Condiciones de Contaminación: La superficie hidrofóbica de la cubierta polimérica, especialmente la silicona, repele el agua y evita la formación de una capa continua de contaminación conductora (polvo, sal, hollín). Esto reduce significativamente las corrientes de fuga y el riesgo de flameo (flashover), mejorando la confiabilidad en ambientes contaminados.

Superior Resistencia al Choque Térmico: Los materiales poliméricos tienen una mayor resistencia a los cambios bruscos de temperatura en comparación con los materiales cerámicos, lo que minimiza el riesgo de agrietamiento o fractura debido al choque térmico.

Larga Vida Útil: Los polímeros utilizados en las cubiertas están diseñados para resistir la degradación por la radiación ultravioleta, la intemperie y los contaminantes, asegurando una larga vida útil del aislador.

Figura 27.

Aislador de suspensión sintético.



Nota: acuerdo 301-E-2003. <https://www.siget.gob.sv/>.

Aisladores de espiga: Los aisladores de espiga son un tipo de aislador rígido diseñado para ser montado directamente sobre un perno o espiga que se encuentra fijado a la cruceta de un poste de madera, concreto o metal. Su diseño característico incluye un cuerpo aislante, tradicionalmente de porcelana o vidrio, con una forma acampanada o de múltiples faldas (o campanas) que ayudan a aumentar la distancia de fuga superficial y a proteger la superficie aislante de la acumulación de agua y contaminantes. En la parte inferior, el aislador presenta una cavidad roscada interna que se enrosca firmemente en la espiga.

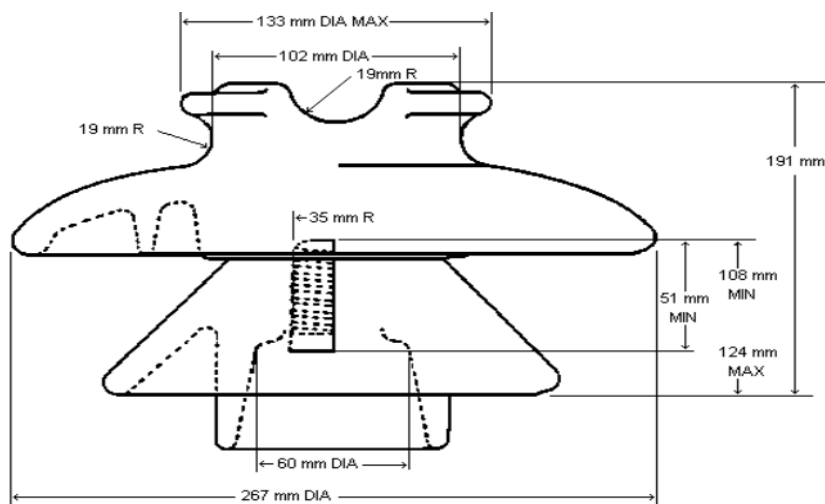
Los aisladores deberán fabricarse de porcelana procesada en húmedo de buen grado comercial. La cavidad roscada será de zinc para poder ser usada con espigas cabeza de plomo o de acero.

El material de relleno entre las piezas de porcelana será cemento tipo Pórtland (categoría fundamental de cementos hidráulicos. Se define como un cemento que se produce mediante la pulverización de Clinker, que consiste esencialmente en silicatos de calcio hidráulicos, y generalmente contiene una o más formas de sulfato de calcio como una adición durante la molienda. Invariable en volumen ante los cambios de temperatura y envejecimiento, y a la vez de alto esfuerzo compresivo.

Deberán cumplir con las normas ANSI C29.1, ANSI C29.6, ANSI C 29.5 y su correspondiente clase ANSI.

Figura 28.

Aislador tipo espiga clase ANSI 56-3.



Nota: acuerdo 301-E-2003. <https://www.siget.gob.sv/>.

2.15.3 Sección conductores y cables.

En el complejo entramado de la distribución de energía eléctrica, la selección y el manejo adecuado de los cables y conductores representan un desafío técnico de primer orden. Estos componentes no solo deben ser capaces de transportar grandes volúmenes de corriente con mínimas pérdidas, sino que también deben operar de forma segura bajo una

variedad de condiciones ambientales extremas y tensiones mecánicas. Desde la resistividad y la capacidad de corriente hasta el aislamiento y la protección contra fallas, cada característica es crucial. Adentrarse en el mundo de los cables y conductores es comprender cómo se superan estos retos de ingeniería para garantizar un suministro eléctrico robusto y eficiente en nuestras redes de distribución.

Los conductores eléctricos se designan por su calibre, usando el sistema AWG (American Wire Gauge) de los Estados Unidos de Norteamérica.

La función de un conductor eléctrico es transportar energía a un nivel de tensión preestablecido y valores de corriente nominales. Es por ello que los elementos constitutivos deben estar diseñados para soportar el efecto combinado producido por estos parámetros.

Los elementos constitutivos para cumplir estas funciones son:

- El conductor, por el cual fluye la corriente eléctrica.
- El aislamiento, que soporta la tensión aplicada.
- La cubierta, que proporciona la protección contra el ataque del tiempo y los agentes externos.

Los conductores podrán ser de cobre, aluminio o cualquiera de sus aleaciones: Copperweld (cobre-acero), alumoweld (aluminio-acero).

Las formas más comunes de los conductores son:

- a) Alambre: formado por un sólo hilo homogéneo.
- b) Cable: formado por un conjunto de hilos trenzados.

Los factores principales que se considerarán para seleccionar los conductores serán: Materiales, Flexibilidad, Forma, Dimensiones, Características eléctricas y mecánicas.

En la selección de los conductores se aplicarán los siguientes criterios:

- En líneas primarias de distribución se utilizan conductores desnudos y en baja tensión conductores forrados con polietileno resistente al sol y a la humedad, para 600 voltios de aislamiento y temperatura de operación de 75°C.

- Que posean buena conductividad.
- Que tengan alta resistencia mecánica a la tensión.
- Que ofrezcan seguridad y garantía de duración.

El calibre se seleccionará basándose en las cargas a alimentar, teniendo en cuenta los incrementos futuros, su capacidad de conducción, corrientes máximas de cortocircuito y las caídas de voltaje asociadas.

El aluminio es el material predominante para los conductores en las líneas aéreas de distribución de energía eléctrica, y esto se debe a una combinación de factores económicos y físicos muy ventajosos, especialmente cuando se compara con el cobre

El aluminio es considerablemente más ligero que el cobre (aproximadamente un tercio del peso del cobre para la misma conductividad eléctrica). Esto significa que las torres y postes que soportan las líneas aéreas no necesitan ser tan robustos ni estar tan cerca unos de otros. Esto reduce significativamente los costos de infraestructura (postes, cimentaciones, herrajes).

Un cable más ligero tiende a tener menos "flecha" (caída) entre los soportes. Además, la carga que el viento o el hielo ejercen sobre el cable es menor, lo que mejora la estabilidad de la línea y reduce el riesgo de fallas.

Sí existen dos líneas eléctricas construidas, una con conductor de cobre y otra con aluminio de la misma capacidad, el conductor de aluminio tendrá el 48% del peso del conductor de cobre, la conductividad del aluminio es de aproximadamente el 60% de la del cobre y su resistencia a la tensión mecánica es del 40%.

Cable de tipo ACSR.

Se entenderá como conductor desnudo todo aquel material que transporte una corriente eléctrica, de un punto a otro sin ningún aislamiento que el proporcionado por el dieléctrico del aire.

Aluminio con alma de acero. Se forma de varios hilos de aluminio de igual o diferente diámetro nominal y de hilos de acero galvanizado, cableados en capas

concéntricas. Los hilos centrales son de acero. Tiene mayor peso que el aluminio, gran resistencia mecánica que permite aumentar la longitud de los vanos y disminuir el número de apoyos. Es el más usado en sistemas de distribución.

Los conductores deberán ser fabricados con alambre de aluminio estirado en frío y con un hilo de acero como refuerzo central. El aluminio deberá cumplir con las especificaciones ASTM B230, B232 y B233; y el alambre de acero que servirá de alma al cable deberá ser galvanizado y cumplir la especificación ASTM B498. Todos los conductores serán de 7 hilos trenzados (6 de aluminio y uno de acero).

Tabla 6.

Características eléctricas del conductor desnudo.

CODIGO	CALIBRE AWG O MCM	CABLEADO Al/ACERO	RESISTENCIA		REACTANCIA INDUCTIVA A UN PIE DE SEPARACION 60 Hz, 50°C (Ω / km)	REACTANCIA CAPACITIVA A UN PIE DE SEPARACION 60 Hz (M Ω x km)
			CORRIENTE CONTINUA A 20°C (Ω / km)	CORRIENTE ALterna 60 HZ, 50°C (Ω / km)		
Wren	8	6/1	3.4017	3.9378	0.4938	0.2489
Turkey	6	6/1	2.1135	2.4487	0.4525	0.2290
Swan	4	6/1	1.3278	1.5649	0.4295	0.2179
Swanate	4	7/1	1.3133	1.5681	0.4413	0.2166
Sparrow	2	6/1	0.8343	1.0118	0.3990	0.2066
Sparate	2	7/1	0.8251	1.0162	0.4108	0.2053
Robin	1	6/1	0.6621	0.8111	0.3909	0.2011
Raven	1/0	6/1	0.5243	0.6538	0.3773	0.1957
Qail	2/0	6/1	0.4160	0.5301	0.3667	0.1902
Pigeon	3/0	6/1	0.3304	0.4288	0.3555	0.1846
Penguin	4/0	6/1	0.2618	0.3536	0.3449	0.1791
Grouse	80	8/1	0.6798	0.8726	0.4139	0.1995
Petrel	101.8	12/7	0.5217	0.6737	0.3866	0.1886
Minorca	110.8	12/7	0.4792	0.6364	0.3804	0.1866
Leghorn	134.6	12/7	0.3947	0.5252	0.3717	0.1820
Guinea	159	12/7	0.3340	0.4543	0.3630	0.1780
Dotterel	176.9	12/7	0.3002	0.4145	0.3567	0.1755
Dorking	190.8	12/7	0.2782	0.3884	0.3530	0.1736
Brahma	203.2	16/19	0.2520	0.3437	0.3424	0.1678
Cochin	211.3	12/7	0.2513	0.3574	0.3487	0.1714
Owl	266.8	6/7	0.2109	0.2828	0.3288	0.1736

Nota: acuerdo 301-E-2003. <https://www.siget.gob.sv/>.

Cable de tipo WP

En las redes de distribución de energía eléctrica, donde la exposición a las condiciones climáticas es constante, los conductores de aluminio WP (Weather Proof) se han consolidado como una solución eficiente y confiable. Estos cables, diseñados específicamente para uso exterior, combinan las ventajas inherentes del aluminio con un aislamiento protector que los hace ideales para un amplio rango de aplicaciones en sistemas de distribución aérea.

Los conductores de aluminio WP son cables formados por un conductor de aluminio recubierto con una capa uniforme de material aislante. Este aislamiento es generalmente:

Polietileno de alta densidad (PEAD o HDPE): Utilizado para voltajes de operación de hasta 600V, con una temperatura máxima de operación de 75°C.

Polietileno reticulado (XLPE): Ofrece mayor resistencia a la temperatura (hasta 90°C o 1000V) y un mejor comportamiento ante sobrecargas y cortocircuitos.

El aislamiento es típicamente de color negro, gracias a la adición de negro de carbón, lo que le confiere una excelente resistencia a la radiación ultravioleta (UV) y, por ende, a la degradación por exposición solar continua.

Los conductores de aluminio WP representan una solución óptima para las líneas de distribución aéreas que requieren una combinación de rendimiento eléctrico, resistencia mecánica, seguridad y durabilidad frente a las condiciones ambientales. Su balance entre costo y beneficios los convierte en una elección fundamental en la infraestructura de distribución eléctrica moderna.

Son utilizados para el transporte de energía eléctrica hasta un voltaje máximo de operación de 600V, como conductores individuales, duplex, triplex o cuádruplex para circuitos secundarios. El uso de este cable se vuelve indispensable cuando estas redes cruzan zonas urbanas o arboladas.

Cable para retenida

El tipo de cable más utilizado para retenida es cable 5/16" de diámetro con recubrimiento extra galvanizado clase "A", grado "Extra-High Strength" de 7 hilos y con un esfuerzo mínimo de ruptura de 11,200 libras.

El material de base será acero producido por cualquiera de los siguientes procesos de fabricación: horno de hogar abierto, horno de oxígeno u horno eléctrico; y de tal calidad y pureza que una vez trefilado a las dimensiones especificadas y cubierta con la capa protectora de zinc, el cableado final y los alambres individuales tengan las características prescritas en la norma ASTM A 475.

Figura 29.

Características de cable para retenidas.



Nota: acuerdo 301-E-2003. <https://www.siget.gob.sv/>.

2.15.4 Sección equipos de distribución.

Los equipos utilizados en los sistemas de distribución permiten la operatividad y la prevención de daños a las redes del sistema, evitar accidentes al personal involucrado con la operación y mantenimiento de las líneas, mantener un alto grado de confiabilidad del servicio eléctrico a través de la prevención de las interrupciones del suministro cuando sea posible y de la minimización de sus efectos cuando ellas ocurren.

Entre algunos de los equipos utilizados en el sistema de distribución se tienen:

1. Cuchillas.
2. Fusibles.
3. Recerradores.

4. Seccionadores.
5. Pararrayos
6. Medidores.
7. Transformadores de distribución

Las cuchillas son los elementos que sirven para seccionar o abrir alimentadores primarios de distribución en forma local (en el lugar) o remota (vía SCADA), su operación es con o sin carga y su accionamiento de conectar y desconectar es por pértiga, por medio de mandos manuales o motorizados, abriendo o cerrando las cuchillas una por una o en grupo según el tipo de esta; su montaje en poste puede ser horizontal o vertical.

Los fusibles, son dispositivos de protección que interrumpen el paso de la corriente eléctrica fundiéndose cuando el amperaje es superior a su valor nominal, protegen transformadores de distribución y servicios interiores de media tensión contra sobre corriente y corriente de cortocircuito, van colocados dentro del tubo protector de cortacircuitos. En nuestras redes los tipos de fusibles más utilizados son los tipos T (lentos) y K (rápidos), su aplicación depende del tipo de equipo a proteger.

Cortacircuitos.

Los tipos más usados de cortacircuitos son los siguientes: a) Abierto y b) Cerrado o de caja de expulsión.

Capacidad interruptiva.

Los cortacircuitos de distribución probados de acuerdo con ANSI/IEEE C37.41-1981, bajo las siguientes condiciones, con un fusible de cualquier tipo recomendado por el fabricante, deberán interrumpir todas las corrientes que causen la fusión del fusible para las corrientes de cortocircuito disponibles que puedan llegar hasta la corriente interruptiva nominal del cortacircuito y con cualquier grado de asimetría

Para los sistemas de distribución no se recomienda el uso de los cortacircuitos de enlace abierto y para los cortacircuitos cerrados o de caja de expulsión no se recomienda su uso en sistemas con voltajes mayores de 5 kV.

Los cortacircuitos tienen valores nominales de voltaje que van desde los 5.2 kV hasta los 38 kV. Además de la corriente continua, el voltaje máximo y la corriente de interrupción deberán tenerse en cuenta sus características de frecuencia, nivel de aislamiento al impulso (BIL), interrupción de corriente de carga y corriente de tiempo corto.

Tabla 7.

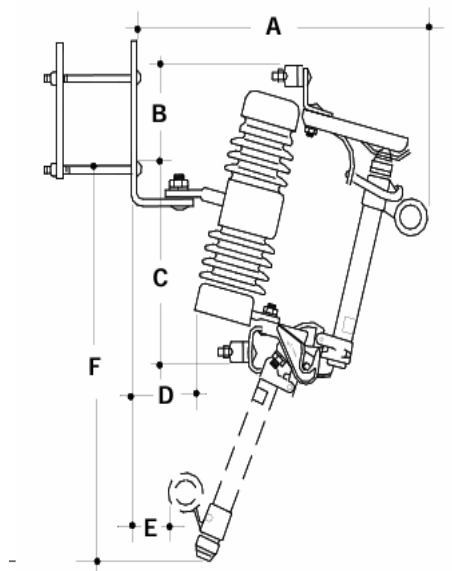
Dimensiones sugeridas para cortacircuitos de distribución.

DIMENSIONES SUGERIDAS PARA CORTACIRCUITOS DE DISTRIBUCION						
BIL (kV)	DIMENSIONES Pulgadas (mm)					
	A	B	C	D	E	F
95, 110	15 9/16 395	4 13/16 118	9 7/8 251	3 3/8 86	1 7/8 48	19 11/16 500
125	16 ¾ 425	7 ¾ 197	11 ¼ 286	5 ¾ 146	1 ¾ 44	24 ½ 622
150	16 ¾ 425	7 ¾ 197	11 ¼ 286	5 ¾ 146	1 ¾ 44	24 ½ 622

Nota: acuerdo 301-E-2003. <https://www.siget.gob.sv/>.

Figura 30.

Dimensiones sugeridas para cortacircuitos de distribución .



Nota: acuerdo 301-E-2003. <https://www.siget.gob.sv/>

Pararrayos

El dispositivo usado para limitar los sobrevoltajes será el pararrayos, capaz de realizar las siguientes funciones:

1. Soportar el voltaje continuo a la frecuencia para la cual ha sido diseñado a operar.
2. Descargar cualquier energía transitoria del sistema en la forma de corriente, a la vez que prevenga que el voltaje a través del equipo sea excesivo.
3. Operar en el mismo ambiente que el equipo protegido.

Los pararrayos se aplican a los sistemas de distribución para limitar los altos voltajes transitorios a valores seguros. La mayoría se aplican a los alimentadores de distribución y un porcentaje bajo se aplica en subestaciones. Al limitar los sobrevoltajes transitorios en los sistemas de distribución, los pararrayos realizan la función de proteger a los equipos contra fallas y minimizar las interrupciones.

En sistemas de distribución se usarán pararrayos fabricados con varistores de óxidos metálicos, que a diferencia de los de silicio - carburo presenta una muy baja corriente de fuga.

De acuerdo con el voltaje nominal, las características de protección y la durabilidad en el alivio de la presión o en el soporte de las fallas, los pararrayos pueden ser de tres clases:

1. De distribución: son los más usados, con voltajes nominales de 1 hasta 36 kV, el voltaje de descarga más alto con respecto a las otras clases de pararrayos y no tienen requisitos para el alivio de presión.
2. Intermedio: con voltajes nominales desde 3 hasta 120 kV, tienen mejores características de protección que los pararrayos de distribución
3. Estación: tienen el voltaje de descarga más bajo por lo que dan el mayor grado de protección, tienen voltajes nominales desde 3 hasta 684 kV y deberán tener capacidad de alivio de presión.

El aislador del pararrayo se fabricará de porcelana procesada en húmedo de buen grado comercial, o de material polimérico 100% silicona, de excelente resistencia a la tracción, alta hidrofobicidad y resistencia a la radiación solar ultravioleta. Ambos materiales serán lo suficientemente fuertes para soportar los esfuerzos magnéticos transitorios que se den durante el ciclo de trabajo del pararrayos.

Elementos valvulares hechos de materiales óxido-metálicos de resistencia altamente no lineal, de preferencia óxido de zinc.

ANSI/IEEE C62.11, IEC 99-1, ASTM A153-82, CRNE-21.

2.15.5 Sección herrajes.

Los herrajes son el conjunto de elementos metálicos (principalmente de acero galvanizado o aluminio, y a veces con componentes de materiales poliméricos o porcelana) diseñados para fijar, sujetar, conectar, tensar, aislar y proteger los conductores, equipos y estructuras de una línea de distribución. Actúan como el "esqueleto" que da forma y estabilidad a toda la instalación. Su diseño y materiales están rigurosamente normalizados para soportar las cargas mecánicas y eléctricas a las que serán sometidos.

Las normativas técnicas (nacionales e internacionales) establecen los requisitos de diseño, resistencia, materiales y pruebas para los herrajes, asegurando su fiabilidad en las diversas condiciones de operación y ambientales a las que se enfrenta una línea de distribución. Son, sin duda, los pilares silenciosos que mantienen en pie y en funcionamiento toda la red eléctrica.

Las formas o los perfiles que se empleen para la fabricación de los herrajes serán de acero, calidad estructural, y deberán cumplir con las siguientes especificaciones:

Las tolerancias dimensionales y requisitos generales de materias primas estarán de acuerdo con la norma ASTM-A6 “Requisitos Generales para la Entrega de Placas, Perfiles y Barras de Acero para Uso Estructural”.

Propiedades físicas y mecánicas de acuerdo con cualquiera de las siguientes especificaciones aplicables según el tipo de material de que se trate, o de acuerdo con normas equivalentes:

ASTM - A 36 “Especificaciones para acero estructural”.

ASTM – A 570 “Especificación para láminas y cinchos de acero calidad estructural”.

ASTM - A 242 “Acero estructural de alta resistencia y baja aleación”.

Para los casos en que se especifique material de alta resistencia, éste se apegará a las normas ASTM - A 36 y A 242.

La pernería que se suministre para herrajes será de acero de bajo carbón SAE grado 1 o ASTM A-307 y podrán ser formados en frío o en caliente. Cuando se especifique “alta resistencia”, este término se referirá a tornillos grado B ASTM A-307. Las tuercas serán del mismo material que los pernos.

Las roscas internas y externas, ajustes y dimensiones generales de los tornillos, estarán de acuerdo con la especificación ANSI B1.1. Las roscas serán de preferencia roladas, y los diámetros de las partes no roscadas serán los nominales especificados.

En roscas roladas se admitirán pernos o tornillos con la parte no roscada de diámetro inferior al nominal, siempre que cumplan con los requisitos mecánicos de la norma A-307.

El grado de zinc empleado para galvanización de herrajes y pernería podrá ser cualquiera de los especificados en la norma ASTM B6.

Abrazaderas de dos vías

Las abrazaderas de dos vías se fabricarán de acero estructural laminado de acuerdo con las normas ASTM A36/A 36M.

El agujero del centro de las piezas de la abrazadera será circular de 11/16” (17.5 mm) de diámetro y los agujeros de los extremos serán cuadrados, de 9/16” (14.3 mm) por lado.

Tabla 8.

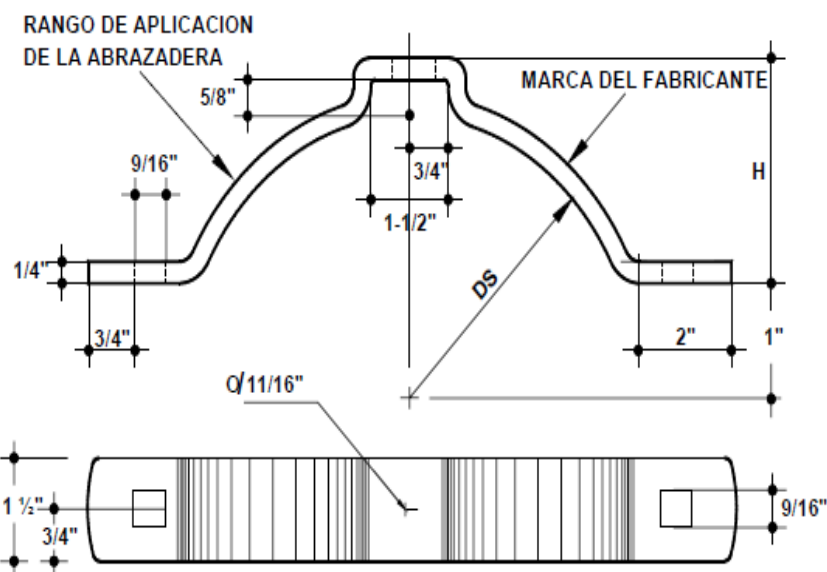
Características de las abrazaderas de dos vías.

DIAMETRO MAYOR plg (mm)	RANGODE APLICACIÓN plg (mm)	DIMENSIONES DEL ACERO plg (mm)	DS plg (mm)	H plg (mm)
3 5/8 (92.1)	3 a 3 5/8 (76.2 a 92)	1/4 x 1 1/2 (6.35 x 38.1)	1 13/16 (46)	1 11/16 (42.86)
6 5/8 (168.3)	6 a 6 5/8 (152.4 a 168.3)	1/4 x 1 1/2 (6.35 x 38.1)	3 5/16 (84.1)	3 3/16 (80.96)
7 5/8 (193.7)	7 a 7 5/8 (177.8 a 193.7)	1/4 x 1 1/2 (6.35 x 38.1)	3 13/16 (96.8)	3 11/16 (93.66)
8 5/8 (219.1)	8 a 8 5/8 (203.2 a 219.1)	1/4 x 1 1/2 (6.35 x 38.1)	4 5/16 (109.5)	4 3/16 (106.36)

Nota: acuerdo 301-E-2003. <https://www.siget.gob.sv/>

Figura 31.

Características de las abrazaderas de dos vías.



Nota: acuerdo 301-E-2003. <https://www.siget.gob.sv/>

2.15.6 Selección de pararrayo.

Se hará con base en el tipo y en el voltaje máximo entre fases del sistema en el que se instalará, considerando las siguientes relaciones fundamentales:

1. Las características de protección al impulso del pararrayos con relación al nivel básico de aislamiento (BIL) de los equipos que se protegen.
2. El voltaje nominal del pararrayos en relación con la máxima tensión eléctrica que puede ocurrir entre fase y tierra del sistema bajo cualquier condición de operación en el lugar de instalación del pararrayos.

El nivel de protección al impulso que puede ser obtenido con un tipo determinado de pararrayos es, en general, proporcional al voltaje nominal del mismo. Por lo tanto, para obtener el máximo margen de protección bajo condiciones de impulso, el pararrayos debe tener el mínimo voltaje nominal que le permitan los valores de voltaje que pueden ocurrir entre fase y tierra del sistema, en el lugar en que éste será instalado.

Durante la descarga del pararrayos, el equipo protegido queda sujeto a un voltaje equivalente al producto de la corriente de descarga por la resistencia del pararrayos. Para obtener una protección adecuada, el pararrayos debe permitir el paso de altas corrientes de descarga y al mismo tiempo mantener al mínimo la caída de voltaje residual ($I \times R$).

2.15.7 Transformador de distribución.

Estas especificaciones se refieren a transformadores de distribución con enfriamiento natural en aceite (clase OA), para servicio y montaje directo al poste. La frecuencia de operación será de 60 Hz.

Las capacidades normales en KVA serán las siguientes:

- Monofásicos: 5, 10, 15, 25, 37.5, 50, 75, 100, 167, 250, 333 y 500.
- Trifásicos: 15, 30, 45, 75, 112.5, 150, 225, 300 y 500.

De cada transformador deberán suministrarse las siguientes características:

- Pérdida de excitación
- Pérdidas totales a 85° C.

- Corriente de excitación.
- Regulación a factores de potencia de 0.8 y 1.0.
- Eficiencia.
- Impedancia.

Los transformadores tendrán cambiadores de derivaciones de operación interna, pero con la manija de operación sobre el nivel del aceite.

El o los terminales de los devanados del transformador que salgan del tanque estarán completamente aislados y equipados con medios de conexión del tipo sin soldadura.

Las conexiones de bajo voltaje deberán salir por medio de aisladores terminales de paso a través de las paredes del tanque.

El conductor neutro del secundario deberá ser conectado al tanque externamente. Cuando se conecte independiente, en caso de formar un banco deberá conectarse únicamente el transformador de luz.

El aceite del transformador deberá ser de alta calidad y larga vida; además, deberá llevar un aditivo inhibidor que mejore la resistencia a la oxidación, a la formación de emulsión y que evite el asentamiento.

La preservación del aceite será por medio de tanque sellado. El transformador llevará una tapa de registro en la cubierta del transformador para permitir la inspección interna y los cambios en las conexiones internas.

Placa de características.

Cada transformador deberá llevar fija una lámina resistente a la corrosión, en la que se indique, con caracteres legibles a simple vista, las características del transformador, sus datos importantes de operación y las referencias necesarias para su instalación. Esta placa deberá contener, básicamente, la siguiente información:

- Número de serie de fabricación.
- Clase (OA, OA/FA, etc.).
- Número de fases.

- Frecuencia: 60 Hz.
- Capacidad nominal (KVA).
- Voltajes nominales.
- Voltajes en derivaciones
- Rango de elevación de temperatura (°C).
- Polaridad (transformadores monofásicos).
- Diagrama vectorial (transformadores polifásicos).
- Impedancia (%).
- Peso total en libras.
- Diagrama de la conexión.
- Nombre del fabricante.
- Referencia a instrucciones, operación e instalación.
- Identificación del tipo de equipo (transformador, autotransformador, etc.).
- Identificación y cantidad del líquido aislante (Lts.).
- Altitud de operación (m.s.n.m.).
- Nivel básico de impulso (BIL).
- Norma de fabricación con la que cumple.

En función de los sistemas de disipación de calor, los transformadores se clasifican como sigue:

Transformadores secos, enfriados por aire:

- Auto enfriados (clase AA).
- Enfriados por aire forzado (clase AFA).
- Auto enfriados/enfriados por aire forzado (clase AA/FA).

Transformadores sumergidos en líquidos aislantes enfriados por aire:

- Auto enfriados (clase OA).
- Enfriados por aire forzado (clase FA).
- Auto enfriados/enfriados por aire forzado (clase OA/FA).

La relación de vueltas entre los devanados deberá ser tal que, con el transformador sin carga y con el voltaje nominal aplicado en el devanado de menor número de vueltas, el voltaje del otro devanado y de todas las derivaciones (taps) deberá estar dentro de un 0.5% de los voltajes nominales. Sin embargo, cuando los voltios por vuelta del devanado excedan el 0.5% del voltaje nominal, la relación de vueltas del devanado en todas las conexiones derivadas deberá ser con respecto a la vuelta más cercana.

La impedancia para un transformador de dos devanados con un valor de impedancia mayor del 2.5% deberá ser de $\pm 7.5\%$ del valor especificado; y para aquellos cuya impedancia sea de 2.5% o menor, la tolerancia será del 10% del valor especificado

Normas de referencia.

ASTM D3487, ANSI/IEEE C57.12.00, ANSI/IEEE C57.12.90, ANSI/IEEE C57.12.20, ANSI/IEEE C57.12.70.

3 CAPITULO 3 CRITERIOS DE DISEÑO.

3.1 Introducción a criterios de diseño.

Un diseño eléctrico eficiente tiene muchas ventajas: económicas, ambientales, de seguridad, facilita la gestión, reduce riesgos y aumenta las posibilidades de éxito, mejora la comunicación con las partes interesadas, optimiza el uso de recursos y permite identificar y mitigar problemas antes de que se conviertan en obstáculos mayores. En el caso del diseño de una línea de distribución de energía eléctrica en media y baja tensión, la conformación de un buen diseño es fundamental, la integración entre las partes involucradas y el compromiso con el entorno ambiental.

El capítulo criterios de diseño está enfocado en explicar los principales criterios a considerar para el diseño de la línea en media y baja tensión en la comunidad La Perla, el diseño evidentemente se apega a las necesidades propias de la comunidad. En general el capítulo explica más de un criterio como factores determinantes en el diseño, esto con el propósito de ampliar las alternativas para el eficaz desarrollo de este u otros proyectos de ingeniería que tengan relación con el diseño de líneas eléctricas de distribución.

Entre los criterios principales, se abordarán las características de la demografía local, la densidad poblacional, el tipo de población con la que se cuenta y el nivel de crecimiento o proyección de aumentar la cantidad de familias.

También se tiene las condiciones topográficas de la zona, sector o comunidad para la cual se planea desarrollar el proyecto, es fundamental conocer el relieve con el que se cuenta, la diversidad de obstáculo que pueden presentarse (naturales o de intervención humana) y el tipo de suelo con sus características y propiedades. Además, las condiciones medioambientales que predominan en el lugar son de tomar en consideración ya que el comportamiento del clima, y la actividad biológica del lugar inciden en el trayecto o complejidad del proyecto.

Parte esencial de una línea de distribución de energía, es la correcta selección de estructuras que vayan acorde a las distancias en cada vano, los cruces que puedan ser necesarios en las calles, ángulos de desviación de la línea, tensiones mecánicas, entre otros.

3.2 Demografía local.

La demografía local es el estudio de las características de una población determinada, un área geográfica específica, como un barrio, comunidad, ciudad o región y su dinámica a lo largo del tiempo. Se enfoca en elementos como la edad, sexo, ubicación, nivel educativo, situación laboral, entre otro.

Es indispensable iniciar con este criterio porque es la razón de ser para desarrollo un proyecto de distribución de energía eléctrica, la necesidad parte de un grupo de familias en una comunidad, un caserío, un cantón o un lugar determinado, donde no se cuenta con el servicio de energía eléctrica. Como primer contacto enfocado al desarrollo del diseño se deben conocer algunas características del lugar, como: la población neta, número de familias, como están conformadas y como están distribuidas en la comunidad. Sin duda estos datos determinan la magnitud del diseño, las características técnicas, el alcance y dimensiones.

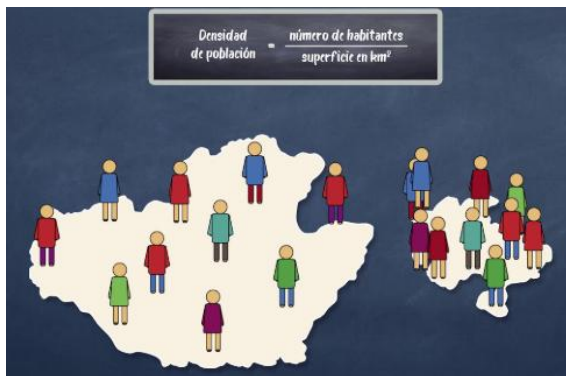
3.2.1 Densidad poblacional.

La densidad poblacional, también conocida como densidad demográfica, es la relación entre el número de habitantes y la superficie de un territorio, generalmente expresada en habitantes por kilómetro cuadrado. Se calcula dividiendo el número total de habitantes de un área entre la superficie total de esa área.

Bajo este concepto es importante conocer la cantidad exacta de familias que pertenecen al bloque de los beneficiarios directos.

Figura 32.

Densidad poblacional.



Nota: Como lo muestra la imagen, la densidad puede variar de un lugar a otro, aunque las sean diferentes. <https://orientaeduc.com/geografia/2020/poblacion-y-densidad-de-poblacion/>.

3.2.2 Tipo de población.

Este apartado está encocado en determinar el tipo de población en el lugar, conocer si todos los casos son residenciales, si son familias con las necesidades propias de este grupo social. Se identifica en esta parte si no existe alguna persona con algún negocio o necesidad diferente que pueda significar un dato relevante para el trayecto de la línea o el cálculo de cargas.

Figura 33.

Bloque de viviendas similares.



Figura 34.

Bloque de viviendas diferentes.



Sin duda el tamaño y dimensión promedio, sirve de parámetro para estimar el comportamiento de las posibles cargas.

3.2.3 Crecimiento poblacional.

El crecimiento poblacional o crecimiento demográfico es el aumento en el número de individuos en una población o grupo en un período de tiempo determinado. Se mide como el cambio en el número de personas o individuos en una población por unidad de tiempo. En el contexto humano, el crecimiento poblacional se refiere al aumento de la población mundial o de una región específica.

Factores que influyen en el crecimiento poblacional:

1. Natalidad: El número de nacimientos en una población.
2. Mortalidad: El número de muertes en una población.
3. Migración: El movimiento de personas de un lugar a otro.
4. Fecundidad: El número promedio de hijos que tiene una mujer.

El factor de crecimiento es importante para desarrollar un diseño funcional, ya que la proyección de crecimiento determina algunas características del diseño, las cuales se analizan más adelante. Tanto el comportamiento de la migración como otros factores sociales determinan la dinámica de la comunidad esto a su vez las necesidades generales en términos del servicio eléctrico.

Figura 35.

Crecimiento poblacional.



Nota: <https://tecscience.tec.mx/es/humano-social/crecimiento-demografico/>.

3.2.4 Aplicación del criterio.

Como se mencionaba anteriormente hay que partir de una necesidad. Se debe llevar energía eléctrica a una comunidad e inicialmente se debe conocer el número de familias influenciadas en la zona del proyecto.

Luego es importante conocer las dimensiones del lugar y como estas distribuidas en el espacio. Esto permitirá saber que alternativas se tienen para el suministro de energía de forma eficiente.

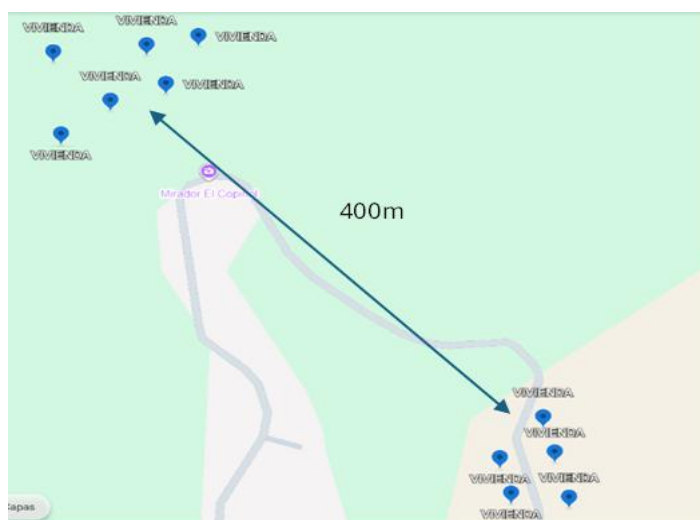
Las propuestas que se presentarán a continuación son basadas en distribución específicas que se pueden dar en las comunidades. Sin embargo, en la realidad se presenta diferentes distribuciones de las viviendas y esto obedece a diferentes factores políticos, sociales y económicos de la población. Para ilustrar las ideas se mostrarán algunas distribuciones.

3.2.5 Escenario #1.

La siguiente imagen presenta un escenario de una comunidad dividida exactamente por dos grupos de viviendas.

Figura 36.

Distribución de casas en una comunidad.



Nota: Google maps, <https://www.google.com/maps>.

Partiendo de la imagen anterior se puede visualizar que la comunidad está dividida en dos grupos de viviendas y separados a una distancia de 400 metros.

Esta distancia condiciona el diseño de la línea y partiendo de esto se pueden presentar algunas propuestas.

Propuesta # 1

Se puede considerar la instalación de 2 transformadores para suministrar la energía a los dos grupos de familias que forman la comunidad.

Consideración:

Potencia por vivienda = 1500w (No se determina punto de entrega.)

Nivel de voltaje = 120v / 240v

Figura 37.

Distribución con dos transformadores.



Nota: Google maps, <https://www.google.com/maps>.

Esta alternativa muestra cómo se puede llevar el servicio eléctrico a esta comunidad con la instalación de dos transformadores que se encuentren ubicados cerca de cada uno de los dos grupos que forman la comunidad, minimizando la caída de tensión, brindando un suministro estable y cercano a las personas. Evidentemente no se mencionan una cantidad

importante de datos que determinan la capacidad del transformador, las características, impedancias, dispositivos de protección, entre otros.

El objetivo principal del criterio es considerar opciones de proyección de instalaciones de subestaciones en función a las distancias entre los grupos de familias.

Propuesta # 2

Se puede considerar la instalación de 1 transformador una distancia intermedia entre los dos grupos de viviendas.

Consideración:

Potencia por vivienda = 1500w

Nivel de voltaje = 120v / 240v

Figura 38.

Distribución con un transformador:



Nota: Google maps, <https://www.google.com/maps>.

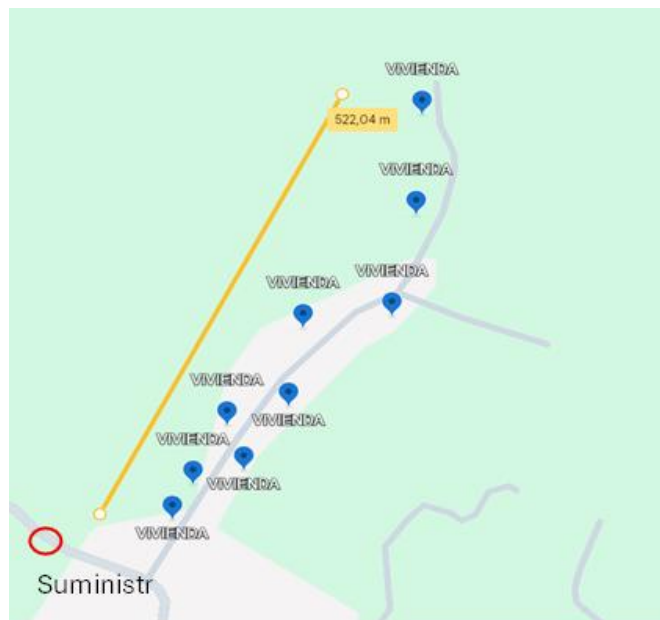
Esta propuesta reduce costos ya que evidentemente solo se trabajaría con una subestación, la distancia estimada entre la subestación y los grupos de viviendas es 200 metros aproximadamente, esto bajo un estricto cálculo de caída de tensión aún puede garantizar un servicio óptimo a los dos grupos. Evidentemente dentro de la memoria de cálculo se debe prever la capacidad de la subestación.

3.2.6 Escenario #2.

Ahora se muestra otro escenario donde las viviendas están distribuidas de una manera diferente.

Figura 39.

Distribución lineal de viviendas.



Nota: Google maps, <https://www.google.com/maps>.

En la imagen anterior se puede identificar que las viviendas están relativamente de forma lineal, pero no forman un grupo específico, sino, están distribuidas a lo largo de una zona determinada. Desde la primera casa hasta la última se tiene una distancia de 522 metros, que propuestas se pueden generar partiendo de esta distribución.

Propuesta #1

Se puede considerar la instalación de 1 transformador cerca del punto de suministro con el objetivo de prolongar en la menor distancia posible la línea de media tensión.

Consideración:

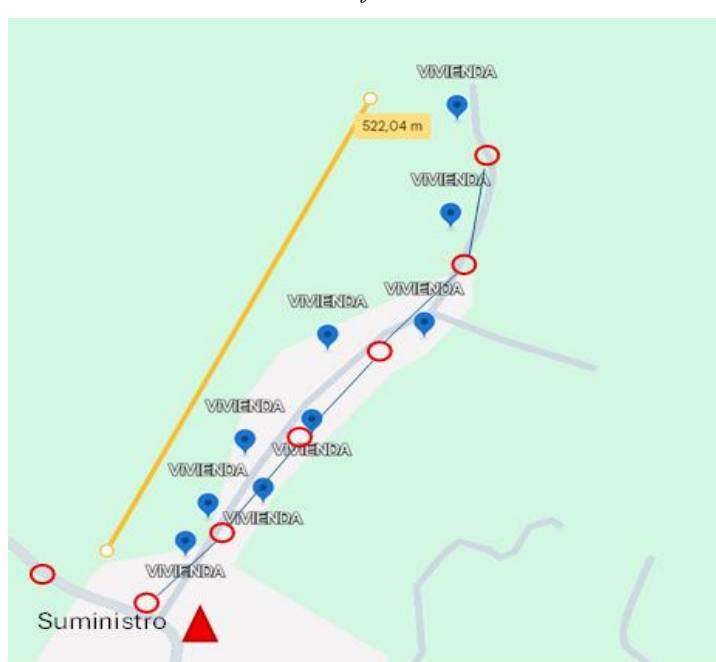
Potencia por vivienda = 1500w.

Nivel de voltaje = 120v / 240v.

Suministro con tensión adecuada.

Figura 40.

Distribución con un transformador al inicio.



Nota: Google maps, <https://www.google.com/maps>.

Esta propuesta proyecta instalar un transformador al inicio del grupo de viviendas, lo que implica desarrollar pocos metros de línea primaria y darle continuidad hacia dentro de la comunidad con una línea de distribución únicamente secundaria. Para considerar esta alternativa se debe tener muy en cuenta la caída de tensión que se pueda tener al final del circuito, ya que el transformador está a 500 metros desde la última vivienda.

Propuesta #2

Se puede considerar la instalación de 1 transformador, pero centrado entre el grupo de casas, para que garantice la entrega eficiente del servicio y se reduzcan las posibilidades de porcentaje alto de caída de tensión.

Consideración:

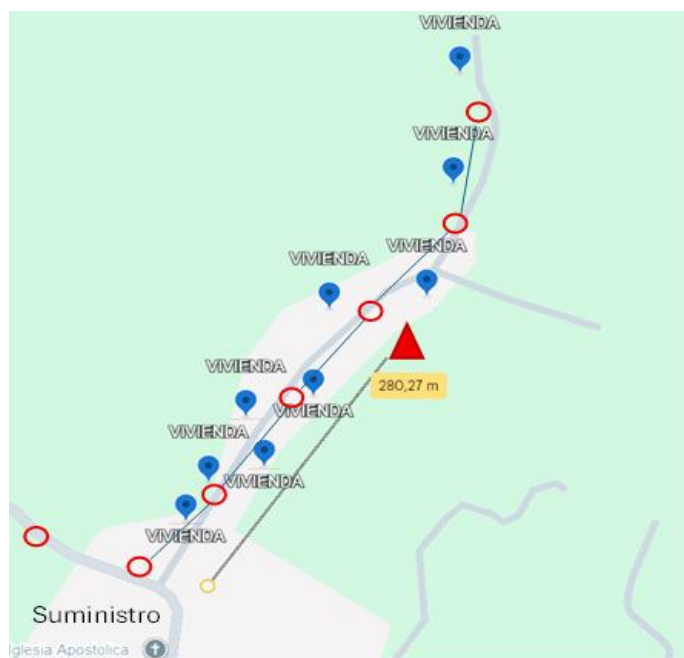
Potencia por vivienda = 1500w

Nivel de voltaje = 120v / 240v

Suministro con tensión adecuada.

Figura 41.

Distribución con un transformador al centro.



Nota: Google maps, <https://www.google.com/maps>.

Esta alternativa obliga a prolongar más de 280 metros el circuito primario, pero coloca estratégicamente en el centro del espacio el transformador, garantizando una cobertura más eficiente y reduciendo las posibilidades de caídas de tensión a distancias aceptables para las líneas secundarias. (280 – 300 metros).

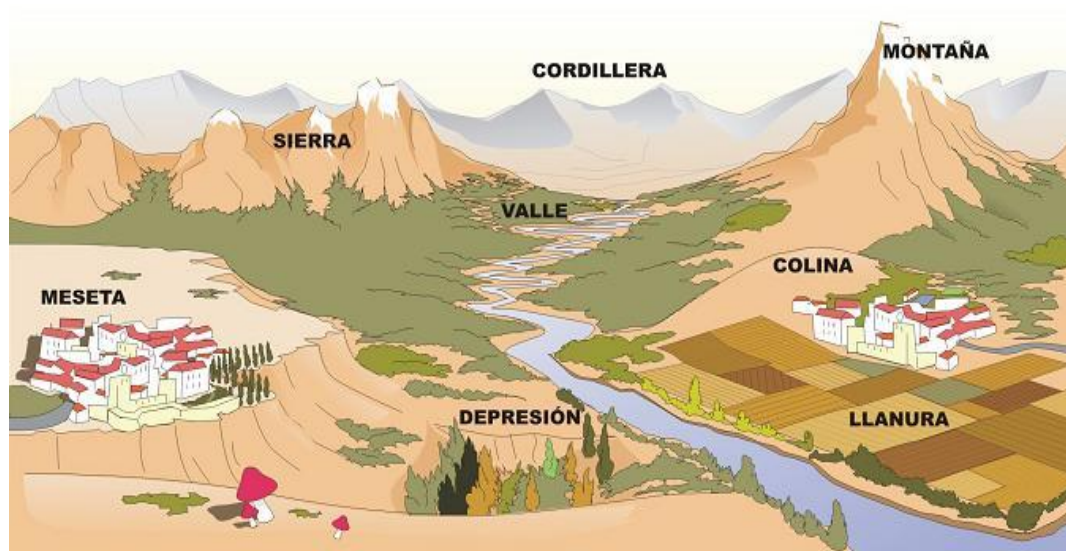
3.3 Condiciones topográficas.

La topografía es la ciencia que estudia el conjunto de principios y procedimientos que tienen por objeto la representación gráfica de la tierra, con sus formas y detalles; tanto naturales como artificiales.

Las condiciones topográficas son elementos de incidencia directa en el diseño y desarrollo de líneas eléctricas de distribución, ya que estas condiciones determinan trazos, vanos, estructuras, tipo de postes y otros elementos del proyecto. Al momento de iniciar con el levantamiento de datos el profesional responsable del diseño y posterior eventual ejecutor, conocerá estas condiciones del terreno y desde ese momento se deben iniciar con las valoraciones sobre aspectos que adoptará el proyecto. Es importante considerar el perfil del suelo, su composición y algunos elementos que puedan ser un obstáculo para el trazo de la línea.

Figura 42.

Diferentes relieves.



Nota: <https://geografiaparalaeso.blogspot.com/2021/08/formas-del-relieve-terreste.html>.

3.3.1 Relieve.

El relieve afecta significativamente el diseño de una línea de distribución de energía, ya que condiciona la elección de las rutas, la altura de los postes, la longitud de las líneas, y la necesidad de implementar medidas de protección. Un relieve montañoso puede obligar a la construcción de líneas aéreas con distancias amplias entre soportes, mientras que un terreno llano facilita la instalación incluso de líneas subterráneas.

El relieve influye en el diseño de una línea de distribución de energía de las siguientes maneras:

Rutas: El relieve afecta la posibilidad de construir la línea por determinadas rutas. En áreas montañosas, puede ser necesario optar por líneas aéreas más largas para evitar obstáculos o terrenos peligrosos. En cambio, en terrenos planos, se puede optar por líneas rectas y más cortas, estas variaciones impactan el costo de construcción.

Figura 43.

Zona montañosa.

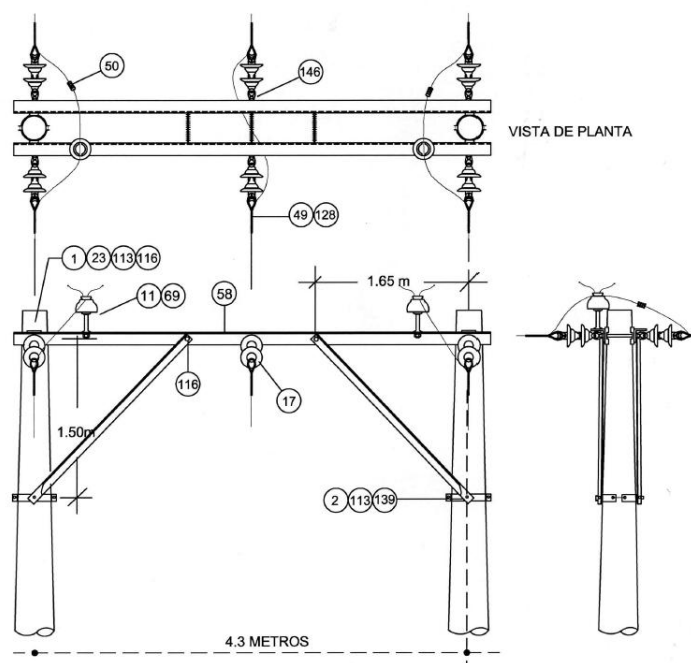


Nota: https://educativo.ign.es/atlas-didactico/relieve-eso/formas_del_relieve.html.

De la imagen mostrada anteriormente, se puede analizar dos escenarios que directamente afectan el diseño de una línea eléctrica. Si se evalúa la condición de la imagen donde la zona es montañosa se puede determinar que el trayecto de la línea no puede ser lineal, tomando como premisa que el destino final hasta donde se necesita la energía es al final de la imagen. Bajo estos escenarios se establecen vanos grandes con distancias entre 200 y 500 metros según la necesidad y se deben utilizar estructuras en marco o tipo H la cual se compone de dos postes y doble crucero en la parte superior, como se muestra en la imagen siguiente.

Figura 44.

Corte en marco sencillo.



Nota: Estándar de construcción de líneas aéreas de distribución de energía eléctrica 120/240 V, estándar para la instalación de hilo neutro, acuerdo 66-E-2001. <https://www.siget.gob.sv/>.

La utilización de esta estructura y esta forma de la línea permite recorrer grandes distancias y llegar con pocos soportes hasta el punto final donde se necesita la energía. Sin embargo, esto condiciona en la mayoría de los casos que los postes a instalar sean de metal, ya que las zonas donde se ubican estas estructuras normalmente no tienen acceso vehicular, por tanto, se debe trabajar de forma muy minuciosa la instalación de cada poste, preparar bien el suelo, la separación entre ellos y el nivel al cual deben de quedar instalados ambos.

La situación se torna diferente cuando el área donde se deben atravesar las líneas es llana, bajo estas características la distribución de soportes no se puede dar con vanos entre 200 y 500 metros como el ejemplo anterior.

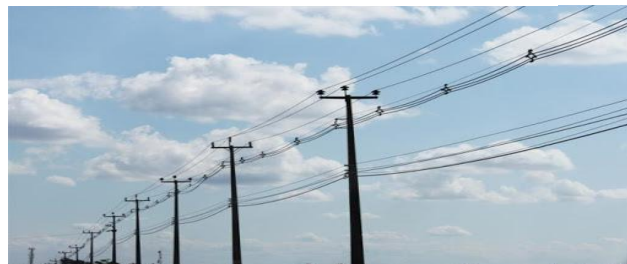
Figura 45.

Zona llana.

Nota: https://es.wikipedia.org/wiki/Llanos_de_Moxos

En estos casos los soportes deben estar a distancias más próximas debido a varios factores entre ellos la catenaria de las líneas, la cual aumenta de acuerdo con la distancia del vano. Además, la visualización del terreno a grandes distancias permite generar una línea recta y posibilita el utilizar muchas estructuras tipo tangente, las cuales constan de menos materiales que otras estructuras y no necesitan retención a grandes distancias, únicamente el sostener los cables.

Figura 46.

Tendido eléctrico con tangentes sencillas.

Nota: <https://jdelectricos.com.co/postes-de-energia-electrica-2020/>

3.3.2 Altura de los postes.

El relieve determina la altura necesaria de los postes. En zonas montañosas, se necesitan postes más altos para garantizar la distancia de seguridad entre las líneas y el terreno, así como para evitar la caída de los conductores en los valles. En terrenos planos, se pueden utilizar postes de menor altura.

Con relación a esta condicionante se pueden presentar escenarios donde se debe trazar el diseño de la línea sobre un relieve irregular y es inevitable pasar por determinada zona y esto puede obedecer a diferentes factores. Para ilustrar mejor la idea se presenta la siguiente imagen.

Figura 47.

Curvas sobre calzada.



Nota: <https://pixabay.com/es/images/search/calle%20con%20curvas/>

Tomando como base la imagen anterior, se parte de la idea que se pueden presentar escenarios donde ya se tiene un trazo lineal sobre el costado de una calle, la distancia entre postes es de 50 metros porque posterior se construirán viviendas en el sector. En el punto de intersección de las líneas es indispensable instalar un poste, pero se evidencia un desnivel de la calle, esa situación obliga a instalar un poste de mayor altura, que garantice mantener la línea con referencia al trayecto que se trae tanto a nivel primario como secundario, bajo estas condiciones sería necesaria la instalación de un poste de 40 o 45 pies (considerando que los demás son de 35 pies) este tipo de situaciones marcan variaciones en la selección de postes que garanticen mantener el trazo de las líneas.

3.3.3 Obstáculos.

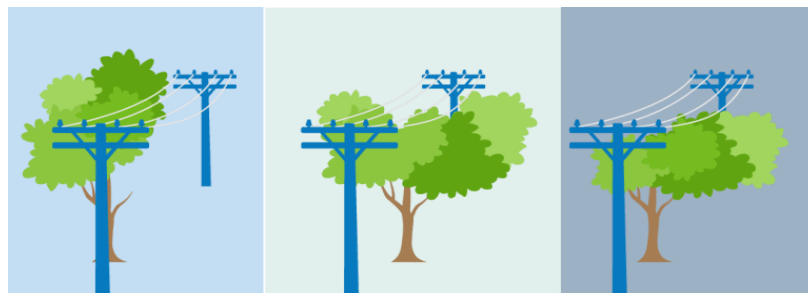
Los obstáculos en el diseño de una línea de distribución de energía son aquellos factores que dificultan la planificación, construcción y operación de la línea, afectando la calidad, confiabilidad y eficiencia del suministro eléctrico. Estos obstáculos pueden incluir problemas técnicos, económicos, sociales o ambientales. Se pueden dividir en naturales y de intervención humana y generan muchos cambios, en ocasiones leves y en otros casos significativos al trayecto de la línea.

Obstáculos naturales: Estos pueden ser cualquier condición de la naturaleza como: árboles, ríos o lagos. Los árboles representan más de un reto para las líneas eléctricas, en la etapa del diseño se debe considerar no trazar sobre ellos o evitarlos en la medida de lo posible, principalmente para no generar un alto impacto al medio ambiente, luego por la gestión de permisos y finalmente si son árboles protegidos es difícil gestionar poda o tala. Luego con el tema de la seguridad y operatividad de las líneas, los árboles pueden ser un factor que contribuye hasta el 50% de los cortes de energía. Los problemas pueden ocurrir repentinamente, como cuando una rama se rompe durante una tormenta o por fuertes viento. Los problemas también pueden desarrollarse con el tiempo a través de patrones de crecimiento naturales, con ramas en crecimiento que se apiñan o se frotan contra las líneas eléctricas.

Los árboles ubicados cerca de las líneas eléctricas representan una amenaza real para las personas que pueden verse tentados a subirlos, o para los propietarios que intentan abordar un trabajo de poda de árboles por su cuenta. Las extremidades y ramas que entran en contacto con las líneas eléctricas pueden energizarse.

Figura 48.

Impacto de líneas eléctricas sobre árboles.

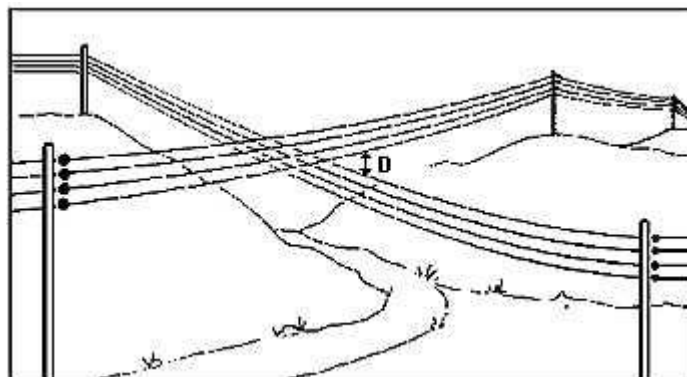


Generalmente los árboles representan el mayor desafío en el trazo de líneas eléctricas, aunque también se presentan otros obstáculos como ríos. Estos pueden estar ubicados perpendicularmente al trazo de la línea y de acuerdo con sus dimensiones pueden representar una separación significativa entre un soporte y otro. Adicionalmente el nivel lateral del suelo en ambos lados del cauce del río puede condicionar la línea eléctrica en utilización de tipo y altura de postes. Finalmente, y en menor grado se pueden presentar obstáculos por fauna local, como especies erradicadas en áreas específicas. En El Salvador no se cuentan con muchas áreas de concentración de especies en peligro de extinción, ya que el territorio nacional no es tan extenso.

Obstáculos artificiales o de intervención humana: Otros tipos de obstáculos que se pueden presentar durante el levantamiento de datos para el diseño de una línea son aquellos que obedecen a la interacción humana como: vías férreas, edificios, puentes, carreteras, e incluso otros circuitos de energía eléctrica. Cada uno de estos obstáculos deben de abordarse de diferente manera de acuerdo con su altura, sus distancias y en general sus dimensiones, por qué no afecta de igual manera una línea férrea que un puente o una carretera que un edificio habitacional. Entre los obstáculos de intervención humana que se pueden presentar con frecuencia y representan un gran desafío, las líneas eléctricas de otros circuitos los cuales en ocasiones se deben cruzar de forma perpendicular, para estos casos en particular es necesario abordarlo directamente de acuerdo con las características del circuito como su nivel de tensión y la altura a la cual están instalada las líneas existentes.

Figura 49.

Cruce de diferentes circuitos.



El caso de la imagen anterior se presenta en muchas ocasiones y obedece a que circuitos privados se interponen en el trayecto de una línea. En estos casos se debe evaluar la altura a la cual están instalados los cables con respecto al suelo y determinar la distancia entre la estructura más cercana del diseño que se está trabajando. Una de las alternativas es instalar el soporte anterior y posterior con la altura necesaria para trasponer el cable del nuevo circuito sobre el existente, manteniendo las distancias de libramiento indicadas en el acuerdo 29-E-2000, art 16 en adelante. Otra alternativa aceptada por la distribuidora es la instalación de un cable aislado en ese vano y si la distancia sobre el suelo reúne las características mínimas de instalación, se puede instalar bajo el existente.

3.3.4 Suelos.

El tipo de suelo tiene una incidencia considerable en el diseño de una línea de distribución de energía, especialmente cuando se opta por sistemas subterráneos. La resistencia del suelo afecta la capacidad de los cables para disipar el calor, la facilidad de excavación y el tipo de protección que se requiere. Definitivamente también impacta las líneas eléctricas aéreas ya que un elemento fundamental para la seguridad de las líneas y durabilidad del circuito es la correcta y efectiva instalación de los postes. también el tratamiento del suelo para la instalación de los postes juega un papel fundamental en la durabilidad del circuito, esto tiene relación directa con las características del suelo, las propiedades, la capacidad portante y la incidencia del anclaje de las líneas de acuerdo con el tipo de suelo. Tiene una importante influencia en las líneas aéreas de energía, tanto en su diseño, construcción y funcionamiento. El suelo afecta la resistencia de las puestas a tierra, la estabilidad de los postes y la susceptibilidad de la infraestructura a fenómenos naturales como incendios o erosión.

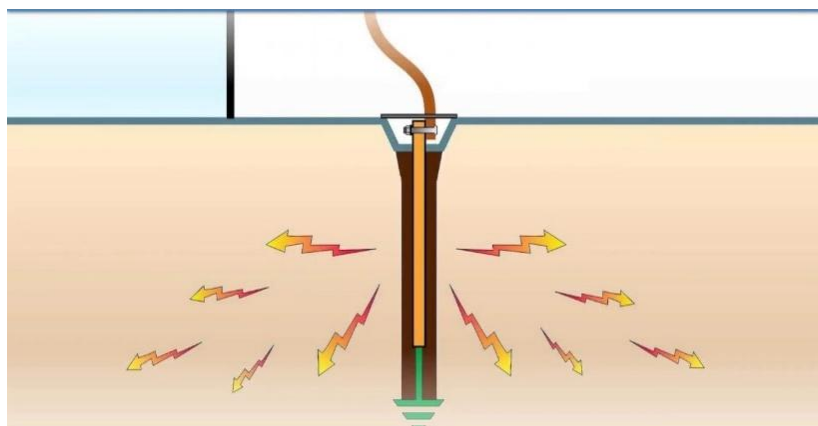
Con respecto a la puesta a tierra, el tipo de suelo (arcilla, arena, roca, etc.) y su humedad influyen en la resistencia de las puestas a tierra, que son esenciales para la seguridad eléctrica y la protección contra sobretensiones. En suelos con alta resistencia, se pueden requerir técnicas de mejora de la puesta a tierra, como el uso de bentonita o la perforación de pozos de tierra.

La puesta a tierra en diferentes tipos de suelos requiere consideración especial debido a la variación en la resistividad del terreno. En suelos con alta resistencia, como

suelos secos o rocosos, se necesita una mayor longitud o superficie de los electrodos de puesta a tierra para lograr una baja resistencia. Por otro lado, en suelos con alta humedad y conductividad, como suelos arcillosos o de arena húmeda, se puede lograr una baja resistencia con una longitud o superficie de electrodo menor.

Figura 50.

Instalación de barra de puesta a tierra.



La conductividad del suelo se ve influenciada por su composición, siendo los suelos más salinos mejores conductores eléctricos. Esto se debe a que la presencia de iones (sales disueltas) en el agua del suelo aumenta su capacidad para conducir electricidad. La composición del suelo, incluyendo su textura (arenoso, arcilloso, etc.), también afecta la conductividad.

Como se puede identificar todas las mejoras que se deban hacer para tener condiciones eficientes en redes de tierra se traducen en un incremento de la inversión desde el punto de vista económico y desde el punto de vista técnico una decisión de ubicar las subestaciones en estos suelos.

Con relación al tipo de suelo, la selección de postes, material del que está construido y la preparación en el perímetro del suelo son factores para tomar muy en cuenta.

Tipos de suelos: Existen diferentes sistemas para la clasificación de los tipos de suelos según diversas variables. Sin embargo, en esta ocasión la presentación se centrará en los tipos de suelos más comunes para los agricultores y ganaderos, y cómo identificarlos.

En esta clasificación, vamos a hablar de 6 tipos de suelos diferentes:

1. Suelos Arcillosos: Como indica su nombre, se trata de suelos que presentan un alto contenido de arcilla, o sea, de restos de rocas sedimentarias con silicatos de aluminio, como el feldespato o el granito, por lo que su coloración tiende a ir del blanco (mayor pureza) al anaranjado (menor pureza). La principal característica de estos suelos es que son muy susceptibles a la retención del agua, ya que sus componentes tienden a formar coloides al hidratarse, saturándose rápidamente y produciendo así inundaciones. Los suelos arcillosos, por su composición y propiedades, suelen tener una capacidad portante menor que otros tipos de suelo como la arena, especialmente si están saturados o tienen un alto contenido de humedad. La capacidad portante de los suelos arcillosos depende de factores como el tipo de arcilla, su contenido de humedad, su compactación y la profundidad a la que se encuentra la cimentación.
2. Suelos Calizos o Albarizas: El origen de este tipo de suelos es la meteorización de la roca caliza que genera alta presencia de esta y que le otorga el color blanquecino a la tierra. La capacidad portante de los suelos calizos depende de varios factores, incluyendo su composición, estructura y condiciones. Generalmente, los suelos calizos tienen una capacidad portante relativamente alta, especialmente cuando están bien compactados y no contienen mucha arcilla. Sin embargo, su capacidad portante puede verse afectada por la humedad y la presencia de capas impermeables.
3. Suelos Limosos: Este tipo de suelos suelen ser amarillos anaranjados y tienen el problema de presentar una alta capacidad para la compactación, lo que se traduce en baja capacidad de infiltración de agua y mala aireación para el sistema radicular de las plantas. La capacidad portante de los suelos limosos depende de varios factores, incluyendo su composición, textura, contenido de agua y estructura. En general, los suelos limosos tienen una capacidad portante moderada, que puede variar entre 75 y 200 kPa.

4. Suelos Arenosos: Los suelos arenosos se caracterizan por su alto contenido de arena, lo que les otorga una textura suelta, buen drenaje y poca capacidad para retener agua y nutrientes. Al tener esa alta capacidad de infiltración son suelos porosos con buena aireación, lo que permite una rápida mineralización de la materia orgánica. A diferencia de otros suelos como los arcillosos, estos sufren menor erosión, principalmente porque el agua entra con mayor facilidad en el suelo. No obstante, tienen una menor fertilidad si son comparados con los suelos arcillosos, ya que contienen menor número de partículas que son químicamente activas. La capacidad portante de los suelos arenosos, aunque variable, generalmente se encuentra en el rango de 100 a 300 kPa. La arena compactada ofrece una mayor capacidad portante, mientras que la arena suelta puede ser menos confiable y requerir mayor cuidado en la construcción.
5. Suelos Francos: También son conocidos como suelos frescos, estando a medio camino entre el arcilloso y arenoso. Disponen de una textura media y una buena capacidad de retención de agua, pero también de liberación de esa agua para la planta. Están a medio camino entre arcilloso y arenoso, por su fertilidad media, capacidad media de erosión y una capacidad de mineralización de la materia orgánica también media. Los suelos aluviales, francos, francos arenosos y francos arcillo-arenosos tienen capacidades portantes seguras de entre 80 y 270 kN/m².
6. Suelos Salinos: Por último, los suelos salinos como su nombre indica tienen una alta presencia de sales, independientemente del tipo de textura que tenga el suelo. Cuando se suma un suelo arcilloso con un suelo salino la capacidad productiva del suelo disminuye mucho. La capacidad portante de un suelo salino se reduce significativamente debido a la degradación de su estructura. La salinidad puede provocar que las partículas del suelo se dispersen, disminuyendo la cohesión y la resistencia del suelo.

3.3.5 Aplicación del criterio.

Luego de conocer y documentar toda la información relacionada a las familias de la zona beneficiada con el proyecto, se debe identificar detenidamente aquellas condiciones topográficas que rodean el entorno. Conocer el relieve, el tipo de suelo, obstáculos que pueden afectar el diseño y toda variable de incidencia.

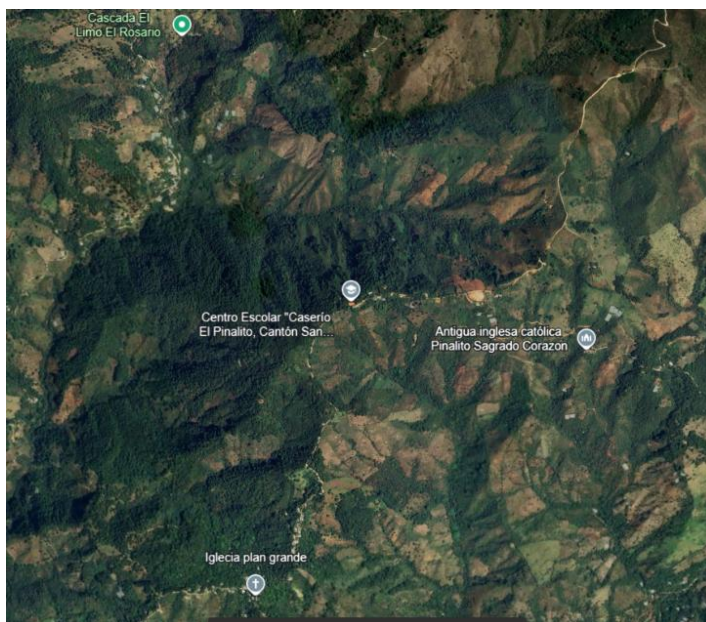
En esta etapa del capítulo se pretende recrear escenarios adversos en los cuales se deben tomar decisiones para la elaboración de un diseño de líneas eléctricas de distribución.

3.3.6 Escenario #1.

Se tiene el requerimiento de diseñar una línea eléctrica de distribución de 7.6kv que suministre energía a la comunidad e incluyendo al centro escolar de El Pinalito, considerar que se cuenta con líneas existentes a 7.6kv en plan grande y El Limo.

Figura 51.

Comunidad El Pinalito.



Conocer las distancias entre los lugares donde ya se cuenta con líneas existentes y El Pinalito, posterior a eso, determinar las posibles rutas y definir la más viable.

Consideración:

Cantidad de vivienda = 10

Nivel de voltaje primario = 7600v

Mediciones

Figura 53.

Distancia de El Limo hasta El Pinalito.

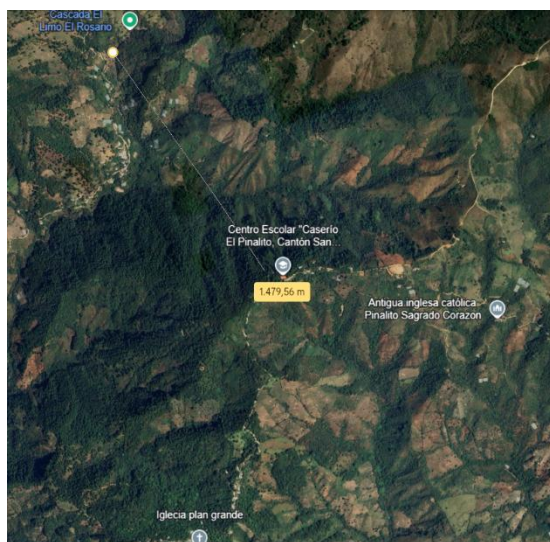
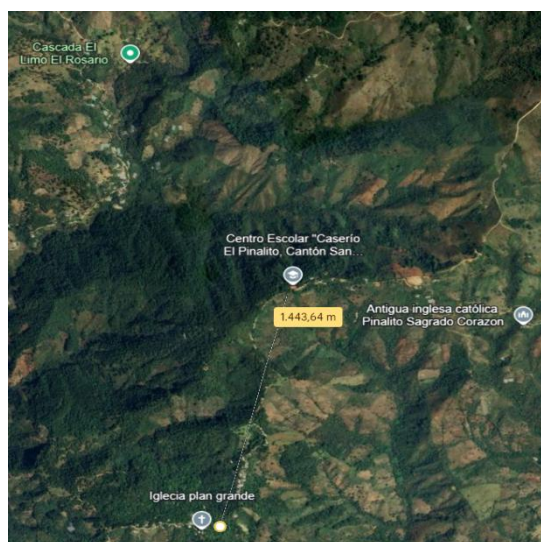


Figura 52.

Distancia de Plano Grande hasta El Pinalito.



Se evidencia que la distancia entre el destino de la nueva línea y los lugares existentes es diferente, 1480 metros desde El Limo y 1443 metros desde Plan Grande, por tanto, se considera más viable desarrollar el proyecto desde la distancia más corta.

Nota: Es fundamental conocer el o los propietarios de los terrenos por donde se proyecta pasar la línea para saber la disposición y apoyo al proyecto.

Se analizará la alternativa de llevar energía desde Plan Grande hasta El Pinalito, considerando el relieve del terreno, se tiene lo siguiente:

Figura 54.

Relieve de la ruta.



Se logra apreciar que existe una calle que conecta las dos comunidades y avanza sobre la cima de la montaña. Con base en lo expuesto se desarrollan dos propuestas.

Propuesta #1

Para la propuesta uno se pretende llevar el circuito por la calle considerando la posibilidad de crecimiento poblacional en la zona y determinando la viabilidad de erradicarse sin riesgos en ese sector. Se genera un diseño similar al siguiente:

Figura 55.

Trazo por la calle (vista planta).

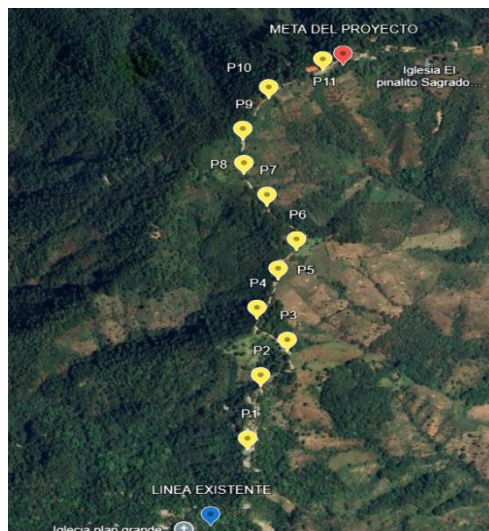


Figura 56.

Trazo por la calle (vista lateral).



Este diseño implica la instalación de un promedio de 11 postes con vanos promediados en 100 y 120 metros. Al final del circuito se debería instalar un transformador con la capacidad de suplir la carga de la comunidad, de la escuela y proyección para carga futura. Se proyectó esta ruta por la posibilidad de erradicación de viviendas sobre la calle, si este escenario se presenta, sería una segunda etapa la instalación de una nueva subestación.

Propuesta #2

Para la propuesta 2 se realizó una investigación minuciosa sobre los propietarios de los terrenos y se determinó que son parte de la comunidad meta del proyecto, por tanto, manifiestan total disposición para trazar la línea sobre el terreno que sea necesario y llevar la energía hasta la comunidad, considerando un circuito eficiente y económicamente viable. Se genera un diseño similar al siguiente:

Figura 57.

Trazo por puntos altos (vista planta).

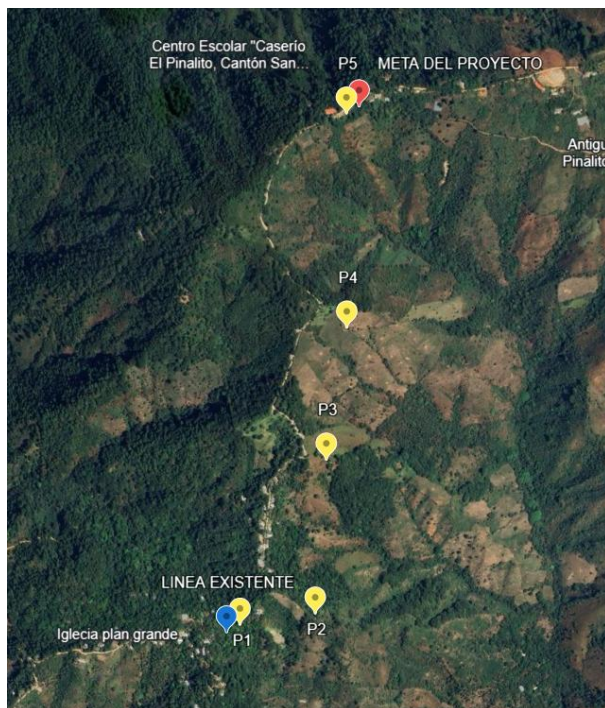
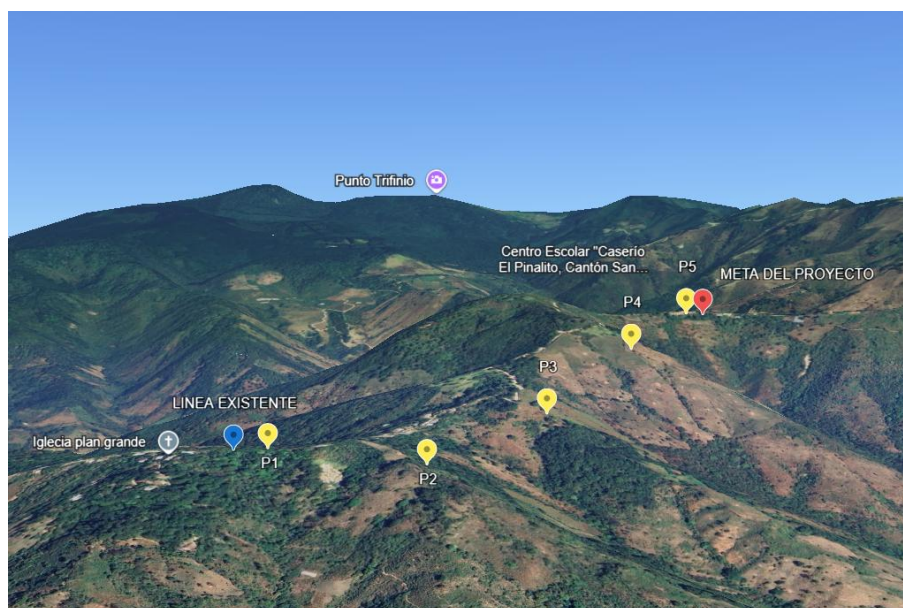


Figura 58.

Trazo por puntos altos (vista lateral).



Con esta propuesta se plantea llegar a la comunidad El Pinalito con 5 postes y un promedio de vanos de 280 a 300 metros, utilizando en un vano que supere los 300 metros un marco tipo “H” como se mencionó en la parte anterior de este capítulo. Este diseño permite hacer un trazo más lineal, reducir metros de cable, disminuir cantidad de postes y trabajar en menos puntos de excavación, en general menos inversión.

Las propuestas presentadas son bastante generales, sin embargo, dentro del análisis de las características topográficas se deben evaluar otros factores como se mencionó antes, entre ellos uno de los más significativos es el tipo de suelo, ya que esto condiciona los trabajos relacionados a la instalación de postes y anclajes, definitivamente afecta el diseño.

3.4 Condiciones medioambientales.

El diseño de una línea de distribución de energía eléctrica es un complejo equilibrio entre ingeniería, economía y seguridad. Sin embargo, hay un factor siempre presente y de mucho valor que no se puede ignorar: las condiciones climáticas. La naturaleza, con sus impredecibles fenómenos meteorológicos, ejerce una influencia directa y a menudo severa sobre la infraestructura eléctrica. Desde la tensión constante del viento hasta la carga implacable del hielo, (en algunas regiones del mundo), lluvias y las fluctuaciones extremas de temperatura, cada elemento climático debe ser meticulosamente considerado y cuantificado.

Ignorar estas fuerzas naturales no solo comprometería la fiabilidad del suministro eléctrico, llevando a fallas recurrentes y costosas interrupciones, sino que también representaría un riesgo inaceptable para la seguridad pública. Por lo tanto, un diseño robusto y resiliente de cualquier línea de distribución comienza por entender y anticipar cómo el clima moldeará el comportamiento mecánico y eléctrico de los conductores, los postes, los herrajes y los aisladores. Es en esta fase crítica donde se definen las especificaciones que permitirán a la línea soportar las inclemencias del tiempo y garantizar que la energía fluya de manera segura y continua, sin importar lo que las condiciones climatológicas deparen.

3.4.1 Clima.

El clima se refiere al patrón promedio de las condiciones meteorológicas de una región específica durante un período de tiempo prolongado, generalmente un mínimo de 30 años. Es una descripción estadística que incluye los valores típicos y la variabilidad de elementos como la temperatura, la precipitación, la humedad, la presión atmosférica y el viento.

Es lo que esperamos que suceda en términos de tiempo a lo largo de las estaciones y años. Por ejemplo, cuando decimos que Metapán tiene un "clima tropical", nos referimos a que, a lo largo de décadas, es común esperar temperaturas cálidas, alta humedad y una temporada de lluvias bien definida.

El clima está determinado por la interacción de varios elementos (lo que se mide) y factores (lo que influye en los elementos)

Elementos del Clima

El clima se define por el patrón promedio y la variabilidad de ciertos componentes de la atmósfera. Estos componentes, que se miden y se estudian a lo largo del tiempo, son los elementos del clima.

Los elementos del clima son:

- Temperatura: El grado de calor o frío en la atmósfera.
- Precipitación: Este es el término general que abarca cualquier forma de agua que cae de las nubes y llega a la superficie terrestre. Aquí se incluyen:
 - Lluvia: Gotas de agua líquida.
 - Nieve: Cristales de hielo.
 - Granizo: Bolas o grumos irregulares de hielo.
 - Llovizna, aguaceros, etc.

Por lo tanto, la lluvia es una de las formas más comunes e importantes de precipitación.

- Humedad: La cantidad de vapor de agua presente en el aire.

Presión Atmosférica: El peso de la columna de aire sobre un punto dado.

- Viento: El movimiento del aire.
- Nubosidad: La cantidad y tipo de nubes que cubren el cielo.

Factores Climáticos (lo que da forma al clima):

- Latitud: La distancia desde el ecuador; afecta la cantidad de radiación solar recibida.
- Altitud: La altura sobre el nivel del mar; a mayor altitud, generalmente menor temperatura y presión.
- Relieve: Montañas, valles, llanuras; influyen en la circulación del aire y la distribución de las precipitaciones.
- Corrientes Marinas: Masas de agua con diferentes temperaturas que modifican el clima de las zonas costeras.
- Distancia al Mar: Las zonas costeras tienden a tener temperaturas más moderadas y mayor humedad que las zonas interiores.

Por lo expuesto hasta ahora sobre el clima, se ve la necesidad de tenerlo presente como un criterio bien definido para la elaboración de un proyecto de distribución de energía eléctrica. A continuación, se profundizará en tres aspectos que han sido considerados como primordiales.

3.4.2 Temperatura.

La temperatura es uno de los parámetros climáticos más críticos en el diseño, operación y mantenimiento de cualquier proyecto de distribución de energía eléctrica. Sus efectos son de muchas maneras y condicionan profundamente varios aspectos de la infraestructura.

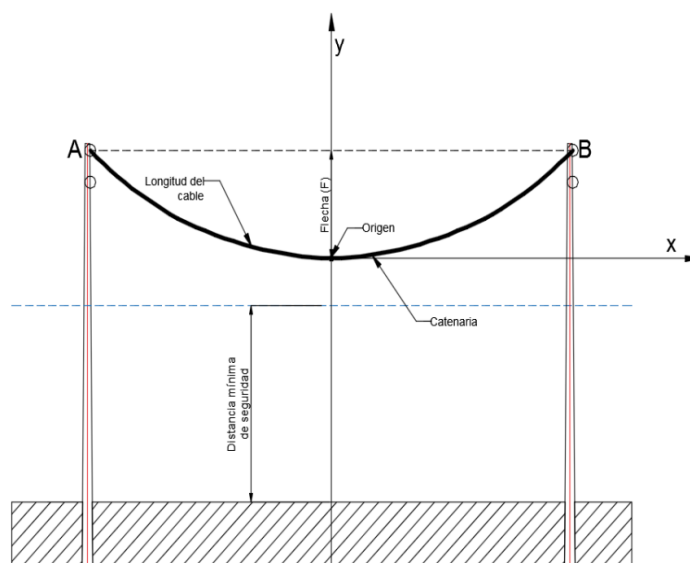
Efecto en los Conductores (Flecha y Tensión).

Este es quizás el efecto más directo y visible.

Dilatación y Contracción Térmica: Los conductores eléctricos (cobre y aluminio) se dilatan (alargan) cuando la temperatura aumenta y se contraen (acortan) cuando la temperatura disminuye.

Alta Temperatura: El conductor se alarga, aumentando la flecha (caída) entre los apoyos y disminuyendo la tensión mecánica. Esto es crítico porque si la flecha es excesiva, el conductor podría no mantener las distancias de seguridad mínimas al suelo, a edificios o a otras líneas, creando un riesgo de arco eléctrico, cortocircuito o contacto con personas/objetos. Los ingenieros deben calcular la flecha máxima para las temperaturas más altas esperadas en la zona (considerando el registro histórico en Metapán).

Baja Temperatura: El conductor se contrae, disminuyendo la flecha y aumentando la tensión mecánica. Una tensión excesiva puede sobrecargar los postes, las crucetas y los herrajes, llevando a fallas estructurales o rotura del conductor, especialmente en condiciones de viento o hielo. Los ingenieros deben calcular la tensión máxima para las temperaturas más bajas esperadas.



Diseño de vanos y postes: La variación de la flecha con la temperatura directamente influye en la longitud de los vanos (distancia entre postes) y en la altura de los postes. Vanos más largos requieren postes más altos o conductores más tensos (con el riesgo que eso implica a bajas temperaturas).

Capacidad de Corriente (Ampacidad o Capacidad de Conducción).

Aumento de la Resistencia Eléctrica: La resistividad eléctrica de los metales (cobre y aluminio) aumenta con la temperatura. Esto significa que, a mayor temperatura del conductor, mayor será su resistencia al paso de la corriente eléctrica.

Efecto Joule y Calentamiento: Cuando la corriente eléctrica fluye por un conductor, se produce calor debido a su resistencia (Efecto Joule: $P = I^2 \cdot R$). Si la temperatura ambiente es alta, el conductor ya está caliente, y el calor adicional generado por la corriente puede elevar su temperatura por encima de los límites seguros.

Reducción de la Capacidad de Carga: Para evitar el sobrecalentamiento del conductor (que podría dañar el aislamiento, reducir su vida útil o incluso fundirlo), se debe reducir la capacidad de corriente nominal del conductor para las temperaturas ambiente más altas esperadas, temperaturas elevadas significa que un conductor debe ser dimensionado para transportar menos corriente de la que podría a una temperatura más baja. Esto puede implicar el uso de conductores de mayor sección transversal o de materiales con mejor disipación de calor para la misma carga eléctrica, aumentando los costos del proyecto.

Degradación del Aislamiento: El aislamiento de los cables de cualquier tipo, tiene una temperatura máxima de operación. La exposición prolongada o repetida a temperaturas por encima de este límite acelera la degradación del material, volviéndolo quebradizo, perdiendo sus propiedades dieléctricas y reduciendo drásticamente la vida útil del cable. Otros equipos de la línea de distribución, como transformadores, seccionadores, pararrayos y dispositivos de protección, también tienen rangos de temperatura de operación. Temperaturas ambientes elevadas pueden reducir su eficiencia, acortar su vida útil o incluso causar fallas prematuras. Los aceites dieléctricos en los transformadores, por ejemplo, pierden propiedades a temperaturas elevadas.

Estructuras de Soporte: El cálculo de las cargas mecánicas en los postes y herrajes debe considerar las tensiones extremas generadas por la contracción a bajas temperaturas y la flexión excesiva a altas temperaturas. Esto puede llevar a la necesidad de postes más robustos o cercanos, aumentando los costos de infraestructura.

La temperatura no es solo un factor ambiental; es una variable de diseño fundamental que define la capacidad, la seguridad y la durabilidad de una línea de distribución eléctrica. Un diseño que no considera adecuadamente las condiciones térmicas de la región estará destinado a sufrir problemas de rendimiento, fallas y altos costos de mantenimiento.

3.4.3 Precipitación.

El factor precipitación (lluvia, nieve, granizo, y especialmente el hielo) tiene un impacto significativo y a menudo muy destructivo en los sistemas de distribución de energía eléctrica. No es solo la presencia de agua, sino las formas en que esta interactúa con la infraestructura lo que genera desafíos.

Dado que nos enfocamos en Metapán, El Salvador, donde las temperaturas frías extremas con nieve o hielo no se dan, nos centraremos más en el impacto de la lluvia y sus fenómenos asociados (tormentas, vientos, inundaciones).

Impacto de la Lluvia (y fenómenos asociados).

Cortocircuitos y Fallas a Tierra:

Reducción del aislamiento: El agua es un conductor. Cuando la superficie de aisladores, cables cubiertos, o componentes se moja, su capacidad aislante disminuye. Esto puede llevar a descargas disruptivas (flashovers), donde la corriente eléctrica salta la superficie del aislador hacia tierra o entre fases, causando un cortocircuito.

Contaminación: La lluvia arrastra contaminantes (polvo, sal en zonas costeras, polución industrial) que se depositan en los aisladores. Cuando esta capa contaminada se humedece, se vuelve conductora, facilitando las descargas disruptivas.

Fallas en equipos: El agua puede infiltrarse en equipos mal sellados como transformadores, seccionadores o medidores, causando cortocircuitos internos y daños severos.

Daños mecánicos (especialmente con Tormentas):

Viento y lluvia combinados: Las lluvias intensas suelen venir acompañadas de fuertes vientos (tormentas). El viento ejerce una fuerza lateral considerable sobre los postes, conductores y estructuras, mientras que la lluvia las moja, aumentando su peso y el riesgo de rotura o caída.

Caída de árboles y ramas: Las raíces de los árboles se ablandan con la lluvia, y el peso del agua en las hojas y ramas los hace más vulnerables a caer sobre las líneas de distribución bajo fuertes vientos. Esto es una causa muy común de interrupciones de servicio.

Erosión y deslizamientos de Tierra: La lluvia persistente o torrencial puede erosionar la base de los postes, especialmente en terrenos inestables, comprometiendo su estabilidad y llevando a su caída. En laderas o zonas montañosas, puede causar deslizamientos de tierra que arrastran postes y líneas.

Inundaciones: Daños a equipos subterráneos y a nivel del suelo: Las inundaciones pueden sumergir subestaciones, transformadores de pedestal, cajas de empalme subterráneas y otros equipos a nivel del suelo. El agua daña los componentes eléctricos, causa corrosión y requiere la desenergización completa de la zona hasta que el equipo se seque o sea reemplazado.

Corrosión: La exposición constante a la humedad y la lluvia puede acelerar la corrosión de los componentes metálicos como herrajes, postes de acero y conexiones, reduciendo su vida útil y su resistencia mecánica.

Impacto en la seguridad: Riesgo de electrocución: Los conductores caídos o los equipos energizados sumergidos en agua representan un peligro extremo de electrocución para personas y animales.

3.4.4 Consideraciones de diseño y estrategias de mitigación.

Para un proyecto de distribución en Metapán, el diseño debe considerar:

Zonas de precipitaciones intensas: Dimensionar conductores y estructuras para soportar cargas de viento combinadas con el peso de la lluvia.

Gestión de la vegetación: Un programa robusto de poda de árboles es fundamental para reducir la caída de ramas sobre las líneas durante las lluvias y tormentas.

Selección de aisladores: Usar aisladores con mayor distancia de fuga o diseños hidrófobos en zonas con alta contaminación ambiental y lluvias frecuentes para evitar descargas.

Sellado de equipos: Asegurar que los transformadores, medidores y cajas de conexiones tengan un sellado adecuado para evitar la entrada de agua.

Sistemas de drenaje: Planificar drenajes adecuados alrededor de subestaciones y equipos a nivel del suelo para evitar inundaciones.

Postes reforzados: En zonas con suelos inestables o propensos a la erosión, utilizar postes más robustos o con cimentaciones más profundas.

La precipitación es un factor climático dominante que, junto con el viento y la temperatura, moldea el diseño y la resiliencia de los sistemas de distribución eléctrica, exigiendo soluciones de ingeniería robustas para garantizar un suministro continuo y seguro.

3.4.5 Viento.

El viento es un factor crítico en el diseño de las líneas de distribución eléctrica, ya que puede generar diversas tensiones y movimientos que, si no se consideran adecuadamente, pueden provocar fallas en el sistema, interrupciones del servicio y daños a la infraestructura.

Esfuerzo lateral: El viento ejerce una presión lateral sobre los postes y torres, así como sobre los conductores (cables). Esta fuerza puede causar la flexión o incluso la rotura de los postes, especialmente en vientos fuertes o ráfagas.

Balaneo de cables (oscilación): El viento provoca el movimiento de los cables, que puede ser de varios tipos, pero nos referiremos a dos en concreto.

Balaneo simple: El viento empuja los cables lateralmente, haciendo que se acerquen entre sí o a la torre. Si la distancia de seguridad se reduce demasiado, puede haber un arco eléctrico (cortocircuito) entre fases o entre una fase y tierra.

Galopeo: Es un tipo de oscilación de gran amplitud y baja frecuencia, generalmente en una dirección elíptica o vertical. Ocurre cuando se forma hielo o escarcha asimétricamente en los cables y el viento incide de cierta manera, creando fuerzas aerodinámicas que hacen que el cable "galope". Esto puede provocar cortocircuitos repetitivos o incluso la ruptura de los conductores debido a la fatiga del material.

El diseño debe asegurar que, incluso bajo la acción del viento más fuerte esperado, los conductores mantengan una distancia mínima de seguridad entre sí y con respecto a la torre, el terreno, edificios u otros objetos. Esto evita arcos eléctricos que podrían causar interrupciones.

Velocidad y dirección del viento: Los diseños se basan en datos históricos de velocidad y dirección del viento de la región. En El Salvador, por ejemplo, las normativas técnicas establecen zonas geográficas con velocidades de viento máximas esperadas (Zona 1: 80 km/h, Zona 2: 100 km/h, Zona 3: 120 km/h). Esto es crucial para determinar las cargas de diseño.

La Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET) Es la entidad encargada de establecer las normas técnicas de diseño, seguridad y operación de las instalaciones de distribución eléctrica. Estas normativas incluyen especificaciones sobre las velocidades de viento a considerar para el cálculo de las cargas, las distancias de seguridad mínimas, y los criterios para el diseño de las estructuras y la selección de equipos, con el objetivo de garantizar la fiabilidad y seguridad del suministro eléctrico frente a las condiciones climáticas, incluyendo el viento.

La Normativa Técnica para el Diseño, Seguridad y Operación de las Instalaciones de Distribución Eléctrica de la SIGET clasifica el territorio en zonas de viento.

1. Zona I (costa y áreas abiertas): Velocidad de viento más alta.
2. Zona II (valles y mesetas): Velocidad de viento intermedia.

3. Zona III (montañas y zonas protegidas): Velocidad de viento menor.

La normativa muestra la velocidad de viento de diseño para cada zona (ej., 120 km/h para Zona I, 100 km/h para Zona II, 80 km/h para Zona III, o valores similares que son revisados periódicamente). Esta velocidad se utiliza para calcular la presión del viento sobre las superficies expuestas.

Metapán, al no estar en la costa, probablemente caería en una Zona II o III, con velocidades de viento de diseño menores que la Zona I (costera), pero aun así, representativas y críticas para el diseño.

4 CAPITULO 4 DISEÑO DE LA LINEA.

4.1 Introducción al diseño de la línea.

En este capítulo se presenta la propuesta de diseño de la línea eléctrica para la comunidad La Perla, la cual reúne todas las valoraciones tanto técnicas, como económicas para convertirse en una opción viable para posteriormente valorar una eventual ejecución en apoyo conjunto entre la comunidad y otras instituciones como alcaldías, gobierno central y ONG's.

El diseño toma en consideración todos los aspectos contemplados en el marco normativo nacional para el diseño de líneas eléctricas de distribución en media y baja tensión. Como punto de partida para el desarrollo del diseño se identificó cada uno de los factores presentes en la comunidad, tales como; la cantidad de familias sin energía eléctrica, la distribución de las familias en la comunidad, la distancia total entre la primera y última familia, el censo y proyección de carga por familia, el relieve del terreno, la propiedad donde esta erradicada la comunidad, la flora y fauna local.

Durante el desarrollo de este capítulo se desglosa la información correspondiente a un proyecto de instrucción de energía eléctrica en media y baja tensión, donde se presenta: el diseño específico de la línea, la memoria de cálculo, cuadro de estructuras, cuadro de vanos, diagrama unifilar, isométricos de punto 01 e isométricos de las subestaciones eléctricas, simbología de la línea, perfil longitudinal, croquis de ubicación y lista de materiales. Toda esta información se explicada a detalle con su respectiva base, fundamento y norma. Finalmente se resume en un plano eléctrico con las características solicitadas en la normativa nacional.

Adicional a la información técnica del plano, se presenta un presupuesto con precios individuales actualizados a la fecha, para identificar la magnitud de la inversión cuando el proyecto se pueda ejecutar.

Como complemento en el capítulo se explica el proceso administrativo que es necesario desarrollar para legalizar la obra eléctrica en todas sus etapas.

4.2 Diseño de la línea.

A continuación, se presenta la información relacionada al diseño de la línea objeto de este documento, se presentan todos los detalles correspondientes desde el inicio en la toma de datos.

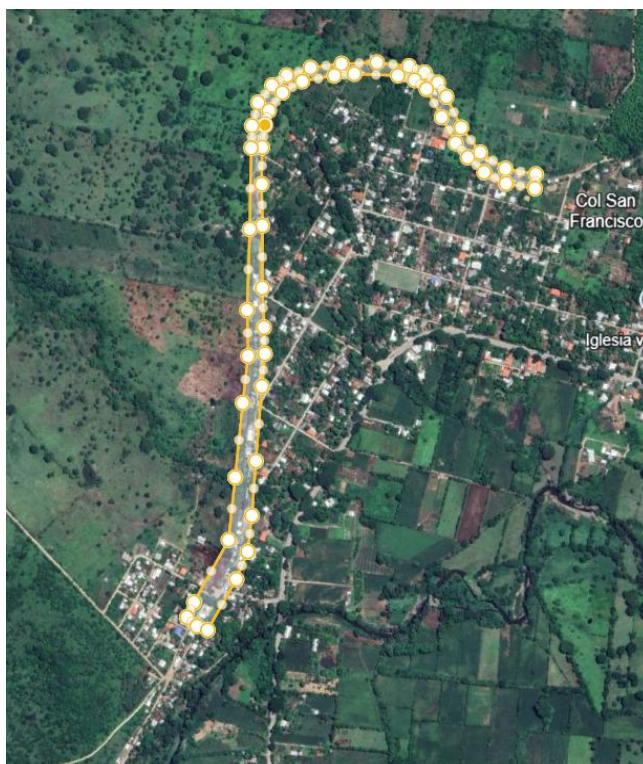
Generalidades:

Nombre del proyecto:	Diseño de una línea de distribución en media y baja tensión de 2 km monofásica para beneficiar a la comunidad La Perla en el distrito de Metapán, municipio de Santa Ana Norte.
Ubicación:	Línea férrea en comunidad La Perla en el distrito de Metapán, municipio de Santa Ana Norte, departamento de Santa Ana.
Objetivo:	Diseñar una línea de distribución en media y baja tensión de 2 kilómetros monofásica, que reúna las características esenciales de forma eficiente e integral y proporcione la información técnica pertinente para beneficiar a la comunidad La Perla, mediante la aplicación tecnología, criterios técnicos y el marco normativo nacional vigente.
Población meta:	83 familias. 65 familias de forma directa (sin energía). 18 familias de forma indirecta (con energía compartida).
Área para intervenir:	2.1 kilómetros lineales.
Zona:	Rural.
Organización comunitaria:	Asociación de desarrollo comunal La Perla.

4.2.1 Área de intervención.

Figura 59.

Comunidad La Perla.



La comunidad esta erradicada sobre la línea férrea la cual pertenece al gobierno central y es administrada por la Comisión Ejecutiva Portuaria Autónoma (CEPA). FENADESAL, entidad que controla, regula y autoriza la utilización del suelo y cualquier intervención sobre este.

Para que el diseño llegue a una eventual ejecución es de suma importancia el consentimiento y autorización por parte de CEPA, la entidad de gobierno debe emitir una autorización para la institución que financiará el proyecto y una autorización para la empresa distribuidora de energía. Se presentan ejemplos de los permisos a tramitar por la asociación de desarrollo comunal (Anexos). CEPA emite los permisos y son generales para la construcción de la línea de distribución, además, de forma individual los permisos para conexión de nuevo servicio en baja tensión para cada familia.

4.2.2 Levantamiento de datos.

Como punto de partida y parte esencial para diseño, se inicia por el levantamiento o toma de datos, esta actividad se realizó en 2 etapas;

- ✓ Etapa 1: Conocimiento del entorno.
- ✓ Etapa 2: Mediciones.

Etapa 1 Conocimiento del entorno.

En esta etapa se hizo el primer contacto con la comunidad conociendo el lugar e identificando las condiciones en las que viven las familias, determinando cuantas familias no cuentan con energía eléctrica, quienes comparten un servicio y viviendas que no cuentan con personas habitando permanentemente.

Visita técnica 1

Figura 61.

Comunidad La Perla.



Figura 60.

Comunidad La Perla.



Se obtuvo la siguiente información en relación con las familias.

Tabla 9.

Detalle de viviendas en comunidad La Perla.

Condiciones	Sin electricidad (habitada)	Sin electricidad (no habitada)	Con electricidad (Compartida)
Viviendas de la comunidad.	12	53	18
Total	83		

Las personas manifiestan que las casas que no están habitadas son por falta de energía eléctrica, se encuentran alquilando otra vivienda mientras se gestiona el proyecto eléctrico en la comunidad y regresarán a habitarla de forma permanente.

4.2.3 Relieve.

Durante esta visita se identificó el relieve de la zona y se evidencia que la comunidad esta sobre una zona llana y no se encuentran pendientes muy pronunciadas. Las vías del tren ya han sido retiradas hace mucho tiempo.

Figura 62.

Relieve de la comunidad.



Nota: Google earth.

Contar con un relieve en su mayoría plano facilita la toma de datos y posteriormente la ejecución de la obra.

4.2.4 Suelo.

En relación con el suelo se identificó un factor característico similar a lo largo de toda la comunidad del tipo arcilloso-rocoso. El cual brinda buenas condiciones para la instalación de postes tanto de concreto como metálicos.

Figura 63.

Tipo de suelo en comunidad La Perla.



4.2.5 Flora y fauna.

A lo largo del trayecto se encuentran algunos árboles, pero bastante pequeños y no están dentro de la lista de árboles protegidos, por tanto, solo se gestionará la poda respectiva con la municipalidad de Santa Ana Norte donde aplique.

4.2.6 Accesos a la comunidad.

Como se mencionó anteriormente la comunidad La Perla esta erradicada sobre la línea férrea y colinda al sur con la colonia San Francisco, ambas pertenecientes al caserío Guajoyo en el cantón Belén Guijat. La comunidad tiene diferentes accesos y conexiones con la colonia San Francisco, como se muestra en la siguiente imagen.

Figura 64.

Vías de conexión con colonia vecina.



4.2.7 Líneas eléctricas existentes cercanas.

Se identificaron las líneas existentes cerca de la comunidad con potencial para entroncar la nueva línea y se identificaron 2 circuitos que cruzan transversalmente la comunidad. Adicional se encuentran líneas de media tensión cerca de varios accesos en la comunidad.

Circuitos existentes que cruzan transversalmente la comunidad.

Figura 65.

Circuitos existentes sobre la comunidad La Perla.



El primer circuito es una línea trifásica que suministrará energía a una subestación de 45 Kva, para una nueva colonia que está en construcción. (La subestación aún no está entroncada a la fecha de elaboración de este documento). La línea está construida con postes de concreto de 40 pies y cuenta con un sistema de seguridad para líneas que cruzan las vías férreas, como se muestra en las siguientes imágenes.

Figura 67.

Punto de conexión, nueva colonia.

Figura 66.

Subestación en nueva colonia.

El segundo circuito es una línea monofásica 7.6 kv que suministra energía a una iglesia, la línea es privada y los directivos de la ADESCO mencionan que ya se intentó establecer contacto con los propietarios, pero no muestran disposición para el uso de la línea.

Figura 68.

Circuito 7.6kv línea privada.

También se encuentran otras líneas eléctricas en media tensión que son propiedad de la distribuidora y se convierten en alternativa para proyectar el entronque de este nuevo diseño. A continuación, se muestran los lugares donde se tiene cercanía de líneas.

Figura 69.

Puntos de conexión a red de la distribuidora.



Se cuenta con tres puntos de posible conexión a la red de la distribuidora, sin embargo, se proyecta iniciar desde la alternativa central (donde está la flecha). Realizar la conexión desde este punto tiene más de un beneficio, principalmente la longitud de la línea en media tensión será menor a la línea en baja tensión, ya que en los extremos del circuito la línea primaria llegará hasta el suministro del último transformador, posterior a eso la línea avanzará con red secundaria, lo que permite la instalación de postes de 26'.

Este es el lugar donde se proyectará el entronque.

Figura 70.

Punto de proyección de entronque.



Nota: Desde este punto se iniciará con el diseño de la línea eléctrica para la comunidad La Perla.

4.2.8 Mediciones.

Etapas 2.

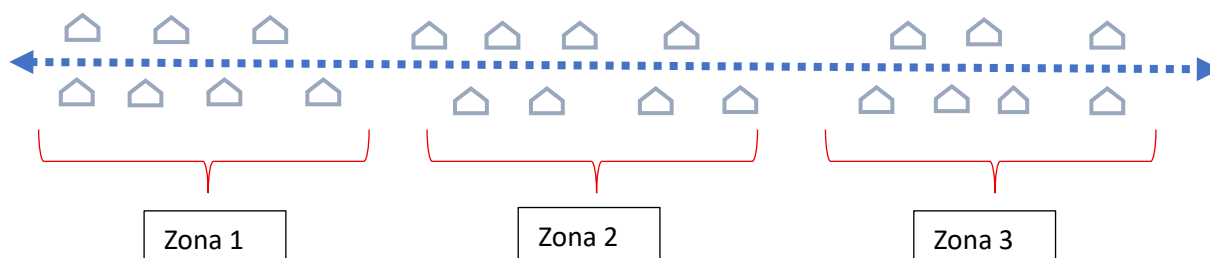
Esta segunda etapa se enfoca el levantamiento de datos y toma de medidas, distancia entre viviendas y levantamiento de información con el equipo de georreferencia GPS GARMING MONTANA 700i para la obtención de las coordenadas, altura sobre nivel del mar y otros aspectos.

Esta actividad se desarrolló marcando referencias para la ubicación de puntos donde posteriormente se instalarán los postes, la distancia máxima permitida según la normativa para la instalación de estructuras secundarias, esto debido a que a lo largo de toda la comunidad La Perla están erradicadas las casas, por tanto, el diseño debe extenderse sobre toda la comunidad. La distancia de referencia para ubicación de puntos será de 50 metros máxima y en casos particulares tenderá a varias.

Las viviendas están distribuidas a lo largo de 2 kilómetros sobre ambos costados de la línea férrea como se representa a continuación.

Figura 71.

División por zonas en la comunidad.



Por la distancia total de la comunidad se considera estratégico la subdivisión en 3 zonas, quedando cada zona con una distancia promedio de 700 metros. Sobre cada zona se proyectará la instalación de un transformador que suministre de forma eficiente el servicio a las viviendas.

Figura 72.

Mediciones en comunidad La Perla.



Figura 73.

Mediciones en comunidad La Perla.



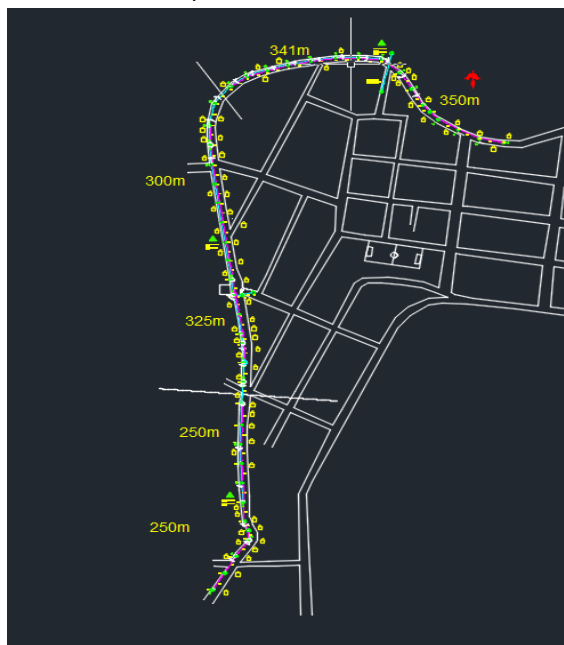
4.2.9 Trazo de línea.

Durante el levantamiento de datos, de forma implícita se va desarrollando el trazo de línea previo, el cual al finalizar el levantamiento se le realiza un ajuste y determinación sobre mejoras que garanticen la funcionalidad y eficiencia del diseño.

A continuación, se muestra el borrador generado en el levantamiento.

Figura 74.

Diseño previo de línea.



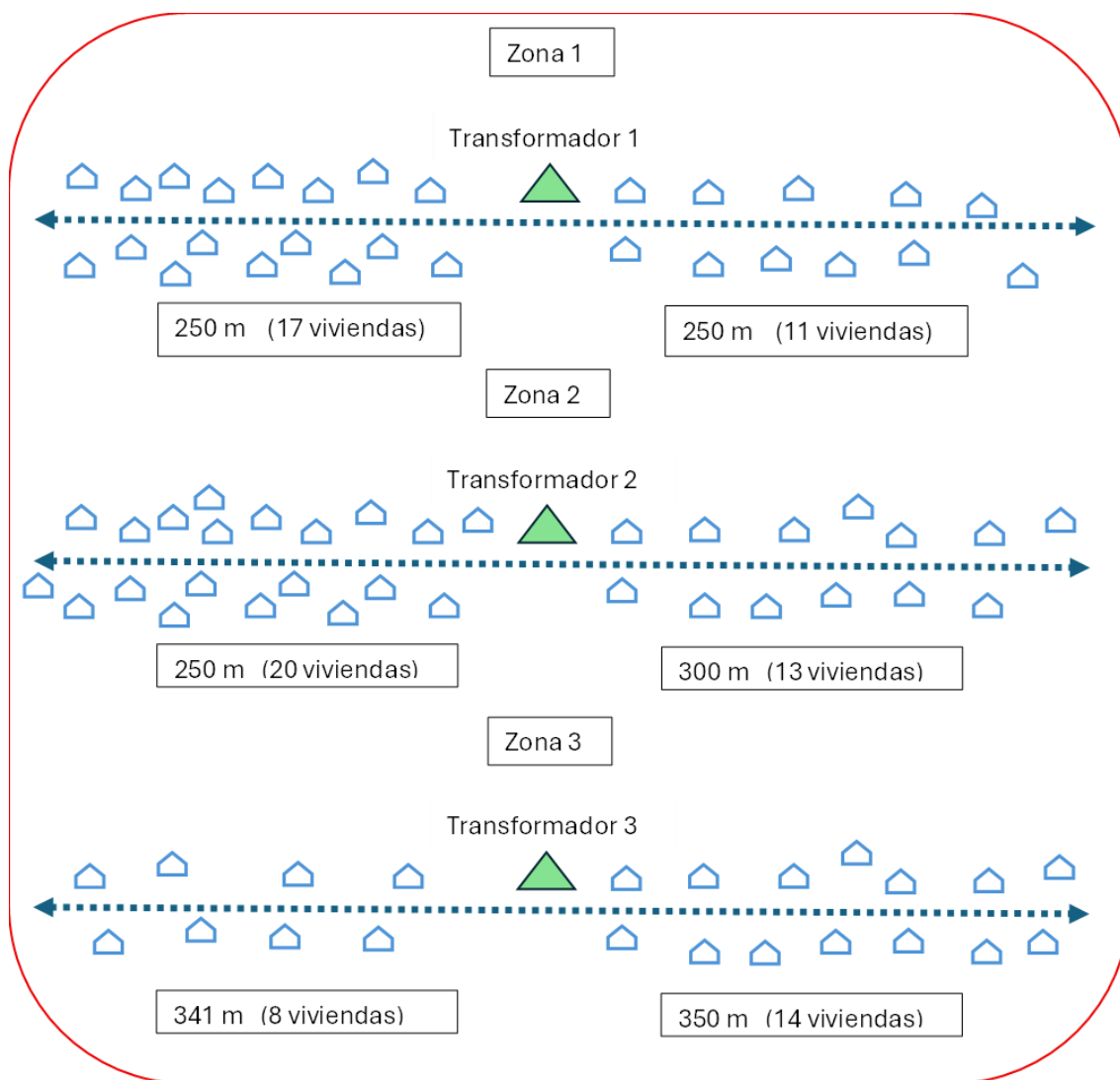
Análisis de ubicación y determinación de cada punto.

Una de las valoraciones fundamentales durante el levantamiento y el diseño previo es la ubicación estratégica y funcional de cada subestación reductora, la cual se encargará de proporcionar el voltaje a nivel funcional a cada una de las viviendas.

A continuación, se presenta un esquema de la distancia que cubrirá cada subestación de acuerdo con la zona y la distancia.

Figura 75.

Distribución de cobertura de cada transformador.



A continuación, se muestra el diseño, ubicación y definición de detalles de cada punto. Se presentan bloques de 3 a 5 puntos con la información contenida en el plano.

Simbología utilizada en el plano para mayor comprensión.

Figura 76.

Simbología utilizada en el plano.

SIMBOLOGIA	
	POSTE DE CONCRETO EXISTENTE DE 35'
	POSTE DE CONCRETO CENTRIFUGADO 40' F2 CLASE 750 A INSTALAR
	POSTE DE CONCRETO CENTRIFUGADO DE 35' CLASE 500 A INSTALAR
	POSTE DE CONCRETO CENTRIFUGADO DE 26' CLASE 500
	LINEA PRIMARIA A INSTALAR 1-F # 2 ACSR 7.6KV (AEREA)
	LINEA PRIMARIA A INSTALAR (AISLADA) 1-ACSR #2 (AEREA)
	LINEA SECUNDARIA A INSTALAR 1-ACSR # 1/0 + 2 WP # 1/0 (AEREA)
	LINEA PRIMARIA EXISTENTE 1F # 2 ACSR 7.6KV + N # 2 ACSR, AES CLESA
	LINEA PRIMARIA EXISTENTE 3F # 2 ACSR 13.2/7.6KV + N # 2 ACSR.
	TRANSFORMADOR MONOFASICO 25 KVA A INSTALAR 7.6 KV 120/240 V
	TRANSFORMADOR MONOFÁSICO 25 KVA EXISTENTE 7.6 KV 120/240 V
	ANCLA SENCILLA
	ANCLA DOBLE
	CORTE CON FUSIBLE DE 7/15KV
	VIVIENDA SIN ENERGIA
	VIVIENDA CON ENERGIA COMPARTIDA
	VIVIENDA NO HABITADA PERMANENTEMENTE

4.2.10 Inicio del diseño.

El punto de entrega más conveniente es el que se muestra en la imagen, en la planimetría se nombra PE (punto de entrega) y el primer punto de la nueva línea no debe exceder los 25 metros, en esta propuesta se coloca en ese punto con el objetivo que permita de forma estratégica colocar la malla de protección sobre líneas férreas. Es importante indicar que en la comunidad La Perla, las líneas ya han sido retiradas, sin embargo, se proyectara la instalación de la malla. La malla es representada por los postes de 26' y las dos líneas paralelas.

Detalle punto a punto.

Punto 01

La numeración de los puntos obedece a cada ubicación de postes, la selección de las estructuras se analiza de acuerdo con la forma de la línea, en ángulo de trayecto y las fuerzas sobre el poste.

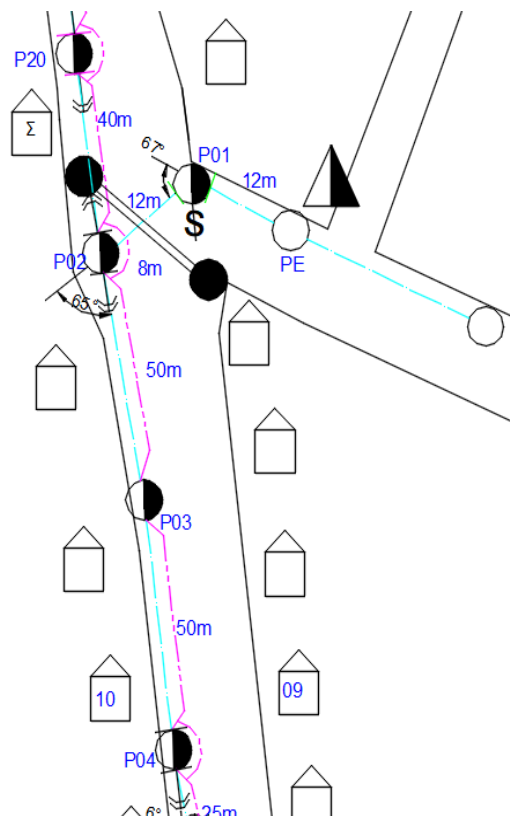
Estructura primaria: 13CC1 + 13CR1

Estructura secundaria: no aplica.

Estructura de neutro: CR.

Estructura de retención: no aplica.

Observaciones: Se ha colocado un cortacircuitos como medida de maniobra y seguridad para la nueva línea.



Es indispensable la instalación del 13CC1 en el primer punto.

Punto 02

Estructura primaria: 13DH1

Estructura secundaria: CE2

Estructura de neutro: CN

Estructura de retención: PD por 2

Observaciones: Se utilizan cortes y retención en la línea debido a un ángulo de apertura entre punto 03 y el 20.

Punto 03

Estructura primaria: 13TS1

Estructura secundaria: TS2

Estructura de neutro: TN

Estructura de retención: no aplica.

Observaciones: Debido a que no se ejerce ninguna fuerza de tensión sobre el poste, por corte del conductor o ángulo de la línea, la función de este es únicamente de sostener el peso del cable, por tanto, se utiliza la estructura tangente tanto en primario como en secundario y neutro.

Punto 04

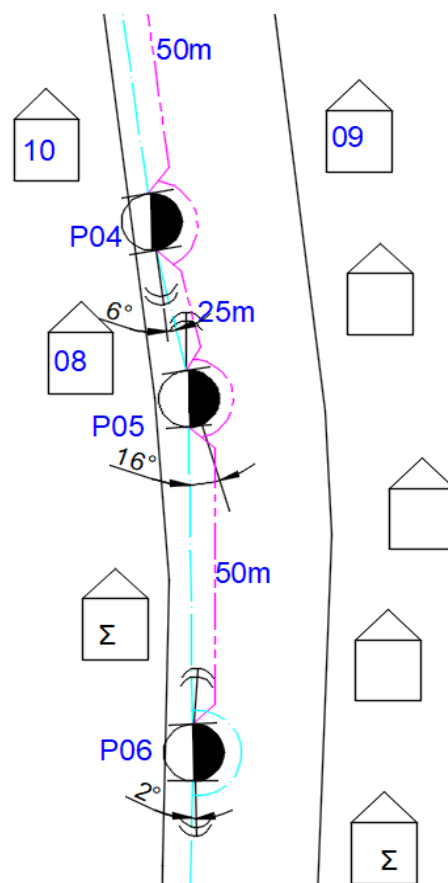
Estructura primaria: 13CH1

Estructura secundaria: CE2

Estructura de neutro: CN

Estructura de retención: PD

Observaciones: Este punto tiene varias situaciones que se deben identificar, una de ellas es que la calle se va abriendo hacia un extremo, por tanto, el vano del 04 al 05 no puede ser de 50 metros ya que obligaría a la instalación de una retenida con orientación a la calle o la necesidad de instalar un poste auto soportado. Entonces el punto 05 se ubicará a 25 metros, lo cual evita la instalación de retención hacia ese punto y permite el ajuste de la línea de acuerdo con la forma de la calle.



Punto 05

Estructura primaria: 13CH1

Estructura secundaria: CE2

Estructura de neutro: CN

Estructura de retención: PD

Observaciones: La retención se instalará para compensar la tensión del cable del punto 05 al 06.

Punto 06

Estructura primaria: 13CH1

Estructura secundaria: RS2

Estructura de neutro: CN

Estructura de retención: PD por 2

Observaciones: La retención se instalará en ambos sentidos porque el vano anterior y el siguiente son de 50 metros, el circuito secundario del transformador actual termina en este punto.

Punto 07

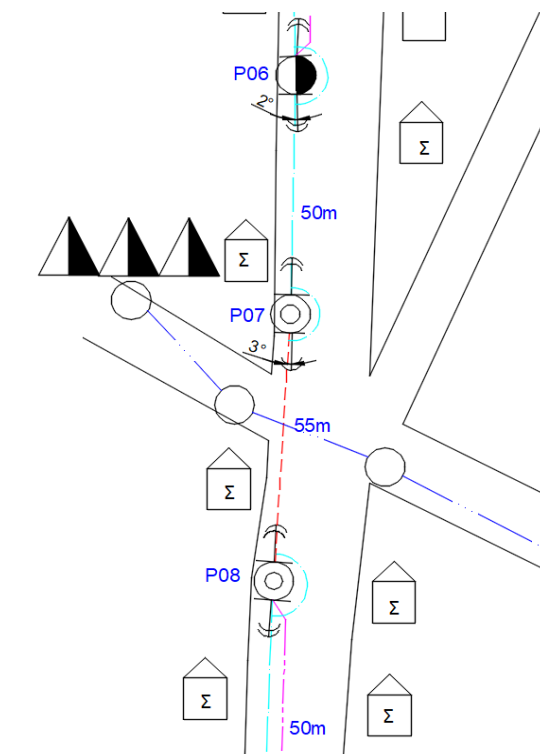
Estructura primaria: 13CH1

Estructura secundaria: no aplica.

Estructura de neutro: CN

Estructura de retención: PD por 2

Observaciones: Esta parte del circuito tiene algunos desafíos que superar, uno de ellos es la línea trifásica existente, la cual está instalada en postes de 40 pies, para solventar la situación se consideran postes de concreto de 40 pies en el punto 07 y 08 del proyecto, más la consideración de cable especial aislado para evitar inducción de la línea entre los circuitos. La altura de instalación del cable dependerá del trazo definitivo al momento de la instalación y la altura del poste permite variar la distancia con referencia al otro circuito y el nivel del piso.



Durante el levantamiento de datos se realizó ejercicio en la zona para determinar la altura, con equipo especial.

Figura 77.

Medición de altura de circuito trifásico.



Punto 08

Estructura primaria: 13CH1

Estructura secundaria: RS2

Estructura de neutro: CN

Estructura de retención: PD por 2

Observaciones: Instalación de postes de 40 pies y remate de cable aislado, más inicio del circuito secundario del siguiente transformador.

Punto 09

Estructura primaria: 13TS1

Estructura secundaria: TS2

Estructura de neutro: TN

Estructura de retención: no aplica.

Observaciones: Debido a que no se ejerce ninguna fuerza de tensión sobre el poste, por corte del conductor o ángulo de la línea, la función de este es únicamente de sostener el peso del cable, por tanto, se utiliza la estructura tangente tanto en primario como en secundario y neutro.

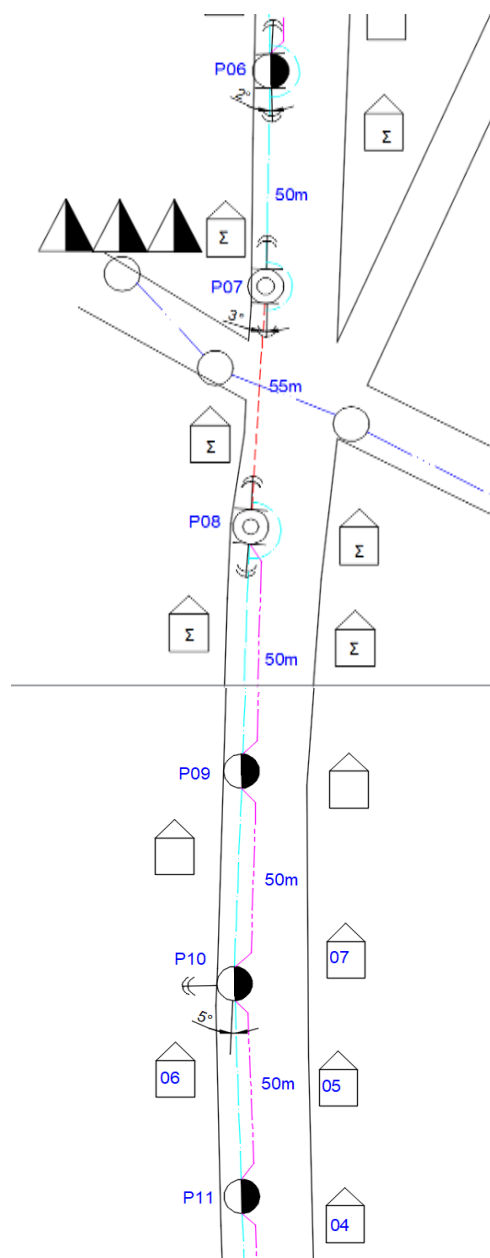
Punto 10

Estructura primaria: 13TD1

Estructura secundaria: CV2

Estructura de neutro: CV

Estructura de retención: PD



Observaciones: El trazo de la línea sufre una leve desviación de 5° , por tanto, se proyecta la instalación de una tangente doble, esta se puede instalar en vanos de 50 metros con desviación de 5° a 10° .

Punto 11

Estructura primaria: 13TS1

Estructura secundaria: TS2

Estructura de neutro: TN

Estructura de retención: no aplica.

Observaciones: Debido a que no se ejerce ninguna fuerza de tensión sobre el poste, por corte del conductor o ángulo de la línea, la función de este es únicamente de sostener el peso del cable, por tanto, se utiliza la estructura tangente tanto en primario como en secundario y neutro.

Punto 12

Estructura primaria: 13TD1

Estructura secundaria: CV2

Estructura de neutro: CV

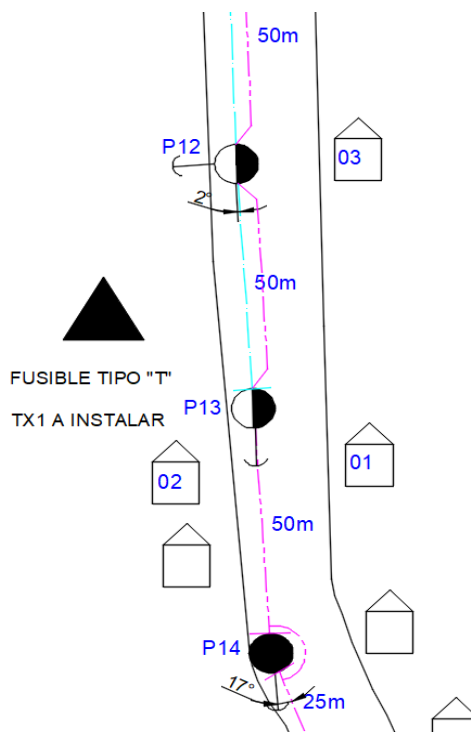
Estructura de retención: PD

Observaciones: El trazo de la línea sufre una leve desviación de 2° , por tanto, se proyecta la instalación de una tangente doble, esta se puede instalar en vanos de 50 metros con desviación de 5° a 10° .

Punto 13

Estructura primaria: 13RH1 + 13T1C

Estructura secundaria: TS2



Estructura de neutro: TN

Estructura de retención: PS

Observaciones: En este punto se instalará el primer transformador de la zona 1, hasta acá se instalará la línea combinada (primaria y secundaria) con postes de 35 pies. La continuidad de la línea será únicamente con el circuito secundario en postes de 26 pies. La retenida es una primaria sencilla ya que solo compensa la tensión ejercida por el remate de la línea primaria.

Punto 14

Estructura secundaria: CR2

Estructura de neutro: CR

Estructura de retención: SS

Observaciones: La estructura utilizada es un cruce doble remate secundario con retención únicamente en un sentido ya que hacia el punto 15 se forma una tensión reducida.

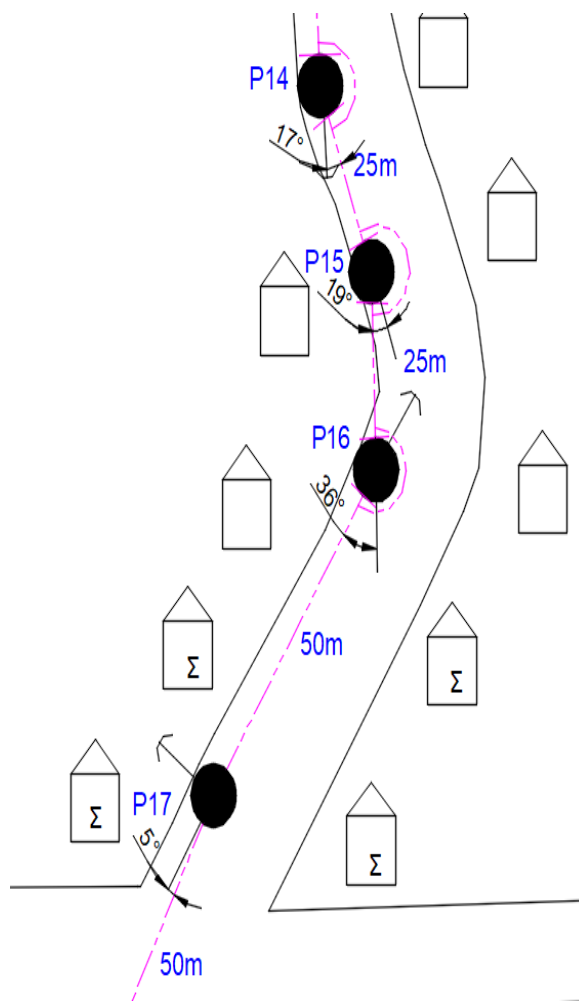
Punto 15

Estructura secundaria: CR2

Estructura de neutro: CR

Estructura de retención: no aplica.

Observaciones: Este punto no utiliza retención porque ambos vanos son tensiones reducidas.



Punto 16

Estructura secundaria: CR2

Estructura de neutro: CR

Estructura de retención: SS

Observaciones: La estructura utilizada es un cruce doble remate secundario con retención únicamente en un sentido ya que hacia el punto 15 se forma una tensión reducida.

Punto 17

Estructura secundaria: CV2

Estructura de neutro: CV

Estructura de retención: SS

Observaciones: La estructura utilizada es un cruce vertical secundario con retención al ángulo el cual es de 5° .

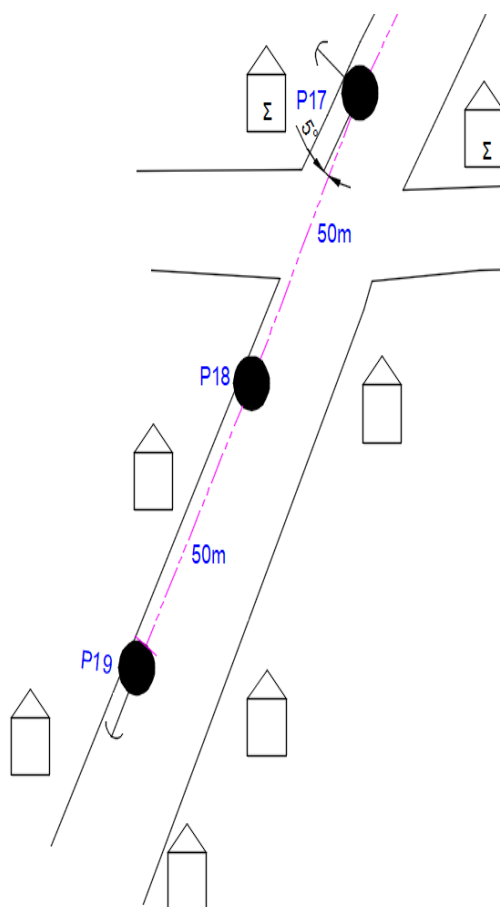
Punto 18

Estructura secundaria: TS2

Estructura de neutro: TN

Estructura de retención: no aplica.

Observaciones: Debido a que no se ejerce ninguna fuerza de tensión sobre el poste, por corte del conductor o ángulo de la línea, la función de este es únicamente de sostener el peso del cable, por tanto, se utiliza la estructura tangente en secundario y neutro.



Punto 19

Estructura secundaria: RS2

Estructura de neutro: RN

Estructura de retención: SS

Observaciones: En este punto finaliza el circuito, ya que las personas del lugar manifestaron que hasta acá es la jurisdicción de la comunidad La Perla. Remate secundario y neutro, con retención secundaria.

La continuidad en la numeración de los puntos del proyecto se retoma después del punto 02

Punto 20

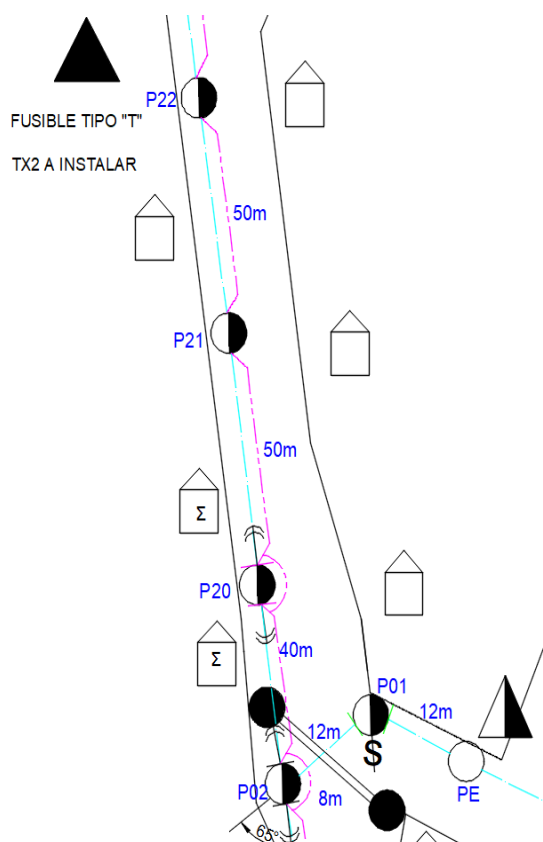
Estructura primaria: 13CH1

Estructura secundaria: CE2

Estructura de neutro: CN

Estructura de retención: PD por 2

Observaciones: La retención se instalará en ambos sentidos porque el vano anterior y el siguiente son de 50 metros.



Punto 21

Estructura primaria: 13TS1

Estructura secundaria: TS2

Estructura de neutro: TN

Estructura de retención: no aplica.

Observaciones: Debido a que no se ejerce ninguna fuerza de tensión sobre el poste, por corte del conductor o ángulo de la línea, la función de este es únicamente de sostener el peso del cable, por tanto, se utiliza la estructura tangente tanto en primario como en secundario y neutro.

Punto 22

Estructura primaria: 13TS1

Estructura secundaria: TS2

Estructura de neutro: TN

Estructura de retención: no aplica.

Observaciones: Debido a que no se ejerce ninguna fuerza de tensión sobre el poste, por corte del conductor o ángulo de la línea, la función de este es únicamente de sostener el peso del cable, por tanto, se utiliza la estructura tangente tanto en primario como en secundario y neutro. En este punto se instalará el segundo transformador de la zona II.

Punto 23, 24 y 25

Estructura primaria: 13TS1

Estructura secundaria: TS2

Estructura de neutro: TN

Estructura de retención: no aplica.

Observaciones: Los puntos 23, 24 y 25 son iguales. Debido a que no se ejerce ninguna fuerza de tensión sobre los postes, por corte del conductor o ángulo de la línea, la función de estos es únicamente de sostener el peso del cable, por tanto, se utilizan estructuras tangentes tanto en primario como en secundario y neutro.

Punto 26

Estructura primaria: 13TD1

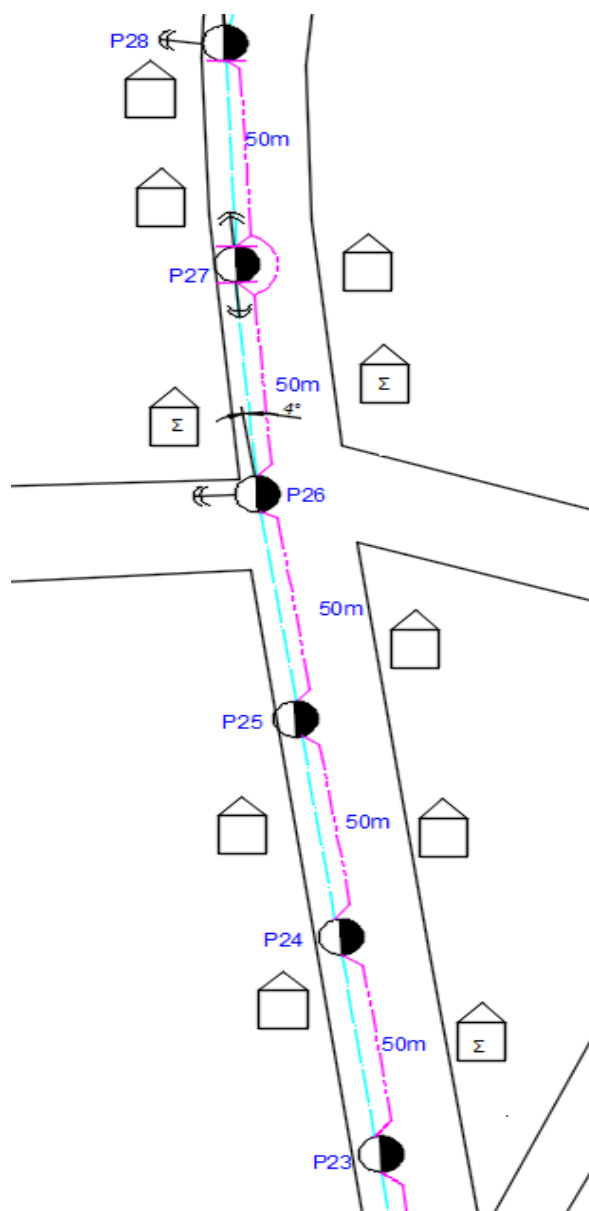
Estructura secundaria: CV2

Estructura de neutro: CV

Estructura de retención: PD

Observaciones: El trazo de la línea

sufre una leve desviación de 4° , por tanto, se proyecta la instalación de una tangente doble, esta se puede instalar en vanos de 50 metros con desviación de 5° a 10° .



Punto 27

Estructura primaria: 13CH1

Estructura secundaria: CE2

Estructura de neutro: CN

Estructura de retención: PD por 2

Observaciones: La retención se instalará en ambos sentidos porque el vano anterior y el siguiente son de 50 metros.

Punto 28

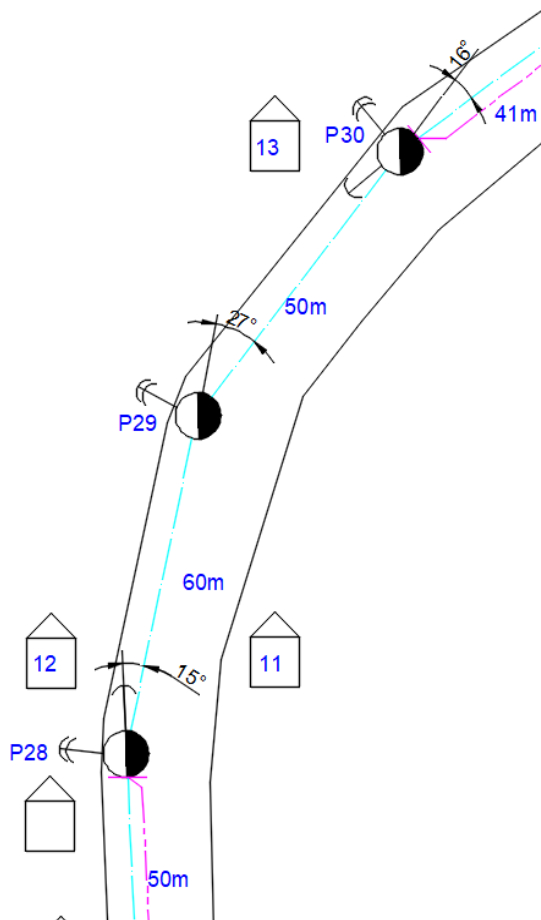
Estructura primaria: 13CV1

Estructura secundaria: RS2

Estructura de neutro: CV

Estructura de retención: PD + SS

Observaciones: El trazo de la línea sufre una desviación de 15° , por tanto, se proyecta la instalación de un cruce vertical sencillo en el primario, esta estructura se puede instalar en vanos de 50 metros con desviación de 6° a 60° . En secundario se proyecta un remate ya que el transformador 2 llega hasta este punto.



Punto 29

Estructura primaria: 13CV1

Estructura secundaria: no aplica.

Estructura de neutro: CV

Estructura de retención: PD

Observaciones: El trazo de la línea sufre una desviación de 27°, por tanto, se proyecta la instalación de un cruce vertical sencillo en el primario, esta estructura se puede instalar en vanos de 50 metros con desviación de 6° a 60°. En secundario no se proyecta estructura, debido a que en el sector no hay casas construidas y tampoco proyección de hacer ya que la zona está catalogada en la comunidad como zona de riesgo. Por lo anterior no se proyecta extender secundario en ambos vanos.

Punto 30

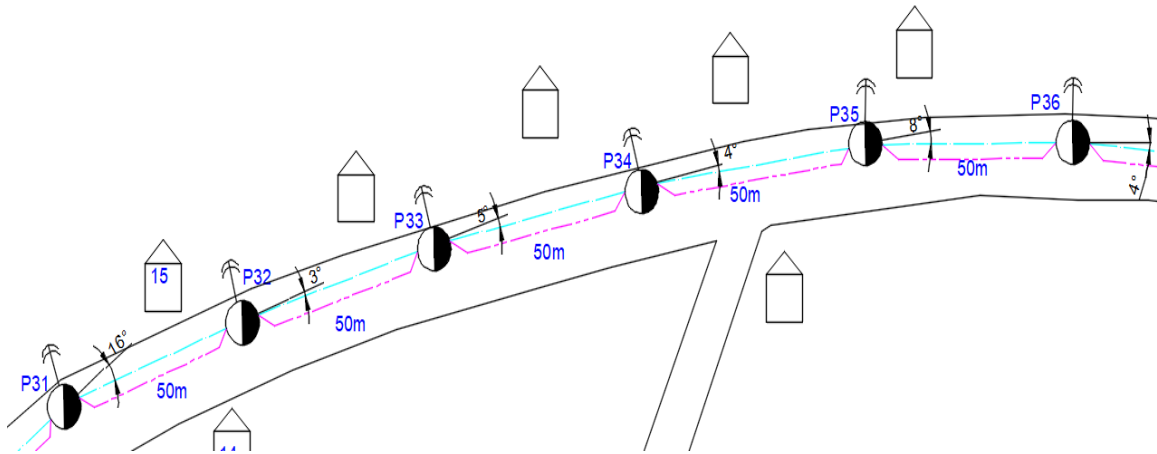
Estructura primaria: 13CV1

Estructura secundaria: RS2

Estructura de neutro: CV

Estructura de retención: PD + SS

Observaciones: El trazo de la línea sufre una desviación de 16°, por tanto, se proyecta la instalación de un cruce vertical sencillo en el primario, esta estructura se puede instalar en vanos de 50 metros con desviación de 6° a 60°. En secundario se proyecta un remate ya que el transformador 3 llega hasta este punto.



Punto 31

Estructura primaria: 13CV1

Estructura secundaria: CV2

Estructura de neutro: CV

Estructura de retención: PD

Observaciones: El trazo de la línea sufre una desviación de 16° , por tanto, se proyecta la instalación de un cruce vertical sencillo en el primario, esta estructura se puede instalar en vanos de 50 metros con desviación de 6° a 60° .

Punto 32

Estructura primaria: 13TD1

Estructura secundaria: CV2

Estructura de neutro: CV

Estructura de retención: PD

Observaciones: El trazo de la línea sufre una leve desviación de 3° , por tanto, se proyecta la instalación de una tangente doble, esta se puede instalar en vanos de 50 metros con desviación de 5° a 10° .

Punto 33

Estructura primaria: 13TD1

Estructura secundaria: CV2

Estructura de neutro: CV

Estructura de retención: PD

Observaciones: El trazo de la línea sufre una leve desviación de 5° , por tanto, se proyecta la instalación de una tangente doble, esta se puede instalar en vanos de 50 metros con desviación de 5° a 10° .

Punto 34

Estructura primaria: 13TD1

Estructura secundaria: CV2

Estructura de neutro: CV

Estructura de retención: PD

Observaciones: El trazo de la línea sufre una leve desviación de 4° , por tanto, se proyecta la instalación de una tangente doble, esta se puede instalar en vanos de 50 metros con desviación de 5° a 10° .

Punto 35

Estructura primaria: 13TD1

Estructura secundaria: CV2

Estructura de neutro: CV

Estructura de retención: PD

Observaciones: El trazo de la línea sufre una leve desviación de 8° , por tanto, se proyecta la instalación de una tangente doble, esta se puede instalar en vanos de 50 metros con desviación de 5° a 10° .

Punto 36

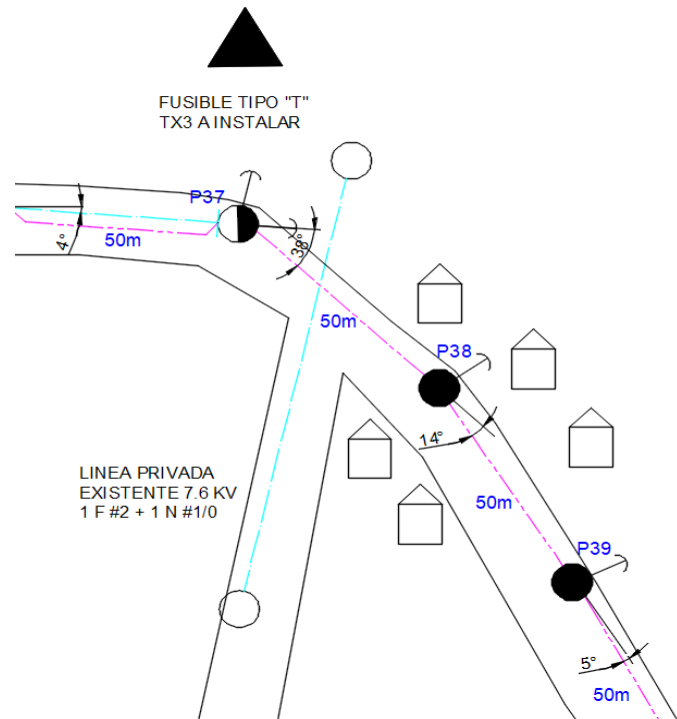
Estructura primaria: 13TD1

Estructura secundaria: CV2

Estructura de neutro: CV

Estructura de retención: PD

Observaciones: El trazo de la línea sufre una leve desviación de 4° , por tanto, se proyecta la instalación de una tangente doble, esta se puede instalar en vanos de 50 metros con desviación de 5° a 10° .

Punto 37

Estructura primaria: 13RH1 + 13T1C

Estructura secundaria: CV2

Estructura de neutro: CV

Estructura de retención: PS + SS

Observaciones: En este punto se instalará el tercer transformador en la zona III, hasta acá se instalará la línea combinada (primaria y secundaria) con postes de 35 pies. La continuidad de la línea será únicamente con el circuito secundario en postes de 26 pies. La retención será tanto en el corte del primario y en el ángulo del secundario.

En esta parte del diseño ya no fue necesaria la intervención de la línea a nivel primario con referencia al circuito existente, ya que llegan 5 metros antes con el ultimo transformador.

Figura 78.

Cruce de línea 7.6 kv en comunidad La Perla.



Punto 38

Estructura secundaria: CV2

Estructura de neutro: CV

Estructura de retención: SS

Observaciones: La estructura utilizada es un cruce vertical secundario con retención al ángulo el cual es de 14° .

Punto 39

Estructura secundaria: CV2

Estructura de neutro: CV

Estructura de retención: SS

Observaciones: La estructura utilizada es un cruce vertical secundario con retención al ángulo el cual es de 5° .

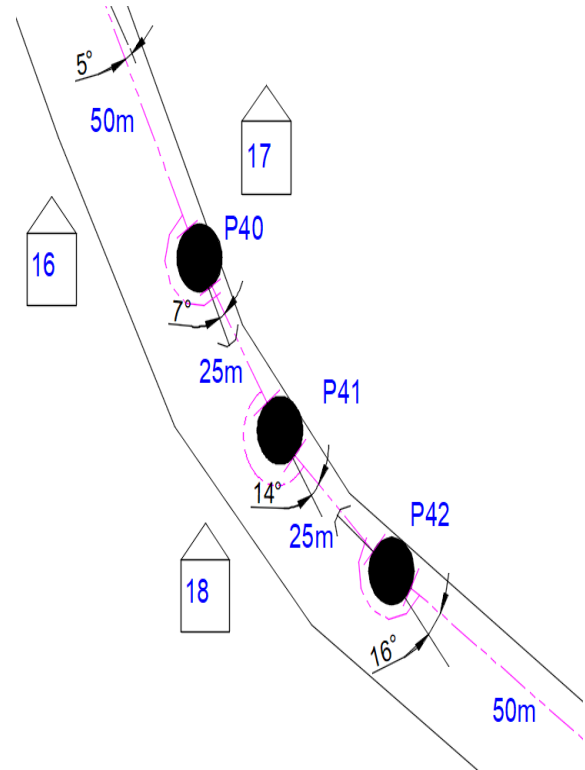
Punto 40

Estructura secundaria: CR2

Estructura de neutro: CR

Estructura de retención: SS

Observaciones: La estructura utilizada es un cruce doble remate secundario con retención únicamente en un sentido ya que hacia el punto 41 se forma una tensión reducida. Es los puntos 40, 41 y 42 se deben realizar tensiones reducidas para darle forma a la línea en relación con la calle.



Punto 41

Estructura secundaria: CR2

Estructura de neutro: CR

Estructura de retención: no aplica.

Observaciones: La estructura utilizada es un cruce doble remate secundario sin retención, ya que el vano anterior y siguiente son tensiones reducidas.

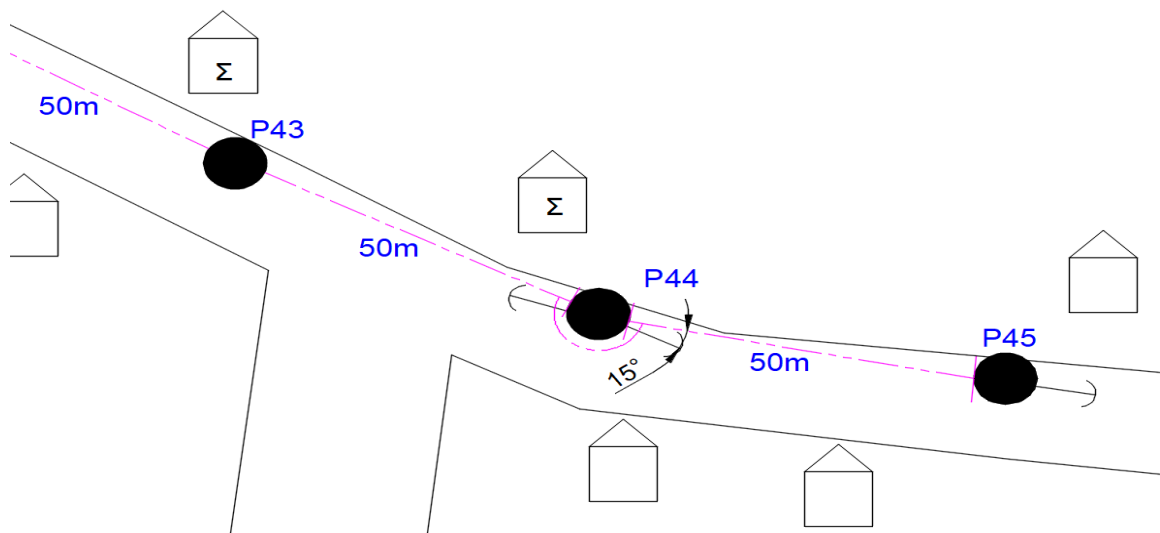
Punto 42

Estructura secundaria: CR2

Estructura de neutro: CR

Estructura de retención: SS

Observaciones: La estructura utilizada es un cruce doble remate secundario con retención únicamente en un sentido ya que hacia el punto 41 se forma una tensión reducida.

Punto 43

Estructura secundaria: TS2

Estructura de neutro: TN

Estructura de retención: no aplica.

Observaciones: Debido a que no se ejerce ninguna fuerza de tensión sobre el poste, por corte del conductor o ángulo de la línea, la función de este es únicamente de sostener el peso del cable, por tanto, se utiliza la estructura tangente.

Punto 44

Estructura secundaria: CR2

Estructura de neutro: CR

Estructura de retención: SS x2

Observaciones: En este punto se utilizará un cruce doble remate con doble retención ya que ambos vanos son de 50 metros.

Punto 45

Estructura secundaria: RS2

Estructura de neutro: RN

Estructura de retención: SS

Observaciones: Acá finaliza el circuito.

4.3 Memoria de cálculo.

El respaldo técnico de todo proyecto de ingeniería eléctrica es la memoria de cálculo en la cual se respalda técnicamente la selección de materiales, dispositivos tipo y características especiales de cada uno. En el campo eléctrico las instalaciones deben estar consideradas y respaldadas de manera rigurosa por cálculos precisos que garanticen el correcto funcionamiento de las instalaciones, la eficiencia de estas y la seguridad para los usuarios en general.

En los proyectos de ingeniería eléctrica relacionados con líneas de distribución de deben realizar cálculos, entre los cuales se mencionan los principales:

- Cálculo de la capacidad de la subestación eléctrica
- Cálculo de la protección de la subestación eléctrica.
- Cálculo de la red de tierra para cada subestación eléctrica considerada en el proyecto.
- Cálculo de los alimentadores para circuito primario y circuitos secundarios.
- Cálculo de la caída de tensión para cada subestación.

4.3.1 Cálculo de capacidad de los transformadores.

Uno de los cálculos más importantes en los circuitos de distribución de energía eléctrica es la determinación de las subestaciones, definir si se suple la necesidad con una subestación o son necesarias más de una. Para la comunidad La Perla lo primero que se realizó fue la identificación de la cantidad de viviendas, el área total donde están distribuidas las viviendas y el prototipo de vivienda en la zona.

En el esquema presentado en la parte del diseño se indicó la segmentación de la comunidad en tres zonas, esta acción estratégica permite asegurar la eficiencia en el servicio limitando la zona de operatividad de cada subestación. Se toma esta decisión basándose en la experiencia de trabajos similares bajo estas condiciones. Se maneja un criterio general en el campo del diseño de líneas utilizado por las distribuidoras para servir energía en sus redes y la adicción de nuevos ramales, los transformadores brindan servicio

de forma eficiente en un radio de 250 metros a 280 metros en zonas urbanas y de 300 metros a 350 metros en zona rural.

Partiendo de esta directriz se seccionaron las zonas con las siguientes medidas.

Zona 1: 500 metros, zona 2: 550 metros y zona 3: 691 metros.

Calculo para el transformador 1

Para determinar con mayor precisión la capacidad del transformador adecuado que suministre de manera segura y eficiente el servicio eléctrico a las viviendas, se aplican una serie de factores.

Fórmula para el cálculo de transformador $KW = [(PLT)(NC)(FD)] FS \times FC$

DONDE:

KW = Kilowatts.

PLT = Potencia de luces y tomas en KW.

NC = Numero de casas.

FD = Factor de demanda (para viviendas = 0.7).

FS = Factor de seguridad = 1.2.

FC = Factor coincidental = (por número de viviendas).

El factor coincidental es la relación entre la demanda máxima de un sistema (o sub-sistema) y la suma de las demandas máximas individuales de sus componentes, indicando qué proporción de las demandas individuales ocurre simultáneamente. En el cálculo de transformadores, se utiliza para determinar la capacidad necesaria del transformador que alimenta varias cargas, ya que la demanda total del sistema es menor que la suma de las demandas individuales debido a que no todas las cargas alcanzan su pico de demanda al mismo tiempo.

El Salvador no tiene una norma oficial pública de factores de coincidencia, se utilizan referencias comunes en diseño eléctrico para zonas residenciales (similares a las usadas en México, Guatemala o estándares IEEE aplicables o también en su defecto NEC).

Tabla 10.

Coefficiente para determinación del factor coincidental.

NUMERO DE CASAS	FACTOR COINCIDENTAL
1 a 4	1.00
5 a 9	0.78
10 a 14	0.63
15 a 19	0.53
20 a 24	0.49
25 a 29	0.45
30 a 34	0.44
35 a 39	0.42
40 a 49	0.41
50 a más	0.40

Transformador # 1 – punto 13

PLT= 1 KW Por vivienda

NC= 28.

FD= 0.7.

FS= 1.2.

FC= 0.45.

$KW = [(1 \text{ KW})(28)(0.7)] 1.2 \times 0.45$ **KW= 10.58 KW.**

NOTA: Debido a la carga futura y lograr una cobertura eficiente, se instalará un transformador de 37.5 kva

Calculo para el transformador 2

Transformador # 2 – punto 22

PLT= 1 KW Por vivienda

NC= 33.

FD= 0.7.

FS= 1.2.

FC= 0.44.

$KW = [(1 \text{ KW})(33)(0.7)] 1.2 \times 0.44$

KW= 12.20 KW.

NOTA: Debido a la carga futura y lograr una cobertura eficiente, se instalará un transformador de 37.5 kva

Calculo para el transformador 3

Transformador # 3 – punto 37

PLT= 1 KW Por vivienda

NC= 22

FD= 0.7

FS= 1.2

FC= 0.49

$KW = [(1 \text{ KW})(22)(0.7)] 1.2 \times 0.49$

KW= 9.05 KW.

NOTA: Debido a la carga futura y lograr una cobertura eficiente, se instalará un transformador de 37.5 kva

4.3.2 Cálculo de la protección de las subestaciones.

La protección de la subestación eléctrica se divide en dos elementos fundamentales, para sobre corrientes el fusible y para proteger la instalación de sobretensiones está el apartarrayos.

El fusible.

La protección sobre un incremento en el flujo de corriente en el lado primario es fundamental para garantizar seguridad al equipo y a las instalaciones eléctricas. Se presenta el cálculo del fusible y debido a que las subestaciones son de la misma potencia, se aplica la misma capacidad interruptiva en las tres.

$$S = V * I \quad \Rightarrow \quad I = S / V$$

Donde:

$S = \text{kva}$ (potencia subestación).

$V = \text{kv}$ (voltaje primario).

$I =$ corriente en amperios.

$$I = 37.5 \text{ KVA} / 7.6 \text{KV}.$$

$$I = 4.93 \text{ A}.$$

Fusible de 5 a tipo "T" en subestaciones.

La determinación del tipo del fusible va en función al retardo para su ruptura, convencionalmente en el medio se utilizan del tipo T.

El apartarrayos.

Equipo utilizado para proteger las instalaciones de sobretensiones transitorias.

Selección del pararrayo.

EC 60099-4: Pararrayos con óxidos metálicos sin chispero

<https://es.scribd.com/document/410818879/IEC-60099-4-Pararrayos-Oxido-Metalico-Espanol-PDF>

$$U_c = (V_n)(F_s)$$

Donde:

U_c = tensión continua de operación.

F_s = Factor de seguridad

$$U_c = (7.6)(1.30)$$

$$U_c = 9.88 = 10 \text{ kv}$$

Nivel de protección (U_p)

Debe ser menor que el BIL del transformador.

Se selecciona pararrayo con $U_p \approx 45 \text{ kV}$

Corriente nominal de descarga (I_n)

Zona de alta exposición → se recomienda **$I_n = 10 \text{ kA}$ o 20 kA**

Tipo de pararrayo

- Tipo: óxido metálico sin chispero
- Clase: distribución
- Normativa: IEC 60099-4 / ANSI C62.11

Tabla 11

Parámetros del apartarrayos.

PARAMETROS	VALOR RECOMENDADO
Tensión continua (U_c)	10 kv
Nivel de protección (U_p)	45 kV
Corriente nominal (I_n)	10-20 kA
Tipo	Oxido metálico sin chispero
Normativa	IEC 60099-4 / ANSI C62.11

Nota: En el mercado eléctrico ya se tienen estandarizados según niveles de voltaje, estos valores están alineados con IEC 60099-4, IEEE C62.11, y normas como ANSI C57.12.00 para transformadores.

4.3.3 Cálculo de red de tierra.

El cálculo de la red de tierra se debe hacer para cada subestación en el proyecto, sin embargo, en este caso se presenta un único calculo debido a que las condiciones del terreno en las ubicaciones de las 3 subestaciones son igual, tanto las características del suelo como la potencia eléctrica del transformador.

Por tanto, se presenta a continuación el siguiente calculo.

Tabla 12.

Resistividad de terreno.

RESISTIVIDAD DE DIFERENTES TIPOS DE TERRENO			
Tipos de terreno	Resistividad en (OHM-CM)		
	MIN	MAX	PROM
A) Rellenos, Salmuera, Desechos orgánicos, Ceniza.	550	7000	2370
B) Arcilla, Barro, Tierra negra	340	16200	4060
C) El mismo tipo de B, con variaciones de Grava y Arena.	1020	1350000	15800
D) Grava, Arena, Piedra con arcilla o barro	94000	459000	59000

Fórmula para el cálculo de resistencia en Ohm, tomada del estándar IEEE-80-2000

$$R = \frac{\rho}{2\pi NL} \left[\log_n\left(\frac{4L}{a}\right) - 1 \right]$$

Fórmula para el cálculo del número de barras de polarización

$$N = \frac{\rho}{2\pi RL} \left[\log_n\left(\frac{4L}{a}\right) - 1 \right]$$

DONDE:

R = Resistividad de la tierra en Ohm.

ρ = Resistividad del terreno en Ohm-Cm.

N = Numero de varillas.

L = Longitud de la varilla en Cm.

a = Diámetro de la varilla en Cm.

Desarrollo del cálculo

$$N = \frac{15800 \Omega\text{-cm}}{2\pi \times 304.89 \text{ cm} \times 10 \Omega} \left[\log_n \left(\frac{4 \times 304.89 \text{ cm}}{1.59 \text{ cm}} \right) - 1 \right]$$

$$N = 4.66 \text{ varillas} \pm 5 \text{ Varillas}$$

Nota: Se instalarán 5 barras copperweld 5/8x10' por cada subestación.

4.3.4 Cálculo de los alimentadores para circuito primario y circuitos secundarios.

Los alimentadores son fundamentales en el suministro de energía de forma eficiente y segura a los usuarios finales. Para determinar el calibre correcto en cada caso se divide en nivel de tensión por circuito, se aplica el cálculo para el lado primario y luego el secundario.

Cálculo de alimentador del circuito primario 7.6 kv

Para determinar el conductor adecuado para el suministro del lado primario es fundamental conocer la corriente, anteriormente se determinó el flujo de corriente del lado primario.

Donde:

$S = \text{kva}$ (potencia subestación).

$V = \text{kv}$ (voltaje primario).

$I =$ corriente en amperios.

$I = 37.5 \text{ KVA} / 7.6 \text{KV}.$

$I = 4.93 \text{ A. por } 3 = 14.79 \text{ A}$

Sin embargo, para circuitos a 7.6kv la distribuidora exige como mínimo calibre # 2 tipo ACSR que garantice durabilidad y resistencia mecánica.

Cálculo de alimentador del circuito secundario 120 / 240 kv

Para determinar el conductor adecuado para el suministro del lado secundario se tomarán las siguientes consideraciones:

La capacidad de las subestaciones es igual.

Las distancias de extensión de los ramales son de 250m, 315m y 341m

$S = \text{kva}$ (potencia subestación).

$V = \text{kv}$ (voltaje secundario).

$I =$ corriente en amperios.

$I = 37500 \text{ VA} / 240 \text{ V}.$

$I = 156.25 \text{ A}.$

$I = 156.25 \text{ A} \times 1.25$ (factor de seguridad) = **195.31 AMP**

Barras de cobre del transformador

Selección del THHN a 90° # 2/0 por línea de la siguiente manera:

1-THHN # 2/0 (f1 y f2) + 1-THHN # 2/0 (neutro).

Tendido secundario

Fase 1 y 2 con cable de aluminio tipo WP # 1/0 por línea.

Neutro con cable de aluminio tipo ACSR #1/0.

4.3.5 Cálculo de caída de tensión.

Parte del compromiso por diseñar y proponer un proyecto funcional para la comunidad, es garantizar la eficiencia del suministro con instalaciones que permitan trasladar la energía desde la fuente hasta el punto más alejado de manera segura y eficaz.

Para realizar el cálculo de caída de tensión para los ramales en las subestaciones se considera la distancia mayor en cada una de ellas, en esta ocasión como las distancias son diferentes entre subestaciones, se deben realizar cálculos independientes.

Cálculo para caída de tensión transformador 1 (p13)

$$\Delta V = \frac{2(\rho \Omega \text{ mm}^2/\text{m})(\Sigma I L)}{S}$$

Donde:

ΔV = Caída de tensión.

ρ = Resistividad del aluminio en $\Omega \text{ mm}^2/\text{m}$

$\Sigma I L$ = Sumatoria de las corrientes por metros lineales

S = Sección del conductor en mm^2

$$\text{Corriente por vivienda} = \frac{1000W}{240V} = 4.17 \text{ A}$$

Tabla 13.

Cálculo para caída de tensión transformador 1.

P14 (4.17A) (4 V) (50m)	834 A.m
P15 (4.17A) (3V) (75m)	936 A.m
P16 (4.17A) (3V) (100m)	1251 A.m
P17 (4.17A) (2V) (150m)	1251 A.m
P18 (4.17A) (1V) (200m)	834 A.m
P19 (4.17A) (1V) (250m)	1042 A.m
$\Sigma = 6150 \text{ A.m}$	

$$\Delta v = \frac{2(0.028 \Omega \text{ mm}^2/\text{m})(6150 \text{ A.m})}{53.5 \text{ mm}^2}$$

$$\Delta v = 6.4 \Omega \text{ A} \quad \Omega \cdot \text{A} = \text{V}$$

Calculo para caída de tensión de transformador 2 (p22)

Tabla 14.

Calculo para caída de tensión de transformador 2.

P21 (4.17A) (6 V) (50m)	1251 A.m
P20 (4.17A) (3V) (100m)	1251A.m
P02 (4.17A) (2V) (140m)	1167 A.m
P03 (4.17A) (1V) (190m)	792 A.m
P04 (4.17A) (1V) (240m)	1000 A.m
P05 (4.17A) (1V) (265m)	1105 A.m
P06 (4.17A)(1V) (315m)	1313 A.m
$\Sigma = 7881 \text{ A.m}$	

$$\Delta v = \frac{2(0.028 \Omega \text{ mm}^2/\text{m})(7881 \text{ A.m})}{53.5 \text{ mm}^2}$$

$$\Delta v = 8.2 \Omega \text{ A } \Omega . \text{A} = \text{V}$$

Calculo para caída de tensión de transformador 3 (p37)

Tabla 15.

Calculo para caída de tensión de transformador 3.

P38 (4.17A) (5V) (50m)	1042 A.m
P39 (4.17A) (2V) (100m)	834 A.m
P40 (4.17A) (1V) (140m)	625 A.m
P41 (4.17A) (1V) (190m)	729 A.m
P42 (4.17A) (1V) (240m)	834 A.m
P43 (4.17A) (1V) (265m)	1042 A.m
P44 (4.17A) (1V) (315m)	1251 A.m
P45 (4.17A) (1V) (350m)	1459 A.m
$\Sigma = 7816 \text{ A.m}$	

$$\Delta v = \frac{2(0.028 \Omega \text{ mm}^2/\text{m})(7816 \text{ A.m})}{53.5 \text{ mm}^2}$$

$$\Delta v = 8.1 \Omega \text{ A } \Omega . \text{A} = \text{V}$$

4.4 Cuadro de estructuras y equipos.

Esta parte de la planimetría presenta información muy importante y características de la línea eléctrica. Inicia indicando el correlativo numérico de todas las estructuras que conforman el diseño.

Luego el tipo y altura de los postes utilizados de acuerdo con cada punto, en este diseño se han considerado todos de concreto y de tres diferentes alturas (40', 35' y 26').

El siguiente bloque es de las estructuras, indica las utilizadas en media tensión, en baja tensión y en neutro, cuando se utiliza más de una estructura en algún punto se debe especificar.

La cantidad y tipo de retenidas en muy importante, acá de indica sin están consideradas una o dos del mismo tipo, ya que en ocasiones incluso se necesita de tres retenidas del mismo tipo.

La siguiente columna indica la cantidad, capacidad y punto donde está instalado cada transformador.

El siguiente bloque de columnas presenta las coordenadas de cada punto tomado en el proyecto. Para esta tarea se utilizó el GPS Garming montana 700i el cual proporcionas coordenadas de tipo geográficas.

Figura 79.

Registro de georreferencia con Garmin montana 700i



Además, se agregan las coordenadas equivalentes en el sistema Lambert, las cuales son un sistema de coordenadas utilizado en cartografía para representar puntos sobre un mapa. En El Salvador se utilizan y son solicitadas por la empresa distribuidora.

Finalmente, en el cuadro se agrega el tipo de fijas de las estructuras (Abrazadera o perno).

Tabla 16.

Cuadro de estructuras y equipos.

CUADRO DE ESTRUCTURAS Y EQUIPOS						CANTIDAD Y CAPACIDAD DE TRANSFORMADOR	COORDENADA X	COORDENADA Y	COORDENADA N	COORDENADA O	ESTRUCTURA MEDIA TENSION/ NEUTRO EN	ESTRUCTURA BAJA TENSION EN
ESTRUCTURA No.	TIPO Y ALTURA DE POSTE	MEDIA TENSION	BAJA TENSION	NEUTRO	CANTIDAD Y TIPO DE RETENIDA							
PE	CC 35'						446209.1268	344305.6871	14°13'18.45"	89°29'52.47"	ABRAZADERA	ABRAZADERA
P01	CC 35'	13CC1 + 13CR1		CR			446214.1996	344310.9787	14°13'19.86"	89°29'53.98"	ABRAZADERA	ABRAZADERA
P02	CC 35'	13DH1	CE2	CN	2-PD		446222.2439	344286.6824	14°13'19.07"	89°29'53.71"	ABRAZADERA	ABRAZADERA
P03	CC 35'	13TS1	TS2	TN			446221.8951	344263.0182	14°13'18.30"	89°29'53.72"	ABRAZADERA	ABRAZADERA
P04	CC 35'	13CH1	CE2	CN	1-PD		446228.0911	344214.7536	14°13'16.73"	89°29'53.51"	ABRAZADERA	ABRAZADERA
P05	CC 35'	13CH1	CE2	CN	1-PD		446234.8852	344165.8730	14°13'15.14"	89°29'53.28"	ABRAZADERA	ABRAZADERA
P06	CC 35'	13CH1	RS2	CN	2-PD		446237.4720	344112.0838	14°13'13.39"	89°29'53.19"	ABRAZADERA	ABRAZADERA
P07	CC 40'	13CH1		CN	2-PD		446236.4714	344063.2194	14°13'11.80"	89°29'53.22"	ABRAZADERA	ABRAZADERA
P08	CC 40'	13CH1	RS2	CN	2-PD		446239.9901	344025.1024	14°13'10.56"	89°29'53.10"	ABRAZADERA	ABRAZADERA
P09	CC 35'	13TS1	TS2	TN			446233.0411	343999.3005	14°13'9.79"	89°29'53.33"	ABRAZADERA	ABRAZADERA
P10	CC 35'	13TD1	CV2	CV	1-PD		446237.7393	343951.6537	14°13'8.17"	89°29'53.17"	ABRAZADERA	ABRAZADERA
P11	CC 35'	13TS1	TS2	TN			446235.5388	343902.4844	14°13'6.57"	89°29'53.24"	ABRAZADERA	ABRAZADERA
P12	CC 35'	13TD1	CV2	CV	1-PD		446233.9334	343851.1626	14°13'4.90"	89°29'53.29"	ABRAZADERA	ABRAZADERA
P13	CC 35'	13RH1 + 13T1C	TS2	TN	1-PS	1-37.5 KVA	446230.2428	343806.2992	14°13'3.44"	89°29'53.41"	ABRAZADERA	ABRAZADERA
P14	CC 26'		CR2	CR	1-SS		446232.8296	343752.5100	14°13'1.69"	89°29'53.32"	ABRAZADERA	ABRAZADERA
P15	CC 26'		CR2	CR			446231.8334	343705.7970	14°13'0.17"	89°29'53.35"	ABRAZADERA	ABRAZADERA
P16	CC 26'		CR2	CR	1-SS		446228.1294	343654.4795	14°12'58.50"	89°29'53.47"	ABRAZADERA	ABRAZADERA
P17	CC 26'		CV2	CV	1-SS		446207.9511	343610.5723	14°12'57.07"	89°29'54.14"	ABRAZADERA	ABRAZADERA
P18	CC 26'		TS2	TN			4462919675	343565.4270	14°12'55.60"	89°29'54.67"	ABRAZADERA	ABRAZADERA
P19	CC 26'		RS2	RN	1-SS		446272.6801	343517.5226	14°12'54.04"	89°29'55.31"	ABRAZADERA	ABRAZADERA
P20	CC 35'	13CH1	CE2	CN	2-PD		446206.1501	344332.8162	14°13'20.57"	89°29'54.25"	ABRAZADERA	ABRAZADERA
P21	CC 35'	13TS1	TS2	TN			446201.7576	344383.2285	14°13'22.21"	89°29'54.40"	ABRAZADERA	ABRAZADERA
P22	CC 35'	13TS1 + 13T1C	TS2	TN		1-37.5 KVA	446195.5612	344431.1859	14°13'23.77"	89°29'54.61"	ABRAZADERA	ABRAZADERA
P23	CC 35'	13TS1	TS2	TN	2-PD		446190.2680	344480.9854	14°13'25.39"	89°29'54.79"	ABRAZADERA	ABRAZADERA
P24	CC 35'	13TS1	TS2	TN			446182.5783	344531.7118	14°13'27.04"	89°29'55.05"	ABRAZADERA	ABRAZADERA
P25	CC 35'	13TS1	TS2	TN			446177.5901	344583.9694	14°13'28.74"	89°29'55.22"	ABRAZADERA	ABRAZADERA
P26	CC 35'	13TD1	CV2	CV	1-PD		446171.9908	344630.6962	14°13'30.26"	89°29'55.41"	ABRAZADERA	ABRAZADERA
P27	CC 35'	13CH1	CE2	CN	2-PD		446166.7041	344683.5691	14°13'31.98"	89°29'55.59"	ABRAZADERA	ABRAZADERA
P28	CC 35'	13CV1	RS2	CV	1-PD + 1-SS		446183.3217	344745.6166	14°13'34.00"	89°29'55.04"	ABRAZADERA	ABRAZADERA
P29	CC 35'	13CV1		CV	1-PD		446214.5840	344785.8129	14°13'35.31"	89°29'54.00"	ABRAZADERA	ABRAZADERA
P30	CC 35'	13CV1	RS2	CV	1-PD + 1-SS		446255.7096	344811.5440	14°13'36.15"	89°29'52.63"	ABRAZADERA	ABRAZADERA
P31	CC 35'	13CV1	CV2	CV	1-PD		446294.7124	344825.6008	14°13'36.61"	89°29'51.33"	ABRAZADERA	ABRAZADERA
P32	CC 35'	13TD1	CV2	CV	1-PD		446334.3026	344833.8170	14°13'36.88"	89°29'50.01"	ABRAZADERA	ABRAZADERA
P33	CC 35'	13TD1	CV2	CV	1-PD		446391.2969	344849.6807	14°13'37.40"	89°29'48.11"	ABRAZADERA	ABRAZADERA
P34	CC 35'	13TD1	CV2	CV	1-PD		446440.4761	344855.7259	14°13'37.60"	89°29'46.47"	ABRAZADERA	ABRAZADERA
P35	CC 35'	13TD1	CV2	CV	1-PD		446490.5540	344861.4620	14°13'37.79"	89°29'44.80"	ABRAZADERA	ABRAZADERA
P36	CC 35'	13TD1	CV2	CV	1-PD		446539.1026	344852.4492	14°13'37.50"	89°29'43.18"	ABRAZADERA	ABRAZADERA
P37	CC 35'	13RH1+ 13T1C	CV2	CV	1-PS + 1-SS	1-37.5 KVA	446584.0156	344825.0037	14°13'36.61"	89°29'41.68"	ABRAZADERA	ABRAZADERA
P38	CC 26'		CV2	CV	1-SS		446615.1148	344786.2153	14°13'35.35"	89°29'40.64"	ABRAZADERA	ABRAZADERA
P39	CC 26'		CV2	CV	1-SS		446642.6082	344743.4390	14°13'33.96"	89°29'39.72"	ABRAZADERA	ABRAZADERA
P40	CC 26'		CR2	CR	1-SS		446662.9009	344697.9114	14°13'32.48"	89°29'39.04"	ABRAZADERA	ABRAZADERA
P41	CC 26'		CR2	CR			446683.2513	344676.6420	14°13'31.67"	89°29'38.12"	ABRAZADERA	ABRAZADERA
P42	CC 26'		CR2	CR	1-SS		446703.3073	344665.5580	14°13'31.43"	89°29'37.69"	ABRAZADERA	ABRAZADERA
P43	CC 26'		TS2	TN			446744.9275	344640.2710	14°13'30.61"	89°29'36.30"	ABRAZADERA	ABRAZADERA
P44	CC 26'		CR2	CR	2-SS		446792.5690	344627.5651	14°13'30.19"	89°29'34.71"	ABRAZADERA	ABRAZADERA
P45	CC 26'		RS2	RN	1-SS		446842.3280	344623.4751	14°13'30.07"	89°29'33.05"	ABRAZADERA	ABRAZADERA

4.5 Cuadro de vanos.

El siguiente cuadro presenta la información relacionada a los vanos determinados a lo largo del diseño, indicado el tipo de conductor y distancias individuales.

Tabla 17.

Detalle de longitud de línea.

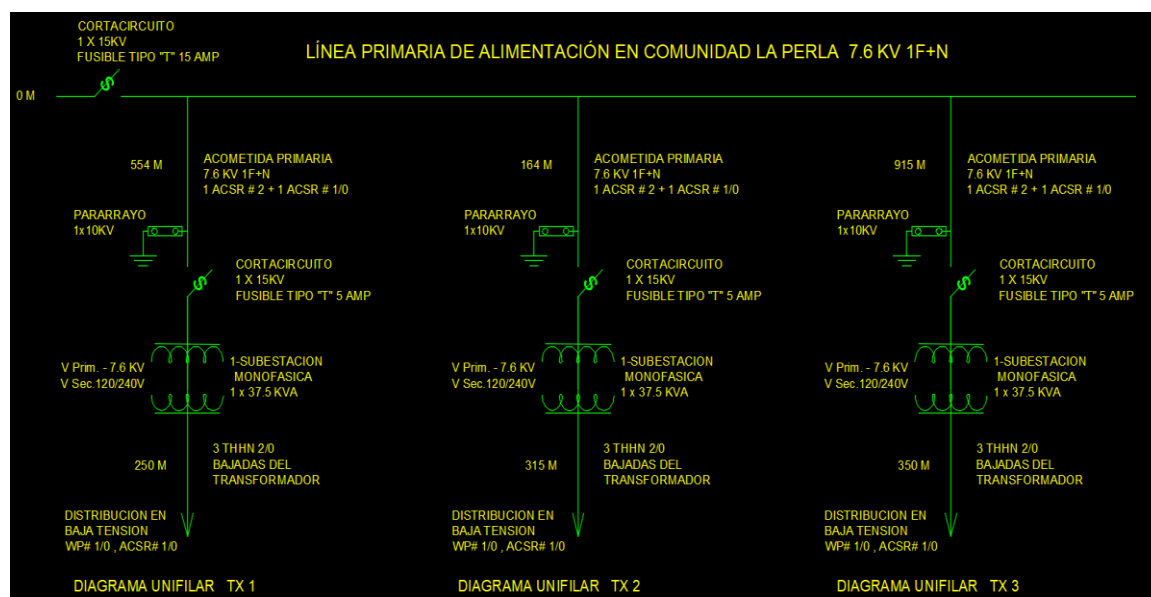
LONGITUD DE LINEA CONSTRUIDA									
TRAMO	MEDIA TENSION			BAJA TENSION			NEUTRO		
	CALIBRE (AWG O MCM)	CANTIDAD DE HILOS	LONGITUD (METROS)	CALIBRE (AWG O MCM)	CANTIDAD DE HILOS	LONGITUD (METROS)	CALIBRE (AWG O MCM)	CANTIDAD DE HILOS	LONGITUD (METROS)
PE-P01 (0°)	ACSR # 2	1	12m				ACSR # 1/0	1	12m
P01-P02 (67°)	ACSR # 2	1	12m				ACSR # 1/0	1	12m
P02-P03 (65°)	ACSR # 2	1	50m	WP #1/0	2	50m	ACSR # 1/0	1	50m
P03-P04 (0°)	ACSR # 2	1	50m	WP #1/0	2	50m	ACSR # 1/0	1	50m
P04-P05 (6°)	ACSR # 2	1	25m	WP #1/0	2	25m	ACSR # 1/0	1	25m
P05-P06 (16°)	ACSR # 2	1	50m	WP #1/0	2	50m	ACSR # 1/0	1	50m
P06-P07 (0°)	ACSR # 2	1	50m				ACSR # 1/0	1	50m
P07-P08 (3°)	HENDRIX # 2	1	55m				ACSR # 1/0	1	55m
P08-P09 (0°)	ACSR # 2	1	50m	WP #1/0	2	50m	ACSR # 1/0	1	50m
P09-P10 (0°)	ACSR # 2	1	50m	WP #1/0	2	50m	ACSR # 1/0	1	50m
P10-P11 (5°)	ACSR # 2	1	50m	WP #1/0	2	50m	ACSR # 1/0	1	50m
P11-P12 (2°)	ACSR # 2	1	50m	WP #1/0	2	50m	ACSR # 1/0	1	50m
P12-P13 (0°)	ACSR # 2	1	50m	WP #1/0	2	50m	ACSR # 1/0	1	50m
P13-P14 (0°)				WP #1/0	2	50m	ACSR # 1/0	1	50m
P14-P15 (17°)				WP #1/0	2	25m	ACSR # 1/0	1	25m
P15-P16 (19°)				WP #1/0	2	25m	ACSR # 1/0	1	25m
P16-P017 (36°)				WP #1/0	2	50m	ACSR # 1/0	1	50m
P17-P18 (5°)				WP #1/0	2	50m	ACSR # 1/0	1	50m
P18-P19 (0°)				WP #1/0	2	50m	ACSR # 1/0	1	50m
P02-P20 (0°)	ACSR # 2	1	40m	WP #1/0	2	40m	ACSR # 1/0	1	40m
P20-P21 (0°)	ACSR # 2	1	50m	WP #1/0	2	50m	ACSR # 1/0	1	50m
P21-P22 (0°)	ACSR # 2	1	50m	WP #1/0	2	50m	ACSR # 1/0	1	50m
P22-P23 (0°)	ACSR # 2	1	50m	WP #1/0	2	50m	ACSR # 1/0	1	50m
P23-P24 (0°)	ACSR # 2	1	50m	WP #1/0	2	50m	ACSR # 1/0	1	50m
P24-P25 (0°)	ACSR # 2	1	50m	WP #1/0	2	50m	ACSR # 1/0	1	50m
P25-P26 (0°)	ACSR # 2	1	50m	WP #1/0	2	50m	ACSR # 1/0	1	50m
P26-P27 (4°)	ACSR # 2	1	50m	WP #1/0	2	50m	ACSR # 1/0	1	50m
P27-P28 (0°)	ACSR # 2	1	50m	WP #1/0	2	50m	ACSR # 1/0	1	50m
P28-P29 (15°)	ACSR # 2	1	60m				ACSR # 1/0	1	60m
P29-P30 (27°)	ACSR # 2	1	50m				ACSR # 1/0	1	50m
P30-P31 (16°)	ACSR # 2	1	41m	WP #1/0	2	41m	ACSR # 1/0	1	41m
P31-P32 (16°)	ACSR # 2	1	50m	WP #1/0	2	50m	ACSR # 1/0	1	50m
P32-P33 (3°)	ACSR # 2	1	50m	WP #1/0	2	50m	ACSR # 1/0	1	50m
P33-P34 (5°)	ACSR # 2	1	50m	WP #1/0	2	50m	ACSR # 1/0	1	50m
P34-P35 (4°)	ACSR # 2	1	50m	WP #1/0	2	50m	ACSR # 1/0	1	50m
P35-P36 (8°)	ACSR # 2	1	50m	WP #1/0	2	50m	ACSR # 1/0	1	50m
P36-P37 (4°)	ACSR # 2	1	50m	WP #1/0	2	50m	ACSR # 1/0	1	50m
P37-P38 (38°)				WP #1/0	2	50m	ACSR # 1/0	1	50m
P38-P39 (14°)				WP #1/0	2	50m	ACSR # 1/0	1	50m
P39-P40 (5°)				WP #1/0	2	50m	ACSR # 1/0	1	50m
P40-P41 (5°)				WP #1/0	2	25m	ACSR # 1/0	1	25m
P41-P42 (14°)				WP #1/0	2	25m	ACSR # 1/0	1	25m
P42-P43 (16°)				WP #1/0	2	50m	ACSR # 1/0	1	50m
P43-P44 (0°)				WP #1/0	2	50m	ACSR # 1/0	1	50m
P44-P45 (0°)				WP #1/0	2	50m	ACSR # 1/0	1	50m

4.6 Diagrama unifilar.

Es la representación simplificada del diseño eléctrico, donde cada parte del circuito se muestra con una sola línea, independientemente de la cantidad de conductores que lo componen. Este diagrama utiliza símbolos estandarizados en el campo de la construcción de líneas de distribución y representan los componentes del sistema, como interruptores, transformadores, etc., y muestra cómo están conectados entre sí. Se convierte en una herramienta fundamental para entender la distribución de energía eléctrica en el circuito.

Figura 80.

Diagrama unifilar del diseño en comunidad La Perla.



Nota: Auto Cad.

La determinación del metraje del lado primario se basa partiendo del punto de conexión con la distribuidora y avanza hacia el punto de ubicación del transformador.

En relación con la distancia definida del lado secundario se indicó el avance de mayor longitud entre los dos ramales considerados.

Cada subestación cuenta con su referencia a tierra y características idénticas en la conexión eléctrica.

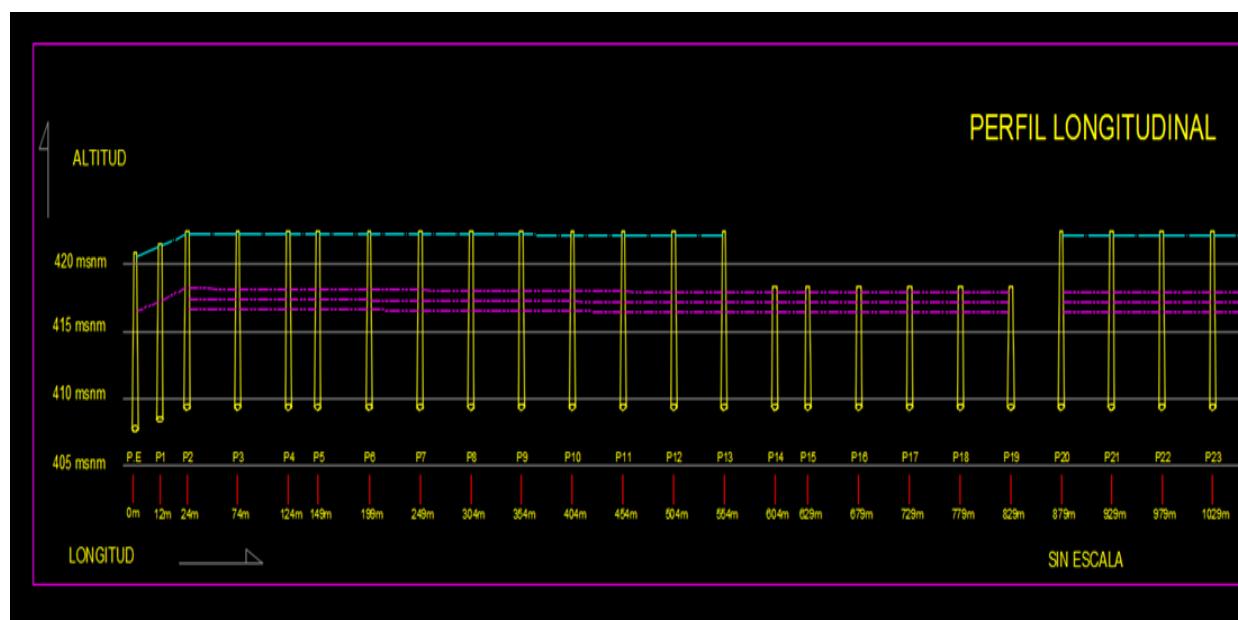
También se indica los dos tipos de conductores utilizados del lado secundario, cobre en las salidas del transformador para garantizar contacto óptimo en la aleación de metales y luego la instalación de cable de aluminio como principal abastecedor del servicio a lo largo de toda la extensión del ramal.

4.7 Perfil longitudinal.

En un plano eléctrico, el perfil longitudinal es la representación gráfica de la variación de la elevación (altura) del suelo a lo largo del trayecto de la línea, en este caso mostrando las diferentes pendientes y distancias que entre cada poste. Se utiliza para visualizar la forma del terreno o la trayectoria de la instalación a lo largo de su longitud, permitiendo el análisis y la planificación de la obra.

Figura 81.

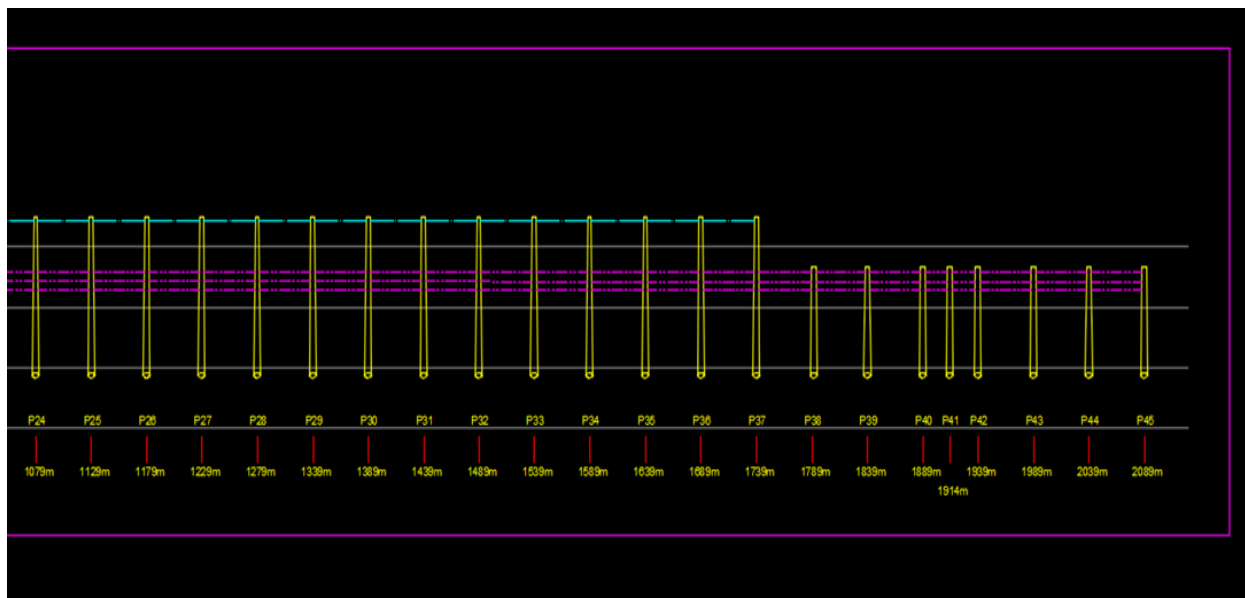
Perfil longitudinal de la línea en la comunidad La Perla. (parte 1).



Nota: Auto Cad.

Figura 82.

Perfil longitudinal de la línea en la comunidad La Perla. (parte 2).



Nota: Auto Cad.

4.8 Isométricos.

Los isométricos se colocan en el plano para indicar de forma gráfica las características y aspecto de algunos puntos en específico.

Normalmente se agregan los isométricos del punto 01 donde se instala un dispositivo de seccionamiento y la subestación eléctrica. Para este diseño se representan 3 isométrico con relación a cada una de las subestaciones que considera el proyecto e indicando el tipo de estructura de ambos circuitos (primario y secundario) más la orientación de las retenciones y el trayecto de los conductores.

Figura 84.

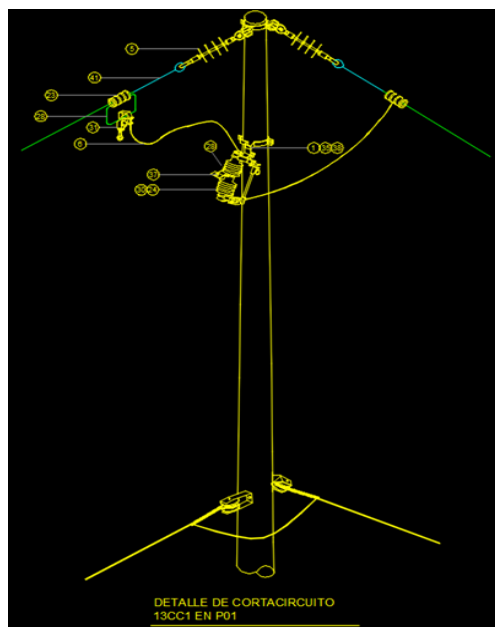
Isométrico del punto 01 corte general.

Figura 83.

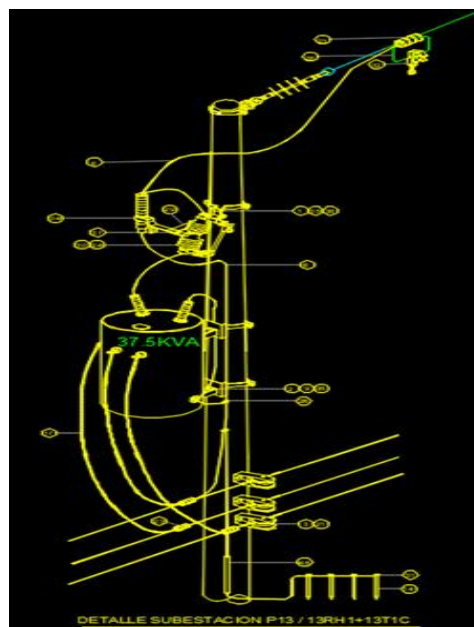
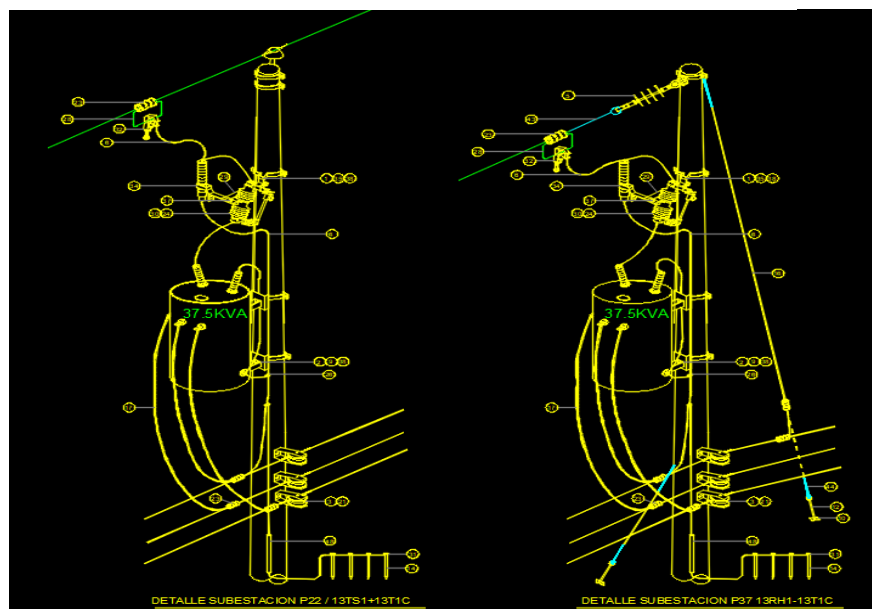
Isométrico Subestación 1 p13.*Nota: Auto Cad.*

Figura 85.

Isométrico Subestaciones 2 y 3 – p22 y p37.*Nota: Auto Cad.*

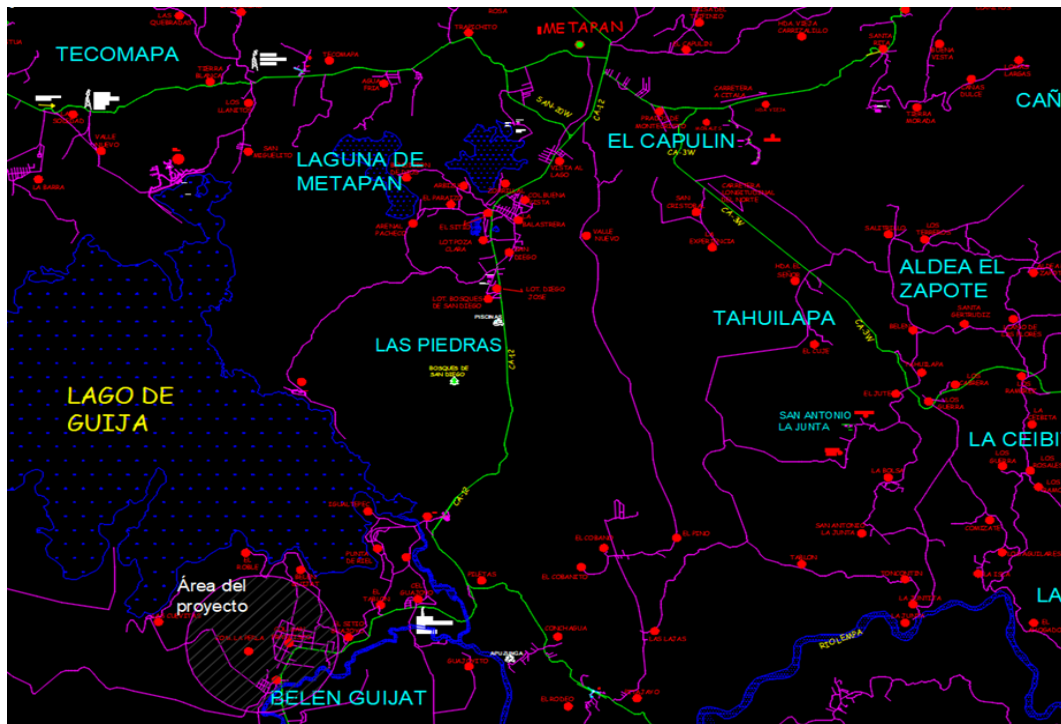
Se identifica que las estructuras del primario y secundario varían de una subestación a la otra, por tanto, es importante indicar los detalles y características de cada una para un efectivo montaje en la etapa constructiva del proyecto.

4.9 Croquis de ubicación.

Dentro de la planimetría se coloca el croquis de ubicación donde se indica la zona geográfica donde se desarrollará el proyecto. Para el diseño de la línea eléctrica de comunidad La Perla el croquis se ubicará en la esquina superior derecha.

Figura 86.

Croquis de comunidad La Perla.



Nota: Auto Cad.

Es de mucha importancia agregar los lugares de referencia más significativos cerca de la zona del proyecto, esto permite más facilidad en la identificación del lugar.

Para el caso de la comunidad La Perla, la ciudad principal es Metapán, la cual se muestra en la parte central-superior del croquis, también se indica la carretera principal de conexión la cual es la panamericana CA-12. También se muestran los cantones contiguos a la comunidad objeto de análisis.

4.10 Presupuesto.

Tabla 18. *Presupuesto total.*

PRESUPUESTO GENERAL PARA PROYECTO DE INTRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA EN COMUNIDAD LA PERLA.				
MATERIALES ELECTRICOS				
DESCRIPCION	CANTIDAD	UNIDAD	PRECIO UNIT	SUB-TOTAL
ABRAZADERA 5"-7"	166	C/U	\$ 6.51	\$ 1,080.66
ABRAZADERA 7"-9"	135	C/U	\$ 8.93	\$ 1,204.88
AISLADOR TIPO CARRETE CLASE ANSI 53-2	133	C/U	\$ 1.26	\$ 167.58
AISLADOR TIPO ESPIGA CLASE ANSI 55-4 (CABEZOTE), (PORCELANA)	31	C/U	\$ 8.93	\$ 276.68
AISLADOR TIPO SUSPENSION POLIMERICO (13.2 Kv.)	23	C/U	\$ 17.85	\$ 410.55
ALAMBRE DE COBRE No. 4 DESNUDO	91	ML	\$ 4.73	\$ 429.98
ALAMBRE PARA AMARRE # 4 ALUMINIO DESNUDO (AMARRADERA)	55	ML	\$ 1.05	\$ 57.75
ALAMBRE PARA AMARRE # 6 ALUMINIO FORRADO (AMARRADERA)	42	ML	\$ 1.05	\$ 44.10
ALMOHADILLA PARA CRUCERO	6	C/U	\$ 5.78	\$ 34.65
ANCLA DE EXPANSION (REPOLLO)	41	C/U	\$ 17.85	\$ 731.85
ARANDELA DE PRESION 11/16"	326	C/U	\$ 1.05	\$ 342.30
BARRA DE ANCLAJE DOBLE 5/8"X6'	26	C/U	\$ 13.13	\$ 341.25
BARRA DE ANCLAJE SENCILLA 5/8"X6'	15	C/U	\$ 12.60	\$ 189.00
BARRA PARA PUESTA A TIERRA 5/8"X10' (COPPERWELD)	12	C/U	\$ 15.75	\$ 189.00
CABLE ACSR # 1/0	2150	ML	\$ 1.68	\$ 3,612.00
CABLE ACSR # 2	1520	ML	\$ 1.05	\$ 1,596.00
CABLE DE ALUMINIO CON RECUBRIMIENTO ESPECIAL TIPO HENDRIX #2 PARA 15 KV	60	ML	\$ 15.00	\$ 900.00
CABLE PARA RETENIDA 5/16"	602	ML	\$ 1.58	\$ 948.15
CABLE THHN 2/0	18	ML	\$ 13.13	\$ 236.25
CABLE WP # 2	3750	ML	\$ 1.31	\$ 4,921.88
CEMENTO FUERTE HOLCIM 5000	90	BOLSA	\$ 10.00	\$ 900.00
CEPO PARA POLARIZAR CARCASA DE TRANSFORMADOR	3	C/U	\$ 7.80	\$ 23.40
CINTA AISLANTE SUPER 33	6	C/U	\$ 7.14	\$ 42.84
CINTA METALICA BAND-IT 3/4"	24	ML	\$ 1.58	\$ 37.80
CLEVIS DE REMATE (7/8")	19	C/U	\$ 13.65	\$ 259.35
CONECTOR DE COMPRESION YP25U25 (BURDY)	9	C/U	\$ 4.20	\$ 37.80
CONECTOR DE COMPRESION YP26AU2 (BURDY)	94	C/U	\$ 2.10	\$ 197.40
CONECTOR UNIVERSAL (CEPO PERNO PARTIDO P/Alambre Solido de Cobre #4) (BURDY)	6	C/U	\$ 3.15	\$ 18.90
CORTA CIRCUITO DE DISTRIBUCION 7/15 KV	4	C/U	\$ 189.00	\$ 756.00
ESPIGA CABEZOTE 13.2 Kv. (18")	31	C/U	\$ 19.43	\$ 602.18
ESTRIBO PARA AISLADOR TIPO CARRETE	135	C/U	\$ 4.73	\$ 637.88
ESTRIBO PARA GRAPA DE LINEA VIVA	4	C/U	\$ 10.50	\$ 42.00
EXTENSION PARA CORTA CIRCUITO Y PARARRAYO	4	C/U	\$ 15.75	\$ 63.00
FUSIBLE TIPO "T" DE 6 AMP	3	C/U	\$ 4.73	\$ 14.18
FUSIBLE TIPO "T" DE 8 AMP	1	C/U	\$ 4.20	\$ 4.20
GRAPA ANGULAR (ACSR#2)	4	C/U	\$ 42.00	\$ 168.00
GRAPA PARA BARRA DE ATERRIZAMIENTO 5/8"X8" (CEPO, #14-#1/0 AWG)	12	C/U	\$ 1.58	\$ 18.90
GRAPA PARA LINEA VIVA (AGP) (ACSR #2 - ACSR #1/0)	3	C/U	\$ 16.80	\$ 50.40
HEBILLA PARA CINTA BAND-IT DE 3/4"	40	C/U	\$ 1.05	\$ 42.00
PARARRAYO SINTETICO DE 10 KV	3	C/U	\$ 105.00	\$ 315.00
PERNO CARROCERIA 1/2"X4 1/2" (IRL)	332	C/U	\$ 1.58	\$ 522.90
PERNO CARROCERIA 1/2"X6" (IRL)	270	C/U	\$ 1.58	\$ 425.25
PERNO MAQUINA 1/2"X1 1/2" (IRL)	7	C/U	\$ 1.05	\$ 7.35
PERNO MAQUINA 5/8"X10" (IRL)	16	C/U	\$ 2.25	\$ 36.00
PERNO MAQUINA 5/8"X2" (IRL)	308	C/U	\$ 1.26	\$ 388.08
POSTE CONCRETO CLASE 500 DE 26' FACTOR DE SEGURIDAD 2	16	C/U	\$ 325.00	\$ 5200.00
POSTE CONCRETO CLASE 500 DE 35' FACTOR DE SEGURIDAD 2	29	C/U	\$ 410.00	\$ 11,890.00
POSTE CONCRETO CLASE 750 DE 40' FACTOR DE SEGURIDAD 2	2	C/U	\$ 800.00	\$ 1,600.00
REMATES PREFORMADOS PARA CABLE ACSR #1/0 Amarillo	34	C/U	\$ 6.30	\$ 214.20
REMATES PREFORMADOS PARA CABLE ACSR #2 (ROJO) (PREFORMADAS)	19	C/U	\$ 4.10	\$ 77.81
REMATES PREFORMADOS PARA CABLE DE RETENIDAS 5/16" (NEGRO) (PREFORMADAS)	134	C/U	\$ 4.46	\$ 597.98
REMATES PREFORMADOS PARA CABLE WP #2 (AZUL) (PREFORMADAS)	60	C/U	\$ 5.78	\$ 346.50
SOPORTE ARGOLLA PARA VIENTO (PATA DE MULA)	67	C/U	\$ 5.25	\$ 351.75
TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCION MONOFASICO DE 37.5 KVA, 7.6/13.2 KV. - 120/240V	3	C/U	\$ 3,900.00	\$ 11,700.00
TUBO CONDUIT DE 1/2"	3	C/U	\$ 12.60	\$ 37.80
TUERCA ARGOLLA CON CANAL 5/8"	34	C/U	\$ 4.73	\$ 160.65

TUERCA ARGOLLA NORMAL 5/8"	23	C/U	\$ 3.68	\$ 84.53
				\$ 55,586.49

MANO DE OBRA				
LINIERO	60	DIAS	\$ 30.00	\$ 1,800.00
LINIERO	60	DIAS	\$ 30.00	\$ 1,800.00
LINIERO	60	DIAS	\$ 30.00	\$ 1,800.00
LINIERO	60	DIAS	\$ 30.00	\$ 1,800.00
AUXILIAR	60	DIAS	\$ 18.00	\$ 1,080.00
AUXILIAR	60	DIAS	\$ 18.00	\$ 1,080.00
AUXILIAR	60	DIAS	\$ 18.00	\$ 1,080.00
AUXILIAR	60	DIAS	\$ 18.00	\$ 1,080.00
AUXILIAR	60	DIAS	\$ 18.00	\$ 1,080.00
				\$ 13,680.00

DERECHOS DE CONEXIÓN				
SOLICITUD DE FACTIBILIDAD A CLESA	1	C/U	\$ 80.26	\$ 80.26
LEVANTAMIENTO DE DATOS PARA PRESUPUESTO	1	C/U	\$ 94.04	\$ 94.04
ELABORACION DE PRESUPUESTO	1	C/U	\$ 38.65	\$ 38.65
REVISION DE PLANOS DE DISEÑO OIA (MEDIA TENSION Y BAJA TENSION)	2	C/U	\$ 136.58	\$ 273.16
REVISION DE OBRA COMO CONSTRUIDO OIA (MEDIA TENSION Y BAJA TENSION)	2	C/U	\$ 158.43	\$ 316.86
PAGO DE ENTRONQUE PRIMARIO	1	C/U	\$ 805.66	\$ 805.66
				\$ 1,608.63

TRANSPORTE DE GRUA				
TRASLADO, PARADO Y PLOMEADO DE POSTES (MAXIMO 7 POSTES POR VIAJE) (CADA FLETE SE ESTIMA EN \$500 DESDE LA CAPITAL O FABRICA HASTA EL LUGAR DEL PROYECTO)	7	C/U	\$ 500.00	\$ 3,500.00
				\$ 3,500.00

RESUMEN				
1. MATERIALES	1	S.G.	\$ 54,036.49	\$ 55,586.49
2. MANO DE OBRA	1	S.G.	\$ 13,680.00	\$ 13,680.00
3. DERECHOS CONEXION	1	S.G.	\$ 1,608.63	\$ 1,608.63
4. TRANSPORTE (GRUA)	1	S.G.	\$ 3,500.00	\$ 3,500.00

IMPREVISTOS 5%		\$ 3,718.76
----------------	--	--------------------

TOTAL, GENERAL		\$ 78,093.88
-----------------------	--	---------------------

4.11 Cronograma de actividades para ejecución de la obra.

EJECUCIÓN DE PROYECTO EN COMUNIDAD LA PERLA.												
CRONOGRAMA DE TRABAJO												
PROYECTO:	DISEÑO DE UNA LÍNEA DE DISTRIBUCIÓN EN MEDIA Y BAJA TENSIÓN DE 2 KM MONOFÁSICA PARA BENEFICIAR A LA COMUNIDAD LA PERLA EN EL DISTRITO DE METAPÁN, MUNICIPIO DE SANTA ANA NORTE.											
UBICACION:	LÍNEA FÉRREA EN COMUNIDAD LA PERLA EN EL DISTRITO DE METAPÁN, MUNICIPIO DE SANTA ANA NORTE, DEPARTAMENTO DE SANTA ANA.											
ACTIVIDADES	PRIMER MES				SEGUNDO MES				TERCER MES			
	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
REPLANTEO	■	■										
PODA Y BRECHA	■	■										
EXCAVACION PARA POSTES Y RETENIDAS		■	■									
INSTALACION DE POSTES DE CONCRETO DE 35' Y 26'				■								
INSTALACION DE RETENIDAS				■								
INSTALACION DE HERRAJES PRIMARIOS Y SECUNDARIOS					■	■						
TENDIDO Y FLECHADO DE LINEA PRIMARIA							■	■				
INSTALACION DE RED DE POLARIZACION								■				
INSTALACION DE SUBESTACION								■				
TRAMITES COMPAÑÍA AES-CLESA	■											
TIEMPO DE EJECUCION DEL PROYECTO	60 DIAS CALENDARIO											
TRAMITES DE CONEXIÓN DEL PROYECTO	90 DIAS CALENDARIO											

4.12 Derechos de conexión.

Todo proyecto de distribución de energía eléctrica en media y baja tensión debe gestionarse bajo un marco normativo y pasos correspondientes para conectarse a las líneas de la distribuidora de energía eléctrica.

Actualmente se gestiona con dos instituciones el proceso administrativo de legalización de obra y posterior conexión eléctrica.

Es esta parte del documento se detalla la información en cada uno de los pasos para la legalización de la obra en función al diseño desarrollado para la comunidad La Perla, la cual es el objeto de estudio de este documento.

4.12.1 Paso 1 Factibilidad.

El proceso de legalización de una obra eléctrica de este tipo inicia con la solicitud de la factibilidad a la empresa distribuidora de la localidad. Para el caso de la comunidad La Perla la gestión se realiza con la AES CLESA. Se presenta una serie de documentos para solicitar factibilidad del servicio, el pago esta normado en el en el acuerdo 38-E-2023 en vigencia desde 13 de febrero de 2023. (ver anexo)

Documentos para presentar:

- Solicitud de factibilidad.
- Croquis de ubicación.
- Tarjeta de ingeniero o profesional a cargo.

Pago por servicio	\$80.26 (IVA incluido)
-------------------	------------------------

En esta etapa la distribuidora indica si es posible brindar energía desde el punto donde se está proyectando hacer la conexión al nuevo circuito.

Como resultado de esta gestión, la distribuidora responde con una carta donde indica si es posible brindar energía y bajo cuales condiciones se puede realizar la conexión. Además, la vigencia de la respuesta es de 6 meses.

A continuación, se presenta el formulario de solicitud a la fecha exigido por CLESA.

Figura 87.

Formulario de solicitud de factibilidad.

	Solicitud de Trámites para Contratación de Servicio Nuevo MD, GD y Proyectos		Código	ACUE74
			Vigencia	Junio 2020
			Versión	5
Tipo de Trámite Factibilidad ☒ Presupuesto ☒ Planos comp: Diseño ☐ Construido ☐				
Trámite aplica a OIA SI (gran demanda, proyectos) ☐ NO (mediana demanda) ☐				
ESPACIO RESERVADO PARA AES EL SALVADOR				
Solicitud No.: _____ Fecha de recepción: _____ Expediente No.: _____ Aviso SAP: _____ Factura: _____ No. Comprobante de crédito fiscal: _____ Empresa que prestará el servicio CAESS ☐ CLESA ☐ EEO ☐ DEUSEM ☐ Recibido por: _____ Grandes Clientes _____ Oficina Comercial _____ Fecha máxima de respuesta a trámite _____				
DATOS DEL CLIENTE				
Lugar y fecha <u>Santa Ana de mayo de 2025</u>				
Nombre del propietario <u>Asociación de desarrollo comunal La Perla.</u>				
Documento Único o NIT del Propietario <u>0207-010611-002-4</u>				
Dirección del propietario <u>Línea ferrea, comunidad La Perla, Cantón Belen Guijat, Distrito de Metapan.</u>				
Teléfono _____ Celular <u>7862-5356</u> Fax _____ E-mail <u>adesoolaperla@gmail.com</u>				
DATOS DEL PROYECTO				
Nombre del Proyecto <u>Introducción de energía eléctrica en Media y Baja Tensión para comunidad La Perla, Distrito de Metapan.</u>				
Dirección del Proyecto <u>Línea ferrea, comunidad La Perla, Cantón Belen Guijat, Distrito de Metapan.</u>				
Nombre del Contratista <u>Jose Elenilson Arias Montes</u>				
Teléfono _____ Celular <u>7862-5356</u> Fax _____ E-mail <u>elenilson.arias@hotmail.com</u>				
Emitir factura a nombre de <u>Asociación de desarrollo comunal La Perla.</u>				
Consumidor final ☒ Crédito fiscal ☐ No. Registro fiscal _____ Giro _____				
INFORMACIÓN DE LA SOLICITUD (Aplica para Solicitud de Presupuesto)				
Construcción primaria y/o secundaria ☒ Relocalización de líneas, postes y/o retenidas ☐ Construcción de acometida primaria ☐ Mantenimiento de subestaciones ☐ Instalación de transformador ☐ Mejora de voltaje ☐ Provisional para construcción: _____ 1) Presentar autorización de Alcaldía respectiva y planos de ubicación de lámparas a instalar 2) Especificar Cantidad _____ Tipo _____ Capacidad _____ Watts 3) Detallar tiempo requerido para servicio provisional: Desde _____ Hasta _____				
INFORMACIÓN DEL TIPO DE PROYECTO				
KW <u>30</u> Medidor actual _____ NIC _____				
Servicio nuevo Unificación de servicio Eléctrico ☐ Media Tensión ☒ Baja Tensión ☐ Provisional ☐ Urbanización/ Lotificación ☐ Otros ☐ Especifique _____ Número de servicios solicitados <u>83</u> Uso Doméstico ☒ Comercial/ Oficina ☐ Bombeo ☐ Provisional para construcción ☐ Industria ☐ Tipo _____ Nivel de Voltaje Solicitado 120/240 V ☐ 2.4/4.16 KV ☐ 7.5/13.2 KV ☒ 14.4/ 24.9 KV ☐ 34.5 KV ☐ 46KV ☐ Carga aproximada a conectarse por servicio Monofásica ☒ Capacidad <u>1 Kw</u> Nivel de voltaje 120/240V Monofasico Trifásica ☐ Capacidad _____ Nivel de voltaje _____ Número de corte o transformador C <u>C10843</u> T _____ Etapas de construcción del proyecto Primera etapa _____ Fecha _____ Carga _____ Segunda etapa _____ Fecha _____ Carga _____ Tercera etapa _____ Fecha _____ Carga _____				
DATOS DE LA SUBESTACIÓN				
No de Transformadores <u>3</u> Capacidad (cu en KVA) <u>37.5 KVA</u> Total subestación <u>(3) de 37.5 KVA</u>				
Voltaje primario (KV) <u>13.2/7.6 KV</u> Voltaje secundario (KV) <u>120/240V</u> Conexión <u>Monofasico</u>				
Cantidad de locales _____ Capacidad por local (KW) _____				
Adjuntar plano de ubicación del proyecto incluyendo calles, avenidas, caseríos, cantones y puntos de referencia (número de corte o transformador) cercano al lugar del proyecto y ubicación del punto de medición.				
DATOS DEL INGENIERO ELECTRICISTA RESPONSABLE DE LA OBRA O CONTRATISTA				
Nombre <u>Jose Elenilson Arias Montes</u> Firma y sello _____				
Teléfono de Contacto <u>7862-5356</u>				
Correo Electrónico <u>elenilson.arias@hotmail.com</u>				
DATOS PARA VISITA CONJUNTA				
Nombre <u>Jose Elenilson Arias Montes</u>				
Teléfono de Contacto <u>7862-5356</u>				
Correo Electrónico _____				

Nota: Versión de solicitud a la fecha.

4.12.2 Paso 2 Solicitud de presupuesto.

Este paso implica pagarle a la distribuidora dos procesos que están ligados, el primero es el pago por levantamiento de datos para el presupuesto y el segundo es la elaboración del presupuesto. Ambos suman \$132.69, normado en el acuerdo 38-E-2023.

En resumen, en este paso se le cancela a la distribuidora por determinar el costo de conexión que tendrá el proyecto, saber cuánto se pagará en concepto de entronque.

El costo del entronque también se encuentra regulado en el acuerdo 38-E-2023 con un valor IVA incluido de \$805.66 sin embargo, el monto total se ve afectado por las valoraciones de campo que realiza el inspector asignado, este determina si la red debe someterse a alguna modificación o si debe ser suspendida para realizar la conexión, todos estos cargos incrementar el valor total que el cliente debe pagar para realizar el entronque de su proyecto.

Con relación a los documentos que se deben presentar, el formulario es el mismo que para solicitar la factibilidad, en el ejemplo anterior ya está indicado la solicitud del presupuesto. En la parte central de la solicitud se indica que se está solicitando (construcción de acometida primaria.)

En los anexos se presenta un ejemplo de respuesta de factibilidad y respuesta de presupuesto emitidos por la distribuidora para algunos proyectos ya ejecutados.

Para la comunidad La Perla es fundamental la gestión de los permisos correspondientes por parte de CEPA y FENADESAL como representantes y administradores del gobierno central para poder ejecutar cualquier tipo de proyecto dentro de la comunidad. (Se agrega en anexos, ejemplos de permisos emitidos por FENADESAL.)

4.12.3 Paso 3 Revisión de planos de diseño. OIA

Esta etapa es de suma importancia para la continuidad del proyecto, acá se gestiona con una entidad independiente a la distribuidora de energía, la revisión de los planos eléctricos de la obra. Los Organismo de Inspección Acreditado (OIA) nos entidades independientes acreditados por la Organismo salvadoreño de acreditación (OSA) y SIGET. Son responsable de revisar y determinar si las obras que se proyectan construir están diseñadas bajo los lineamientos de las normas vigentes y aplicables en El Salvador.

El proceso con la OIA inicia enviando un formato de solicitud para la revisión de los planos, se anexa información relacionada al proyecto:

- Solicitud de revisión de planos.
- Plano de diseño.
- DUI del profesional a cargo.
- Carné de ingeniero electricista.
- DUI de propietario del proyecto.
- Respuesta de factibilidad.
- Se cancela \$136.58 por media y baja tensión.

Las tarifas de OIA están regidas por los acuerdos 1087-E-2013 y 58-E-2017. Aplican la tarifa para la revisión de circuitos en media tensión y los circuitos en baja tensión.

Formato de solicitud con el organismo de inspección acredita Guillen.

 OIA.JGUILLÉN ORGANISMO DE INSPECCIÓN ACREDITADO <i>Evaluación de la Conformidad de Instalaciones Eléctricas en Baja y Media Tensión</i>													
F04-02.01	SOLICITUD DE SERVICIO DE REVISIÓN DE PLANOS DE DISEÑO Y COMO CONSTRUIDO E INSPECCIÓN DE INSTALACIÓN ELÉCTRICA EN MEDIA TENSIÓN (MT) o BAJA TENSIÓN (BT), MAYOR QUE 10KW												
Lugar y fecha: <u>SAN SALVADOR</u> 18 de <u>JULIO</u> de 20 <u>23</u>													
Organismo de Inspección Acreditado OIA-04:16 Presente.													
Atención: <u>Ing.</u> <u>JAVIER ELIAS GUILLEN HENRIQUEZ</u>													
Por este medio, le solicito realizar el proceso de evaluación de la conformidad para el servicio de: <table border="0" style="float: right;"> <tr> <td>REVISIÓN de Planos de Diseño</td> <td>☒</td> </tr> <tr> <td>REVISIÓN de Planos Como Construido</td> <td>☐</td> </tr> <tr> <td>INSPECCIÓN de Instalación Eléctrica</td> <td>☐</td> </tr> </table>		REVISIÓN de Planos de Diseño	☒	REVISIÓN de Planos Como Construido	☐	INSPECCIÓN de Instalación Eléctrica	☐						
REVISIÓN de Planos de Diseño	☒												
REVISIÓN de Planos Como Construido	☐												
INSPECCIÓN de Instalación Eléctrica	☐												
Nombre del proyecto: <u>Introducción de energía eléctrica en MT y BT para comunidad La Perla, Distrito de Metapan</u>													
Bajo la "Norma Técnica de Conexiones y Reconexiones Eléctricas en Redes de Distribución de Baja y Media Tensión" vigente.													
DATOS GENERALES DE LA INSTALACIÓN ELÉCTRICA													
Dirección de ubicación de la instalación:	<u>Línea ferrea, comunidad La Perla, Cantón _Belen Guijat, Distrito de Metapan.</u>												
Clasificación de la actividad de la instalación eléctrica:	<u>Para uso Residencial</u>												
Alcance de la inspección (describa):	<u>Revisión Planos De Diseño</u>												
Tipo de instalación:	<table border="1"> <tr> <td>Nueva</td> <td>☒</td> <td>Ampliación o Modificación</td> <td>☐</td> <td>Reconexión</td> <td>☐</td> <td>Cambio de Tensión</td> <td>☐</td> <td>Provisional</td> <td>☐</td> </tr> </table>	Nueva	☒	Ampliación o Modificación	☐	Reconexión	☐	Cambio de Tensión	☐	Provisional	☐		
Nueva	☒	Ampliación o Modificación	☐	Reconexión	☐	Cambio de Tensión	☐	Provisional	☐				
Uso de la instalación:	<table border="1"> <tr> <td>Comercio</td> <td>☐</td> <td>Industria</td> <td>☐</td> <td>Residencial</td> <td>☒</td> <td>Centro Escolar</td> <td>☐</td> <td>Concentración pública</td> <td>☐</td> <td>Áreas Peligrosas</td> <td>☐</td> </tr> </table>	Comercio	☐	Industria	☐	Residencial	☒	Centro Escolar	☐	Concentración pública	☐	Áreas Peligrosas	☐
Comercio	☐	Industria	☐	Residencial	☒	Centro Escolar	☐	Concentración pública	☐	Áreas Peligrosas	☐		
Número de Factibilidad de la Distribución:	<u>EM-RO-080083-2023</u>												
Propietario de la línea a la cual se conectará el servicio:	<u>AES-CLESA</u> (Anexar autorización de conexión a la línea)												
DATOS DEL PROPIETARIO DE LA INSTALACIÓN ELÉCTRICA													
Nombre de la persona natural o jurídica propietaria de la instalación:	<u>Alcaldía Municipal de Metapan</u>												
Número de Documento Único de Identidad del solicitante:	<u>0207-010611-002-4</u>												
Número de teléfono fijo:	<u>2402-7672</u>												
Número de celular:	<u>7595-0372</u>												
Dirección de correo electrónico:													
DATOS DEL PROFESIONAL RESPONSABLE DEL DISEÑO O EJECUCIÓN DE LA INSTALACION ELÉCTRICA:													
Nombre del diseñador o instalador:	<u>Jose Elenilson Arias Montes</u>												
No. Registro de Ingeniero:	<u>IE-1949</u>												
Dirección del diseñador o instalador:	<u>Urb. El Bosque, Poligono C, casa #6, Santa Ana</u>												
Número de Documento Único de Identidad del solicitante:	<u>04356155-8</u>												
Número de identificación Tributaria NIT del solicitante:	<u>0207-220890-101-8</u>												
Número de teléfono fijo:	<u>2402-7672</u>												
Número de celular:	<u>7595-0372</u>												
Dirección de correo electrónico:	<u>elenilson.arias@hotmail.com</u>												
1/2													
ORGANISMO DE INSPECCIÓN ACREDITADO REGISTRO No. OIA-04:16 - OIA.JGUILLÉN 3a Av. Norte, No. 305-B, Bo. San Miguelito, San Salvador. - Tels.: 7442-2566 - 7325-6280 - Email: oia.jguillen@gmail.com													

 OIA.JGUILLÉN ORGANISMO DE INSPECCIÓN ACREDITADO <i>Evaluación de la Conformidad de Instalaciones Eléctricas en Baja y Media Tensión</i>			
CARACTERÍSTICAS DEL DISEÑO DE LOS PLANOS A REVISAR <i>(Sólo para Revisión de Planos de Diseño)</i>			
MEDIA TENSIÓN ☒		BAJA TENSIÓN $\geq 10\text{KW}$ ☐	
NÚMERO DE FASES: <u>1</u>			
Aérea: ☒	Subterránea: ☐	Aérea: ☐	Subterránea: ☐
Tensión eléctrica del suministro en MT (V):	13.2/7.6 KV	Capacidad de la subestación en KVA (si existe):	25 KVA
Tensión eléctrica del suministro en BT (V):	120 / 240V	Tipo de conexión de la Subestación (si existe):	Monofásico
Carga por servir en Kilowatts (KW):	30	Carga por servir en Kilovoltamperios (KVA):	8
Cantidad de niveles de edificación:	N/A	Cantidad de hojas de planos a revisar:	1
Longitud de la línea en Media Tensión en metros (si aplica):	1800 MT	Longitud de la línea en Baja Tensión en metros (si aplica):	2084 MT
Cantidad, tipo y clase de postes por instalar:	2 CC 40', 29 CC 35' y 14 CC de 26'	Cantidad de servicios o medidores según diseño:	5
Nombre del Ing. Responsable:	Jose Elenilson Arias Montes		No. Registro de Ingenieros: IE-0000
CARACTERÍSTICAS DE LA INSTALACIÓN ELÉCTRICA A INSPECCIONAR <i>(Sólo para Revisión de Planos Como Construido e Inspección de la Instalación Eléctrica)</i>			
MEDIA TENSIÓN ☐		BAJA TENSIÓN $\geq 10\text{KW}$ ☐	
NÚMERO DE FASES: _____			
Aérea: ☐	Subterránea: ☐	Aérea: ☐	Subterránea: ☐
Tensión eléctrica del suministro en MT (V):		Capacidad de la subestación en KVA (si existe):	
Tensión eléctrica del suministro en BT (V):		Tipo de conexión de la Subestación (si existe):	
Carga instalada en Kilowatts (KW):		Carga instalada en Kilovoltamperios (KVA):	
Cantidad de niveles de la edificación:		Cantidad de hojas de planos a revisar:	
Longitud de la línea en Media Tensión en metros (si aplica):		Longitud de la línea en Baja Tensión en metros (si aplica):	
Cantidad y tipo de postes instalados:		Conectará a Red de Distribuidora: SI o NO; especifique:	
Cantidad de tableros instalados:		Cantidad de servicios o mediciones por solicitar:	
Nombre del Ing. Responsable:			No. Registro de Ingenieros:
NOTAS: Documentación que se deberá anexar a la solicitud: a) Un croquis de ubicación del servicio. b) Tres (3) copias, al menos, de los planos por revisar y archivo digital en formato AutoCAD versión 2007. c) Copia vigente de la Carta de Factibilidad del servicio y punto de entrega emitidos por la empresa distribuidora de energía. d) Autorización escrita del propietario de la línea de distribución a la cual se conectará el servicio, si ésta es privada. e) Copia del Carnet del Registro Nacional de Ingenieros vigente (frente y vuelta) o del Carnet de Electricista vigente emitido por SIGET de acuerdo a la categoría de la instalación para la que solicita el servicio. f) Copia del Documento Único de Identidad DUI (frente y vuelta) vigente del Propietario del proyecto y del profesional responsable del proyecto, según aplique. g) Copia del Número de Identificación Tributaria NIT y/o Número de Registro del Contribuyente NRC, del propietario del proyecto y del profesional responsable del proyecto, según aplique. De la información arriba presentada doy fe que es completamente veraz, por lo que asumo la responsabilidad por cualquier engaño o vicio oculto que en ésta se halla incorporado. Atentamente, Firma del diseñador o instalador: _____ Nombre del diseñador o instalador: <u>Jose Elenilson Arias Montes</u> Sello del Profesional: _____ Dirección: <u>Urb. El Bosque, Poligono C, casa #6, Santa Ana</u> Dirección Electrónica: <u>elenilson.arias@hotmail.com</u> Teléfono: <u>7595-0372</u>			
2/2 ORGANISMO DE INSPECCIÓN ACREDITADO REGISTRO No. OIA-04-16 - OIA.JGUILLÉN 3a Av. Norte, No. 305-B, Bo. San Miguelito, San Salvador. - Tels.: 7442-2566 - 7325-6280 - Email: oia.jguillen@gmail.com			

Nota: La respuesta de este paso es el visto bueno de los planos y la entrega de un certificado de calidad (ejemplo en anexos)

4.12.4 Paso 4 Revisión de planos como contruídos. OIA.

Este paso es similar a la revisión del diseño con relación a los documentos a presentar, acá se coordina visita de campo donde los inspectores revisan de forma minuciosa la construcción de la obra, verifican el cumplimiento de la normativa, la calidad de los materiales y la correcta instalación de todos los elementos. (postes, retenidas, abrazaderas, cables, etc.) el formulario de solicitud es el mismo del ejemplo anterior, con la variante que se llena la información de la parte central (CARACTERISTICAS DE LA INSTALACIÓN ELÉCTRICA A INSPECCIONAR) y se anexan copias de las facturas de los materiales, garantía de o los transformadores instalados.

Luego de la visita y superada cualquier observación se genera de parte de la OIA otro certificado de calidad de la obra presentada (se agregan en anexo, ejemplo de certificado).

El costo de la revisión es de \$ 158.43 para la revisión del circuito en media y baja tensión.

4.12.5 Paso 5 Pago de conexión.

El último paso de la legalización de una obra de este tipo implica la presentación a la distribuidora de una serie de documentos relacionados al proyecto y la cancelación del monto indicado en la respuesta de presupuesto.

A continuación, se presenta la lista de los documentos necesarios para la conexión del proyecto:

- Respuesta de factibilidad.
- Respuesta de presupuesto.
- Dos copias de planos de diseño, aprobados por OIA.
- Certificado de conformidad del diseño OIA.
- Dos copias de planos como contruídos, aprobados por OIA
- Certificado de conformidad de la obra construida OIA.
- Copias de las facturas de los materiales utilizados.
- Copia de la garantía de todos los transformadores instalados, emitida por el proveedor.

- Permisos si la línea está construida en propiedad privada, si un poste o retenida, están instalados en propiedad privada.
- Permiso de la alcaldía local de los postes que estén en la vía pública.
- Certificado de calidad de la instalación eléctrica, emitida por el profesional a cargo.
- Copia del carné de ingeniero electricista.
- Copia del DUI del ingeniero electricista.
- Plano como construido en digital.

5 CAPITULO 5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

5.1 Conclusiones.

El compromiso de la comunidad estudiantil de la Universidad Técnica Latinoamericana con el desarrollo social del país queda evidenciado mediante el aporte de un trabajo de grado que integra tanto el componente técnico, económico y social para impulsar el desarrollo de la comunidad La Perla en el distrito de Metapán.

Luego de la presentación de toda la información relacionada al diseño de la línea eléctrica de distribución para la comunidad La Perla, puede significar el inicio de un cambio sustancial en la vida de los pobladores de dicho lugar.

Finalizando este documento se generan las siguientes conclusiones:

- ✓ Se ha elaborado una línea eléctrica de distribución para la comunidad La Perla, que reúne las condiciones técnicas optimas, cumple la normativa vigente nacional y garantiza la seguridad de los usuarios de la zona, mediante un diseño integral que proporcionará cobertura al 100% de los habitantes de la comunidad.
- ✓ El diseño propuesto para la comunidad La Perla brinda toda la información correspondiente para evaluar opciones de financiamiento en función al conocimiento del valor total para la ejecución de la obra. Se presenta el plano, la memoria de cálculo, el proceso de legalización, el presupuesto detallado y la mano de obra con precios actualizados.
- ✓ Se implemento un equipo de georreferencia de vanguardia como es el Garmin Montana 700i, lo cual permitió la obtención de datos precisos en cuanto a ubicación satelital tanto de la comunidad, puntos ubicación de estructuras, altura sobre el nivel del mar, entre otros.

Todos los datos proporcionados en este documento y con relación directa al diseño, permiten generar una perspectiva más clara de la ruta que la comunidad debe seguir en búsqueda del desarrollo y crecimiento local.

5.2 Recomendaciones.

Este equipo de trabajo mediante la entrega final en este documento genera las siguientes recomendaciones:

- ✓ Se le recomienda a la comunidad La Perla buscar opciones de financiamiento para la ejecución de la obra basándose en el presupuesto proporcionado en este documento. Se puede buscar apoyo en instituciones como la alcaldía municipal de Santa Ana Norte, el gobierno central y organizaciones sin fines de lucro.
- ✓ La directiva de la asociación de desarrollo comunal de La Perla debería reunir a todos los asociados y trasladarle la información relacionada al proyecto, para que se encuentren informados y brinden ideas sobre que hacer para buscar ese financiamiento.
- ✓ La directiva debe invitar a la comunidad a buscar fuentes de generación de ingresos locales, mediante actividades que permitan la integración y trabajo de los habitantes de la zona para motivarlos.
- ✓ Se puede buscar y propiciar la alternativa de desarrollo del proyecto en conjunto con una institución gubernamental y en la propuesta de la comunidad de puede valorar un aporte porcentual económico y una contrapartida de mano de obra no calificada para estimular y aumentar las posibilidades de concretarse la ejecución eventual del proyecto.
- ✓ Posterior a la eventual ejecución de la obra, se sugiere brindar mantenimiento preventivo a la línea, mediante poda a la vegetación con más incidencia sobre la línea.
- ✓ Siendo la subestación eléctrica parte fundamental del circuito, se sugiere coordinar mantenimiento periódico (anual), que involucre, medición de aislamiento, medición de red de tierra y revisión de puntos de contacto.
- ✓ Además, se recomienda a la universidad motive a estudiantes a desarrollar su proyecto de grado en beneficio de las comunidades del país.

6 BIBLIOGRAFIA.

- Autodesk. (01 de 01 de 2025). *Autodesk*. Obtenido de Autodesk: Autodesk. (2025). AutoCAD (Versión 2025) [Software].
<https://www.autodesk.com/products/autocad/>
- Electricidad, L. G. (5 de Febrero de 2021). *Ley General de Electricidad*. Obtenido de Ley General de Electricidad: <https://www.siget.gob.sv/download/ley-general-de-electricidad/>.
- Electricidad, R. d. (5 de Febrero de 2021). *Reglamento de la Ley General de Electricidad*. Obtenido de Reglamento de la Ley General de Electricidad: <https://www.siget.gob.sv/download/reglamento-de-la-ley-general-de-electricidad/>.
- Google LLC. (01 de 01 de 2025). *Google eart*. Obtenido de Google eart: Google LLC. (2025). Google Earth (Versión 10.75.0) [Software].
<https://www.google.com/earth/>.
- SALVADOR, L. A. (10 de Octubre de 1996). *LA ASAMBLEA LEGISLATIVA DE LA REPÚBLICA DE EL SALVADOR*. Obtenido de LA ASAMBLEA LEGISLATIVA DE LA REPÚBLICA DE EL SALVADOR: <https://www.asamblea.gob.sv/leyes-y-decretos/resultado-busqueda/>.
- Williamson, J. (Noviembre de 1986). *cne.gob.sv*. Obtenido de cne.gob.sv: https://estadisticas.dgehm.gob.sv/wp-content/uploads/2016/09/Politica_Energetica.pdf.

ANEXOS.

SOLICITANTES DE ENERGIA ELECTRICA DE ASOCIACIÓN DE DESARROLLO COMUNAL LA PERLA DEL CASERIO PUENTE GÜAJJOY, LÍNEA FÉRREA DEL CANTÓN GÜIJAT, CIUDAD DE METAPÁN DEPTO DE SANTA ANA						
#	NOMBRE	DUI	TELEFONO	SIN ELECTRICIDAD	ELECTRICIDAD COMPARTIDA	OTRO SERVICIO
1	Alex Jonathan Salguero Palacios	06884010-5				x
2	Ana Alicia Zepeda	06152896-6				x
3	Angel Jiménez Ascencio	06739561-2	7542-1015	x		
4	Blanca Yesenia Díaz Girón	06821723-3	7211-1858		x	
5	Carlos Ernesto Meza Soto	06224473-9				x
6	Carlos Monterrosa	06761800-0	6454-9390	x		
7	Carolina Isabel Duarte Regalado	06852939-9	7737-0805		x	
8	Catalina Beatriz Estevez Axume	06138485-3	7891-2050			x
9	Cruz Estefany Salazar Giron	06132864-7	7657-7029			x
10	Daisy Noemy Perdido Aguilar	06534339-4	7271-6169		x	
11	Delmy Elizabeth Murcia Guerra	06239362-7	7956-0229			x
12	Dinora Liset Alarcon de Gonzalez	06452692-2	6367-7434		x	
13	Dora de la Cruz Interiano Aguilar	06699723-7	7587-1468	x		
14	Eduardo Armando Gomez Martinez	06939588-0	7263-5505	x		
15	Edwin Enrique Peraza Garcia	06193702-4	7738-8170			x
16	Fidel Hernandez Murcia	06573222-8		x		
17	Hilda Leticia Castaneda Ramos	06628816-7	7878-2319			x
18	Idania Esmeralda Garcia	062562359-7	7225-2675		x	
19	Jacinto Aguilar Umaña	06808838-7		x		
20	Jaime de Jesús Duarte Batres	06351627-4				x
21	Joaquin Martinez	061718587-9	6982-0265			x
22	José Alfredo Zepeda Marroquin	062840335-3	7894-2689			x
23	José Angel Salguero Ruiz	063341842-8	6193-4795			x
24	Jose Antonio Herrera Martinez	062884725-6	7796-1511			x
25	José Arnulfo Guerra	06949947-2	6821-4063			x
26	José Horacio Meza Soto	06388945-1	7937-9896			x
27	José Luis Duarte	062075026-9	7941-5624	x		
28	José Portillo			x		
29	Josseline Tatiana Maldonado Alarcón	06938145-3	7262-8428			x
30	Lesley Mayeli Martinez Castillo	06488447-4	7637-5848			x
31	Lidia del Carmen de la O Duarte	06525104-4	7593-0506			x
32	Lisette Marisol Soriano Estevez	061098366-6	7614-3411			x
33	Luis Alberto Barillas	061446989-2		x		
34	Luis Armando Mancia Díaz	06522607-7	6433-9689		x	
35	Luis Daniel Herrera Solórzano	06575553-7	6457-5410			x
36	Luz Eugenia Vanegas de Salazar	06155582-6	2483-9438			x
37	Manuel Duarte	06462768-0			x	
38	Marcos Alexander Reyes Díaz	062742000-1	7796-1511			x
39	Maria Aracely Consuegra	062708655-6	7013-6439			x
40	Maria Elena Dimas Gomez	06809392-2	7507-5112			x
41	Maria Elena Santamaria de Zepeda	063350160-3	7640-9819			x

42	Maria Inés Nolasco Martinez	01998039-8	7785-56	8			x
43	Mariana Leticia Rodriguez Araujo	01582622-3	7275-17	8	x		
44	Marina Elizabeth Palacios Arriola	0102473-0					x
45	Mario Ernesto Sibrian Aguilera	01636331-7	7215-09	1		x	
46	Marleni Araceli Magaña de Aguilar	01533626-0	7546-43	1			x
47	Marta Alicia Cabrera	01268115-8					x
48	Marta Luz Cabrera	01938771-2	7402-92	0		x	
49	Melvin Ernesto Giron Calderon	01537919-7	6001-45	3	x		
50	Miguel Angel Linares Muñoz	01046222-6	7319-18	8		x	
51	Misael Rosales Oliva	01554645-9	6304-54	2			x
52	Nelson Celiano Salguero Ruiz	01493420-1	7498-12	8			x
53	Nelson Javier Perez Serrano	01232684-4	7531-51	2			x
54	Noel Eliezer Valle Sandoval	01704400-7	7666-86	0			x
55	Norma Yanira Acevedo Nova	01849602-7	7685-28	5			x
56	Olinda Haydee Valencia de Barrera	01481752-6	7317-03	8			x
57	Omar Ivan Garcia Garcia	01984119-2	7240-02	1			x
58	Oscar Armando Aleman Villalta	01088206-0	7893-68	7		x	
59	Oscar Armando Calles Vargas	01487955-0	7005-98	8			x
60	Osmin Ulises Aleman Villalta	01272421-0	7014-22	0			x
61	Pablo Perdido Castro	01771260-6	7524-26	9			x
62	Raúl Antonio Castro Vazquez	01220061-6	7670-12	9			x
63	Reina Fuentes Meza	01152440-5	7656-95	9		x	
64	Ricardo de Jesús Ruiz Contreras	01200857-3	7031-92	9			x
65	Rosa Marilu García Estevez	01576114-8	6971-31	5			x
66	Rosa Vidalia Axume	01139301-0	7013-84	1			x
67	Rosalina Aguilar de Interiano	01280623-2					x
68	Rosaura García Gomez	01241964-9	7933-44	3			x
69	Rosisela Beatriz Maldonado Alarcón	01543746-6	7204-96	6			x
70	Roxana Patricia Pérez de Alarcón	01191156-3	7555-91	0			x
71	Roxana Yanet García Herrera	01402647-4					x
72	Ruth Yanira Estevez	01650704-2	6069-39	1		x	
73	Saúl Ernesto Portillo Sandoval	01811378-0	6996-26	6			x
74	Selena Abigail Figueroa Figueroa	01731737-7	7399-08	4			x
75	Silvia Antonia Giron Umaña	01604728-8	7657-70	9	x		
76	Teresa Marisol Cabrera Cabrera	01751589-1	6011-52	6		x	
77	Thelma de los Angeles Erazo Diaz	01494715-5	6831-04	5		x	
78	Vilma Esperanza Solórzano de Herrera	01297167-1	6038-07	3			x
79	Walter Estuardo Arita	01939866-4	7043-71	8		x	
80	Wilber Ernesto Gonzalez Alarcon	01838589-4	6833-77	5		x	
81	Yanira Liseth Castro Arrúe	01428251-5	7670-12	2			x
82	Yansi Melissa Hernández Guevara	01406136-9	7898-07	5			x
83	Yuli Mileydi Jimenez Galdamez	01699838-8	6301-54	3		x	
84							
85							
86							
87							

Ejemplo de autorización emitido por CEPA hacia alcaldía de Santa Ana Norte para la ejecución del proyecto eléctrico en un tramo de la línea de FENADESAL.



COMISIÓN EJECUTIVA
PORTUARIA AUTÓNOMA

GERENCIA DE DESARROLLO DE NEGOCIOS

13 de febrero de 2025
GDN-EX FENA-015/2025

Doctor
Carlos Adolfo Landaverde Carpio
Alcalde Municipal de Santa Ana Norte.
Presente

Estimado Doctor Landaverde:

Reciba un cordial saludo deseándole éxito en sus actividades profesionales, aprovecho la ocasión para referirme a su nota de fecha 11 de noviembre de 2024, mediante la cual solicita una autorización a la CEPA, para ejecutar un proyecto de electrificación de mediana tensión monofásico y secundario, en beneficio de 188 familias, ubicadas en el kilómetro ferroviario número 344, coordenadas, Latitud: 14°5'51.44"N, Longitud: 89°29'32.54"O, al kilómetro ferroviario número 345, coordenadas, Latitud: 14°6'5.41"N, Longitud: 89°29'59.63"O, cantón Chilcuyo, distrito de Texistepeque, municipio de Santa Ana Norte, departamento de Santa Ana.

Al respecto, CEPA considera procedente autorizar al Consejo Municipal de Santa Ana Norte para ejecutar el proyecto de electrificación en beneficio de las Comunidad Bella Vista.

En caso de solicitar la remoción o relocalización de la infraestructura eléctrica que se encuentra ubicada sobre el inmueble de EX FENADESAL; la CEPA no cubrirá con los gastos de remoción y/o relocalización que estos conlleven, si así lo requiere para la ejecución de proyectos de interés público por el Gobierno Central; ya que estos inmuebles están reservados para la planificación, explotación y administración del sistema del transporte ferroviario nacional, denominado "Tren del Pacífico", con Decreto legislativo No. 360, publicado en el Diario Oficial, tomo No. 435, de fecha 29 de abril de 2022.

Además, estas líneas eléctricas que brindarán servicio a la comunidad asentadas en los derechos de vía, no pagarán ningún canon de arrendamiento por la instalación de la red como servidumbre en las franjas de terreno de EX FENADESAL.

Atentamente,

Licenciado Esteban Rodríguez Miranda
Gerente de Desarrollo de Negocios



Ejemplo de autorización emitido por CEPA hacia AES CLESA para la conexión del proyecto eléctrico en un tramo de la línea de FENADESAL.



COMISIÓN EJECUTIVA
PORTUARIA AUTÓNOMA

GERENCIA DE DESARROLLO DE NEGOCIOS

13 de febrero de 2025
GDN-EX FENA-014/2025

Señores
AES- CLESA Y CIA, S. EN C. DE C.V.
Presente

Estimados señores de AES-CLESA:

Reciba un cordial saludo deseándole éxitos en sus labores cotidianas, ocasión que hago propicia para hacer de su conocimiento que CEPA autorizó a la Comunidad Bella Vista, sector vía férrea, instalar el servicio de energía eléctrica de mediana tensión monofásico y secundario, para beneficiar a 188 familias, ubicado en el kilómetro ferroviario número 344, coordenadas Latitud: 14°5'51.44"N, Longitud: 89°29'32.54"O, al kilómetro ferroviario número 345, coordenadas, Latitud: 14°6'5.41"N, Longitud: 89°29'59.63"O, cantón Chilcuyo, distrito de Texistepeque, municipio de Santa Ana Norte, departamento de Santa Ana.

Sobre lo anterior, CEPA autoriza a la distribuidora AES CLESA o empresa asignada, para ejecutar el proyecto de electrificación en beneficio de las Comunidad Bella Vista.

En caso de solicitar la remoción o relocalización de la infraestructura eléctrica que se encontrará ubicada sobre el inmueble de EX FENADESAL; la CEPA no cubrirá con los gastos de remoción y/o relocalización que estos conlleven, si así lo requiere para la ejecución de proyectos de interés público por el Gobierno Central; ya que estos inmuebles están reservados para la planificación, explotación y administración del sistema del transporte ferroviario nacional, denominado "Tren del Pacífico", con Decreto Legislativo No. 360, publicado en el Diario Oficial, tomo No. 435, de fecha 29 de abril de 2022.

Además, estas líneas eléctricas que brindarán servicio a la comunidad asentadas en los derechos de vía férrea, no pagarán ningún canon de arrendamiento por la instalación de la red como servidumbre en las franjas de terreno de EX FENADESAL.

Atentamente,

Licenciado Esteban Rodríguez Miranda
Gerente de Desarrollo de Negocios



Informan sobre los Cargos por Conexión y Reconexión de usuarios finales a redes de distribución de baja y media tensión, aprobados por la SIGET mediante el Acuerdo No. 38-E-2023, que se encuentran vigentes desde el 13 de febrero de 2023, según el siguiente detalle:

CARGOS DE CONEXIÓN Y RECONEXIÓN PARA SERVICIOS EN BAJA TENSIÓN						
Capacidad	Código	Volteje	Acometida	Cargo	Cargo por Cambio de Acometida	Cargo por Cambio de Medidor
CARGOS POR CONEXIÓN EN BAJA TENSIÓN CON ACOMETIDA AEREA						
Pequeña Demanda (0 < kW ≤ 10)	AB1	120V	Bifilar	\$ 53.43	\$ 23.93	\$ 24.96
	AB2	120/240V	Trifilar	\$ 65.19	\$ 31.08	\$ 29.58
	AB10	120/240/208V	Trifilar	\$ 348.21	\$ 31.08	\$ 316.35
	AB11	120/240V	Tetrafilar	\$ 425.60	\$ 68.39	\$ 366.64
Mediana Demanda	AB3	120/240V	Trifásico	\$ 425.60	\$ 68.39	\$ 366.64
	AB5	120/240V	Trifilar (0-100A)	\$ 496.89	\$ 54.66	\$ 454.41
	AB6	120/240V	Trifásico	\$ 814.45	\$ 154.49	\$ 670.69
Gran Demanda (>50 kW)	AB8	120/240V	Trifilar (Hasta 300 kVA)	\$ 1,555.90	\$ 125.51	\$ 1,440.64
	AB9	120/240V	Trifásico (Hasta 300 kVA)	\$ 1,764.44	\$ 154.49	\$ 1,620.28
CARGOS POR CONEXIÓN EN BAJA TENSIÓN CON ACOMETIDA SUBTERRÁNEA						
Pequeña Demanda (0 < kW ≤ 10)	ASB1	120V	Bifilar (Medidor Tipo Espiga C100)	\$ 271.31	\$ 173.45	\$ 100.01
	ASB1A	120V	Bifilar (Medidor Convencional C100)	\$ 201.34	\$ 173.45	\$ 27.12
	ASB2	120/240V	Trifilar (Medidor Tipo Espiga C100)	\$ 392.24	\$ 303.33	\$ 89.99
	ASB2A	120/240V	Trifilar (Medidor Convencional C100)	\$ 335.19	\$ 303.33	\$ 31.08
	ASB4	120/240V	Trifilar ⁽¹⁾ (Medidor Tipo Espiga C100)	\$ 553.90	\$ 463.93	\$ 90.71
	ASB4A	120/240V	Trifilar ⁽¹⁾ (Medidor Convencional C100)	\$ 496.84	\$ 463.93	\$ 32.14
	ASB7	120/240/208V	Trifilar	\$ 608.09	\$ 303.33	\$ 317.20
	ASB3	120/240V	Trifásico	\$ 740.84	\$ 407.17	\$ 347.04
Mediana Demanda (10 < kW ≤ 50)	ASB5	120/240V	Trifilar (0-200A)	\$ 929.00	\$ 809.87	\$ 120.75
	ASB8	120/240/208V	Trifilar	\$ 1,122.40	\$ 809.87	\$ 324.33
	ASB6	120/240V	Trifásico	\$ 1,417.55	\$ 1,073.88	\$ 355.70
CARGOS CONEXIÓN BT DE SERV. PROVISIONALES CON ACOMETIDA AEREA						
Pequeña Demanda (0 < kW ≤ 10)	SP10	120V	Bifilar	\$ 35.67	No Aplica	No Aplica
	SP11	120/240V	Trifilar	\$ 42.77	No Aplica	No Aplica
	SP19	120/240/208V	Trifilar	\$ 51.84	No Aplica	No Aplica
	SP12	120/240V	Trifásico	\$ 90.12	No Aplica	No Aplica
Mediana Demanda	SP14	120/240V	Trifilar (0-100A)	\$ 205.05	No Aplica	No Aplica
	SP15	120/240V	Trifásico	\$ 442.33	No Aplica	No Aplica
Gran Demanda (>50 kW)	SP17	120/240V	Trifilar (Hasta 300 kVA)	\$ 308.46	No Aplica	No Aplica
	SP18	120/240V	Trifásico (Hasta 300 kVA)	\$ 341.78	No Aplica	No Aplica
CARGOS CONEXIÓN BT DE SERV. PROVISIONALES ACOMETIDA SUBTERRÁNEA						
Pequeña Demanda (0 < kW ≤ 10)	SP20	120V	Bifilar (Medidor Tipo Espiga)	\$ 140.49	No Aplica	No Aplica
	SP21	120V	Bifilar	\$ 138.16	No Aplica	No Aplica
	SP22	120/240V	Trifilar (Medidor Tipo Espiga)	\$ 225.32	No Aplica	No Aplica
	SP23	120/240V	Trifilar	\$ 223.42	No Aplica	No Aplica

NOTA: ⁽¹⁾ Acometida con cable de cobre No. 2 AWG XHHW para las fases y cable de cobre No. 4 AWG XHHW para neutro.

CARGOS POR RECONEXIÓN EN BAJA TENSIÓN				
Capacidad	Código	Volteje	Acometida	Cargo
Pequeña Demanda (0 < kW ≤ 10)	RB1	120V	Bifilar	\$ 13.57
	RB2	120/240V	Trifilar	\$ 14.46
	RB3	120/240V	Trifásico	\$ 25.17
Mediana Demanda		120/240V	Trifilar	\$ 14.46
		120/240V	Trifásico	\$ 25.17
Gran Demanda (>50 kW)		120/240V	Trifilar	\$ 14.46
		120/240V	Trifásico	\$ 25.17

CARGOS A PARTIR DE TERCERA INSPECCIÓN EN BAJA TENSIÓN			
Volteje	Código	Acometida	Cargo
120V	INB	Bifilar	\$ 9.81
120/240V	INT	Trifilar	\$ 9.81
120/240V	INTF	Trifásico	\$ 9.81

CARGO POR RELOCALIZACIÓN DE MEDIDOR EN BAJA TENSIÓN				
Capacidad	Código	Volteje	Acometida	Cargo
Pequeña	RMBPD	120V	Bifilar	\$ 17.66
Demanda	RMTPD	120/240V	Trifilar	\$ 19.96

CARGOS POR CONEXIÓN Y ENTRONQUE SECUNDARIO EN BAJA TENSIÓN				
Capacidad	Código	Volteje	Acometida	Cargo
Pequeña Demanda (0 < kW ≤ 10)	EBBP	120V	Bifilar	\$ 126.22
	EBTP	120/240V	Trifilar	\$ 152.17
	EBTFP	120/240V	Trifásico	\$ 180.28
Mediana Demanda (10 < kW ≤ 50)	EBBM	120V	Bifilar	\$ 122.51
	EBTM	120/240V	Trifilar	\$ 148.46
	EBTFM	120/240V	Trifásico	\$ 180.28
Gran Demanda (>50 kW)	EBBG	120V	Bifilar	\$ 122.51
	EBTG	120/240V	Trifilar	\$ 148.46
	EBTFG	120/240V	Trifásico	\$ 180.28

NOTA: Los cargos detallados no incluyen IVA

CARGOS DE CONEXIÓN Y RECONEXIÓN PARA SERVICIOS EN MEDIA TENSIÓN								
Capacidad, Nivel de Tensión y Número de Fases	Acometida MT		Medición BT		Medición MT		Entronque MT	
	Código	Cargo	Código	Cargo	Código	Cargo	Código	Cargo
Pequeña Demanda (0 < kW ≤ 10)								
Nivel de tensión: 4.16 kV								
1 Fase	4.11FD10	\$ 705.25	MB4.11FD10	\$ 53.70	M4.11FD10	\$ 4,513.08	E4.11FD10	\$ 705.25
2 Fases	4.12FD10	\$ 1,184.01	MB4.12FD10	\$ 414.23	M4.12FD10	\$ 7,726.09	E4.12FD10	\$ 1,184.01
3 Fases	4.13FD10	\$ 1,493.91	MB4.13FD10	\$ 414.23	M4.13FD10	\$ 11,230.39	E4.13FD10	\$ 1,493.91
Nivel de tensión: 13.2 kV								
1 Fase	13.21FD10	\$ 705.25	MB13.21FD10	\$ 53.70	M13.21FD10	\$ 4,510.31	E13.21FD10	\$ 705.25
2 Fases	13.22FD10	\$ 1,184.01	MB13.22FD10	\$ 414.23	M13.22FD10	\$ 7,720.55	E13.22FD10	\$ 1,184.01
3 Fases	13.23FD10	\$ 1,493.91	MB13.23FD10	\$ 414.23	M13.23FD10	\$ 11,222.15	E13.23FD10	\$ 1,493.91
Nivel de tensión: 23 kV								
1 Fase	23.1FD10	\$ 705.25	MB23.1FD10	\$ 53.70	M23.1FD10	\$ 4,528.62	E23.1FD10	\$ 705.25
2 Fases	23.2FD10	\$ 1,184.01	MB23.2FD10	\$ 414.23	M23.2FD10	\$ 7,757.09	E23.2FD10	\$ 1,184.01
3 Fases	23.3FD10	\$ 1,493.91	MB23.3FD10	\$ 414.23	M23.3FD10	\$ 11,276.52	E23.3FD10	\$ 1,493.91
Mediana Demanda (10 < kW ≤ 50)								
Nivel de tensión: 4.16 kV								
1 Fase	4.11FD50	\$ 712.97	MB4.11FD50	\$ 487.37	M4.11FD50	\$ 4,839.26	E4.11FD50	\$ 712.97
2 Fases	4.12FD50	\$ 1,184.01	MB4.12FD50	\$ 802.93	M4.12FD50	\$ 8,157.96	E4.12FD50	\$ 1,184.01
3 Fases	4.13FD50	\$ 1,493.91	MB4.13FD50	\$ 802.93	M4.13FD50	\$ 11,170.49	E4.13FD50	\$ 1,493.91
Nivel de tensión: 13.2 kV								
1 Fase	13.21FD50	\$ 712.97	MB13.21FD50	\$ 487.37	M13.21FD50	\$ 4,836.50	E13.21FD50	\$ 712.97
2 Fases	13.22FD50	\$ 1,184.01	MB13.22FD50	\$ 802.93	M13.22FD50	\$ 8,152.49	E13.22FD50	\$ 1,184.01
3 Fases	13.23FD50	\$ 1,493.91	MB13.23FD50	\$ 802.93	M13.23FD50	\$ 11,162.25	E13.23FD50	\$ 1,493.91
Nivel de tensión: 23 kV								
1 Fase	23.1FD50	\$ 712.97	MB23.1FD50	\$ 487.37	M23.1FD50	\$ 4,854.70	E23.1FD50	\$ 712.97
2 Fases	23.2FD50	\$ 1,184.01	MB23.2FD50	\$ 802.93	M23.2FD50	\$ 8,188.57	E23.2FD50	\$ 1,184.01
3 Fases	23.3FD50	\$ 1,493.91	MB23.3FD50	\$ 802.93	M23.3FD50	\$ 11,216.62	E23.3FD50	\$ 1,493.91
Nivel de tensión: 34.5 kV								
3 Fases	34.53FD50	\$ 1,525.44	MB34.53FD50	\$ 802.93	M34.53FD50	\$ 59,004.11	E34.53FD50	\$ 1,525.44
Nivel de tensión: 46 kV								
3 Fases	46.3FD50	\$ 1,525.44	MB46.3FD50	\$ 802.93	M46.3FD50	\$ 86,480.30	E46.3FD50	\$ 1,525.44
Gran Demanda (>50 kW)								
Nivel de tensión: 4.16 kV								
1 Fase (Hasta 300KVA)	4.11FD300	\$ 712.97	MB4.11FD300	\$ 1,440.64	M4.11FD300	\$ 5,007.87	E4.11FD300	\$ 712.97
2 Fases (Hasta 300KVA)	4.12FD300	\$ 1,184.01	MB4.12FD300	\$ 1,620.28	M4.12FD300	\$ 8,256.24	E4.12FD300	\$ 1,184.01
3 Fases (Hasta 300KVA)	4.13FD300	\$ 1,493.91	MB4.13FD300	\$ 1,620.28	M4.13FD300	\$ 11,242.11	E4.13FD300	\$ 1,493.91
3 Fases (Desde 300KVA hasta 1.7MVA)	4.13FD1700	\$ 1,493.91	MB4.13FD1700	\$ 1,620.28	M4.13FD1700	\$ 11,313.74	E4.13FD1700	\$ 1,493.91
Nivel de tensión: 13.2 kV								
1 Fase (Hasta 300KVA)	13.21FD300	\$ 712.97	MB13.21FD300	\$ 1,440.64	M13.21FD300	\$ 5,005.09	E13.21FD300	\$ 712.97
2 Fases (Hasta 300KVA)	13.22FD300	\$ 1,184.01	MB13.22FD300	\$ 1,620.28	M13.22FD300	\$ 8,250.77	E13.22FD300	\$ 1,184.01
3 Fases (Hasta 300KVA)	13.23FD300	\$ 1,493.91	MB13.23FD300	\$ 1,620.28	M13.23FD300	\$ 11,233.88	E13.23FD300	\$ 1,493.91
3 Fases (Desde 300KVA hasta 1.7MVA)	13.23FD1700	\$ 1,493.91	MB13.23FD1700	\$ 1,620.28	M13.23FD1700	\$ 11,305.50	E13.23FD1700	\$ 1,493.91
Nivel de tensión: 23 kV								
1 Fase (Hasta 300KVA)	23.1FD300	\$ 712.97	MB23.1FD300	\$ 1,440.64	M23.1FD300	\$ 5,023.38	E23.1FD300	\$ 712.97
2 Fases (Hasta 300KVA)	23.2FD300	\$ 1,184.01	MB23.2FD300	\$ 1,620.28	M23.2FD300	\$ 8,286.85	E23.2FD300	\$ 1,184.01
3 Fases (Hasta 300KVA)	23.3FD300	\$ 1,493.91	MB23.3FD300	\$ 1,620.28	M23.3FD300	\$ 11,288.25	E23.3FD300	\$ 1,493.91
3 Fases (Desde 300KVA hasta 1.7MVA)	23.3FD1700	\$ 1,493.91	MB23.3FD1700	\$ 1,620.28	M23.3FD1700	\$ 11,359.88	E23.3FD1700	\$ 1,493.91
Nivel de tensión: 34.5 kV								
3 Fases (Hasta 300KVA)	34.53FD300	\$ 1,525.44	MB34.53FD300	\$ 1,620.28	M34.53FD300	\$ 58,979.05	E34.53FD300	\$ 1,525.44
3 Fases (Desde 300KVA hasta 1.7MVA)	34.53FD1700	\$ 1,525.44	MB34.53FD1700	\$ 1,620.28	M34.53FD1700	\$ 59,050.68	E34.53FD1700	\$ 1,525.44
Nivel de tensión: 46 kV								
3 Fases (Hasta 300KVA)	46.3FD300	\$ 1,525.44	MB46.3FD300	\$ 1,620.28	M46.3FD300	\$ 86,480.30	E46.3FD300	\$ 1,525.44
3 Fases (Desde 300KVA hasta 1.7MVA)	46.3FD1700	\$ 1,525.44	MB46.3FD1700	\$ 1,620.28	M46.3FD1700	\$ 86,577.00	E46.3FD1700	\$ 1,525.44

RECONEXION EN MEDIA TENSIÓN		
Actividad	Código	Cargo
Reconexión	RMT	\$60.63

OTROS CARGOS EN MEDIA TENSIÓN		
Actividad	Código	Cargo
Factibilidad	FA	\$ 71.03
Revisión de Plano de diseño	RPD	\$ 34.20
Levantamiento de datos para presupuesto	LDP	\$ 83.22
Elaboración de presupuesto	EP	\$ 34.20
Revisión de cómo construido	RPC	\$ 90.29

ENTRONQUE MT PRIVADO-PRIVADO		
Actividad	Código	Cargo
Apertura, Gierre e inspección (**)	EPP	\$ 121.26

** Cargo incluye apertura y cierre de cortes, así como una inspección de lo construido. Cargo para 1F, 2F y 3F

Ejemplo de respuesta de factibilidad de un proyecto emitido por AES CLESA.

Santa Ana, 15 de julio de 2023

Señores
ALCALDIA MUNICIPAL DE METAPÁN
 Presente

Atención: Tec. José Elenilson Arias Montes.
 Técnico Electricista

Ref.: Factibilidad de servicio eléctrico EM-RO-060083-2023.
 Para Proyecto **"Introducción de energía eléctrica
 MT y BT para Crio. Salitrillo"**

Estimados Señores

Con atención a su solicitud de factibilidad descrita en la referencia, les informamos que hemos concluido los análisis técnicos de nuestra red eléctrica, para absorber eficazmente la demanda de energía eléctrica y potencia a ser suministrada en las instalaciones ubicadas en Caserío Salitrillo, Cantón Aldea El Zapote, Metapán, Santa Ana.

Estamos en posibilidad de suministrar el servicio eléctrico bajo las condiciones siguientes:

- Voltaje: 13,2/7,6 Kv. 3 fases más neutro.
- Punto de entrega: Estará ubicado en poste a instalar de 45"MM en la C10843.
- Punto de recibo: Cliente ubicará su punto de recibo a no más de 25 metros de los puntos de entrega definidos.
- Existirá modificación de la red.

Esta carta tiene una vigencia de seis meses a partir de la fecha de la notificación.

Para más información o para la coordinación de trámites relacionados con su solicitud, les agradeceremos comunicarse con su ejecutiva Ruth Ortiz a los teléfonos 2429-4197/ 7039-3243 o al correo electrónico: sdep.rortiz@aes.com. También le comunicamos que puede visitar nuestras Oficinas de Atención a Grandes Clientes ubicadas en Urbanización Arizona, Boulevard los 44, Frente a Hotel Tolteka, Santa Ana, o a nuestro sitio web www.aeselsalvador.com.

Asegurándoles nuestro apoyo en tan importante proyecto, muy atentamente.


 Ing. Ruth María Ortiz
 Ejecutiva Atención a Grandes Clientes
 Aes Clesa y Cía., S. En C. de C. V.



Recibido Por:

Nombre: _____

Firma: _____

Fecha: _____

NOTA: Para el proyecto en comunidad La Perla, no se gestionó factibilidad, ya que no se tiene certeza de fecha para ejecución de obra.

La factibilidad tiene una vigencia de 6 meses.

Ejemplo de respuesta de presupuesto de un proyecto emitido por AES CLESA.

Santa Ana, 28 de julio del 2023

Señores

ALCALDIA MUNICIPAL DE METAPÁN

Presente.

Atención: Tec. José Elenilson Arias Montes.

Referencia: Presupuesto No. EM-RQ-060083-2023

Estimados Señores:

Sirva la presente para notificar a ustedes los nuevos costos de conexión, por Puntos de Entrega de acuerdo con los requerimientos de su proyecto eléctrico detallado en la referencia.

Les informamos que el detalle de los cargos son los siguientes: **US \$ (175.51) Ciento setenta y cinco 51/100 dólares IVA INCLUIDO.**

Descripción de Cargos a Cobrar	Importe
Cargo por Acometida MT Subsidiada	\$ 142.59
Sub Total	\$ 142.59
IVA	\$ 18.54
Energía No Servida	\$ 14.38
Total	\$ 175.51

Cabe mencionar que la distribuidora absorberá **\$644.52** en concepto de acometida subsidiada, adicionalmente **\$1,688.58** en concepto de modificación de la red posterior a la presentación de cartas de la municipalidad donde declaran el proyecto como beneficio para personas catalogadas como de escasos recursos.

El ingeniero electricista o instalador es el responsable de las instalaciones internas, las cuales deberán estar construidas de acuerdo al Reglamento de Obras Eléctricas de El Salvador y/o Normas de Construcción de AES CLESA, S. en C. de C. V., el cliente no responsabilizará a AES CLESA por daños en sus bienes o daños a terceros por deficiente calidad de las obras eléctricas internas.

Cualquier modificación o ajuste a los cargos estará sujeto a los cargos de conexión vigentes aprobados por SIGET.

Para poder cancelar el costo descrito en el primer párrafo deberán presentar cuatro planos georeferenciados en papel (2 de Diseño y 2 de Construido), debidamente doblados de forma TIPO A que cumplan con lo requerido por los Organismos de Inspección Acreditados (OIA) con sus debidos certificados de conformidad; de igual manera deberá enviar vía correo electrónico o en usb los planos de diseño y construido.

La cancelación deberá ser efectuada únicamente en efectivo o cheque certificado a nombre de AES CLESA Y CIA. S. en C. de C. V.; le informamos que cuando cumpla con todos los requisitos su conexión será efectuada en un periodo de 30 días hábiles, posterior a la cancelación de los costos de conexión.

Para mayor información o para la coordinación de trámites relacionados con su solicitud, les agradeceremos comunicarse con nuestra ejecutiva Ruth Ortiz a los teléfonos 2429-4197, o al correo electrónico sdep.rortiz@aes.com

Atentamente,


Ing. Ruth Maria Ortiz
Ejecutiva de Atención a Grandes Clientes.

Acuse de Recibido:

Nombre: _____

Firma: _____

Urb. Arizona, Polg. Los 44, frente a Hotel Tolteka

aes El Salvador

Ejemplo de oferta económica cuando se tramita un proceso de revisión de planos con OIA.

 ORGANISMO DE INSPECCIÓN ACREDITADO Evaluación de la Conformidad de Instalaciones Eléctricas en Baja y Media Tensión		
F03-02.01	OFERTA ECONÓMICA	
REF. EXPEDIENTE TÉCNICO No. OIA.JAG-EXP0127.2023 REF. DISTRIBUIDORA: AES-CLESA, No. EM-RO-060083-2023; 15/JUL2023 Lugar y Fecha: San Salvador, 22 de agosto de 2023.		
Señor Ing. Oscar Fernando Ramos Puente Responsable del Proyecto Presente.		
Estimados señores: Remitimos a ustedes nuestra oferta No. OIA.JEG-OF238.2023, por servicio de:		
		REVISIÓN de Planos de Diseño ☒ X REVISIÓN de Planos Como Construido ☐ INSPECCION de Instalación Eléctrica ☐
Del proyecto: <u>Introducción de Energía Eléctrica MT y BT en Crio. Salitrillo, Metapán.</u> Ubicado en: <u>Caserío Salitrillo, Cantón Aldea El Zapote, Metapán, Santa Ana.</u> Propiedad de: <u>Alcaldía Municipal de Metapán</u> No. Identificación Tributaria NIT: <u>0207-010611-002-4</u> Clasificación de la Actividad: <u>Introducción de Energía Eléctrica para Uso Residencial en Caserio.</u> Nombre y Razón del Solicitante: <u>Ing. Oscar Fernando Ramos Puente - Responsable del Proyecto.</u> DUI del Solicitante: <u>02689575-4</u> NIT del Solicitante: <u>0315-230977-101-5</u> Reg. Ing. No.: <u>IE-1949</u> No. Teléfono: <u>(503) 2402-7672 / 7844-5178</u> Dirección de Correo Electrónico: <u>oscarf_ramosp@outlook.com</u> Bajo la "Norma Técnica de Conexiones y Reconexiones Eléctricas en Redes de Distribución de Baja y Media Tensión" vigente.		
Con las siguientes características:		
MEDIA TENSIÓN ☒ X	BAJA TENSIÓN $\geq 10KW$ ☒ X	BAJA TENSIÓN $< 10KW$ ☐
Instalación Eléctrica en Media Tensión: <u>1x25.00</u> KVA; ☒ X 1Ø ☐ 2Ø ☐ 3Ø <u>13.2/7.6</u> KV.		
Instalación Eléctrica en Baja <u>7.50</u> KW;	<u>8.35</u> KVA;	<u>240/120</u> V.
Se conectará a Línea: Distribuidora ☐ Privada ☒ X Propietario: <u>AES-CLESA y Cía. S. en C. de C.V.</u>		
Observaciones: <u>Facilidad AES-CLESA No. EMRO060083-2023 15/JUL2023. Servicio se conectará a la red de distribución de AES-CLESA 132/6KV. El Punto de Entrega estará ubicado en poste a instalar de MM45 en C10843. El Cliente ubicará su Punto de Recibo a no más de 25 metros del punto de entrega definido. Existirá modificación de la red y se cobrará el cargo correspondiente. Cliente deberá entregar permisos notariados para el paso aéreo de propiedad privada (si es necesario). La interconexión o manipulación de una línea privada que ya esté prestando servicio debe ser ejecutada siempre por el distribuidor y se cobrará el cargo regulado.</u>		
ALCANCE DEL SERVICIO.		
1. Revisión de Plano de Diseño de Instalación Eléctrica de una Línea de Distribución Aérea en Media y Baja Tensión, 1F+N, con 1ACSR2+1ACSR1/0 y 1 Subestación de 25KVA 1Ø a 13.2/7.6KV-240/120V en poste ubicado en P5, soportada en 9 postes de concreto, clase 500, FS2: 4-CC35" y 5-CC26", con aprox. 150m. de línea primaria (MT) y 327.0m. de línea secundaria (BT), para el proyecto "Introducción de Energía Eléctrica MT y BT en Crio. Salitrillo, Metapán", ubicado en Caserio Salitrillo, Cantón Aldea El Zapote, Metapán, Santa Ana, propiedad de la Alcaldía Municipal de Metapán. El servicio será para comunidad de 5 viviendas y se conectará a la Red de Distribución de AES-CLESA y Cía. S. en C. de C.V., que incluye los Planos y Memoria Técnica, que serán proporcionados por el solicitante de la inspección, el cual debe cumplir con la Norma Técnica aplicable vigente solicitada, así como con el correspondiente Procedimiento de Evaluación de la Conformidad - PEC.		
2. Entrega del listado de No Conformidades al diseño, en caso de ser detectadas.		
3. Expedición del Certificado de Conformidad*, en caso de cumplir con la Norma Técnica vigente.		
CONDICIONES GENERALES.		
• El servicio de revisión de planos o inspección de instalaciones físicas, concluye con la entrega del Certificado de Conformidad al solicitante del servicio, cuando los planos o la instalación cumplen con la Norma Técnica vigente aplicable.		
• En el caso de haber realizado hallazgos y/o detectado no conformidades que impidan otorgar el Certificado de Conformidad de los Planos y/o las instalaciones, el "OIA" lo notificará al responsable del proyecto por medio de un Acta de Inspección "in situ" y el cliente deberá solicitar una Segunda Revisión o Inspección, debiendo para ello considerar los cargos correspondientes según lo establecido en los Acuerdos No. 58-E-2017 y No. 125-E-2018 de la SIGET.		
• En los casos en que habiéndose detectado No Conformidades éstas no hubieran sido corregidas en el plazo establecido, el servicio concluirá con la entrega del Acta de Revisión de Planos o Inspección de la Instalación en el cual se incluye el listado de hallazgos y/o No Conformidades detectadas, según el caso.		
• La vigencia de todo certificado emitido por un Organismo de Inspección Acreditado es de seis (6) meses calendario, contados a partir de la fecha de su emisión, según se establece en el Acuerdo No. 1087-E-2017 de la SIGET.		
1/2		
ORGANISMO DE INSPECCIÓN ACREDITADO JOSÉ ADALBERTO GUILLÉN HENRÍQUEZ, REGISTRO No. OIA-04:16 3ª Av. Norte, No. 305-B, Bo. San Miguelito, San Salvador. Tel: (503) 7442-2566 Email: oia.jguillen@gmail.com		



ORGANISMO DE INSPECCIÓN ACREDITADO
Evaluación de la Conformidad de
Instalaciones Eléctricas en Baja y Media Tensión



TÉRMINOS DE CONTRATACIÓN (Acuerdos No. 58-E-2017 y No. 125-E-2018 de la SIGET):

1. Valor de oferta:

- a) Revisión de Planos de Diseño Eléctrico en Media Tensión - RPDMT: US\$120.87
 b) Revisión de Planos de Diseño Eléctrico en Baja Tensión - RPDBT: US\$120.87
 Total de la Oferta (RPDMT +RPDBT): US\$120.87 + US\$120.87 = US\$241.74 + US\$31.43 IVA = **US\$273.17**
 Son: Doscientos Setenta y Tres 17/100 U.S. Dólares (US\$273.17) incluyendo el IVA.
No incluye Deducción del 10% de ISR, ni Retención del 1% de Gran Contribuyente, según aplique.

2. Forma de pago: Depósito a cuenta bancaria que se indique o en efectivo en oficina del OIA.

NOTAS ACLARATORIAS:

1. En caso de aceptar esta oferta, el solicitante, para dar por iniciado el proceso de inspección, deberá cumplir con los requisitos establecidos en la Secciones II y III del Acuerdo No. 1087-E-2017 de la SIGET:
 - a) Firmar el contrato por la prestación del servicio, según el caso.
 - b) Entregar al OIA los Planos del proyecto con la Información Técnica necesaria para la interpretación de los mismos, los permisos de conexión a línea privada e instalación de postes y retenidas en propiedad privada, si es ese el caso.
 - c) Entregar al OIA al menos dos (2) copias físicas de los planos a revisar, una de las cuales formará parte del expediente técnico del OIA, los que deberán estar elaborados en escala legible y con tamaño de hoja mínimo de 90x60cm, doblado similar al formato A2; así mismo, incluir el archivo digital en formato AutoCAD versión 2007.
 - d) Entregar al OIA copias vigentes (frente y vuelta) de su DUI y NIT y del Carnet del Registro de Ingenieros.
 - e) **El cliente deberá realizar la retención de ISR** que la ley demanda (cuando aplique) y entregar al OIA, de manera oportuna, el respectivo comprobante de retención aplicada. Así mismo, **informar si existirá retención adicional de IVA.**
 - f) Cancelar el cargo correspondiente por el servicio, mediante depósito bancario a la cuenta que el OIA designe.
2. La presente Oferta es válida por Revisión del Plano de Diseño de Instalación Eléctrica en Media y Baja Tensión (RPDMT & BT), bajo las normas establecidas en los Acuerdos 29-E-2000, 66-E-2001 y 93-E-2008 y sus modificaciones, en el NEC 2008 en español, Std.80-IEEE y Std.142-IEEE, del proyecto "Introducción de Energía Eléctrica MT y BT en Crio, Salitrillo, Metapán", propiedad de la Alcaldía Municipal de Metapán.
3. La Revisión del Diseño y/o Instalación Eléctrica para Baja Tensión en Mediana o Gran Demanda, incluyendo Planos Como Construido, cuando ese sea el caso, es un proceso independiente a la Media Tensión y se aplica la normativa establecida en el NEC 2008 en español, de manera que, si un diseño o instalación incluye Media Tensión y Baja Tensión, la Revisión o Inspección de estas se realizará de forma independiente.
4. Según Acuerdos No.58-E-2017, No.125-E-2018 y No.387-E-2018 de la SIGET, los cargos por Inspección de las Instalaciones en Nuevas Redes de Distribución propiedad de terceros y Nuevas Urbanizaciones serán aplicables por la Línea de Distribución y por cada Unidad de Vivienda o Local construido por el urbanista, en Media y Baja Tensión.
5. "El Organismo de Inspección se limita exclusivamente a verificar elementos visibles para poder ser inspeccionados", por tanto, será responsabilidad del solicitante del objeto de inspección proveer al OIA de la información necesaria para la correcta interpretación de los Planos de Diseño o Como Construido; de realizar las actividades de desconexión de las protecciones en media o baja tensión o conductores conectados a subestaciones, abrir y maniobrar los paneles de distribución y tableros de protección, centros de carga o equipos terminales, realizar la apertura de circuitos y desconexión de alimentadores y subalimentadores (cuando sea requerido), la apertura de gabinetes, cajas y pozos de registro para su inspección, entre otros, con el fin de realizar las verificaciones requeridas durante el Proceso de Inspección In Situ."
6. "El Certificado de Conformidad es válido y se extiende exclusivamente para los Planos o Instalación Eléctrica tal como fue visto en el momento de la inspección, y pierde su validez ante cualquier modificación ejecutada posteriormente."
7. El tiempo de validez del Certificado de Conformidad emitido por el Organismo de Inspección es de seis (6) meses a partir de la fecha de su emisión.
8. Compromiso de Confidencialidad de la Información. Toda información obtenida durante el proceso de inspección se mantendrá en estricta CONFIDENCIALIDAD y para uso exclusivo del proceso, exceptuando aquella información descrita en el Art. 25 del Anexo I del Acuerdo No. 125-E-2018 de la SIGET donde se establece que debe reportar el OIA a la SIGET y esto no será causal de violación alguna al Compromiso de Confidencialidad del Organismo de Inspección.

Atentamente,

José Adalberto Guillén Henríquez
 Organismo de Inspección Acreditado
 Registro No. OIA-04-16

Ing. Oscar Fernando Ramos Puente
 Registro de Ingenieros No. IE-1949
 Responsable del Proyecto.

Ejemplo de contrato por servicios que se firma en un proceso de revisión de planos con OIA.

 ORGANISMO DE INSPECCIÓN ACREDITADO Evaluación de la Conformidad de Instalaciones Eléctricas en Baja y Media Tensión			
(monofásico y bifásico), el dimensionamiento y tipo de conexión de la subestación (media tensión), los cálculos correspondientes al sistema de puesta a tierra incluyendo la resistividad del terreno, considerando tensiones de paso y de contacto, resistencia a tierra, dimensiones de los conductores y la selección de los electrodos y la topología de la red por construir; en los casos en que el neutro sea corrido (suministrador) o que la subestación sea tipo poste, también serán requeridos los cálculos del sistema de puesta a tierra y los cálculos de caída de tensión en alimentadores y circuitos derivados. 3. "El Organismo de Inspección se limita exclusivamente a verificar elementos visibles para poder ser inspeccionados". Será responsabilidad del solicitante del objeto de inspección proveer al OIA de la información necesaria para la interpretación de los Planos de Diseño o Como Construido y, de realizar las actividades de desconexión de las protecciones o conductores conectados a subestaciones, paneles de distribución, tableros de protección, centros de carga o equipos terminales, la apertura de circuitos, gabinetes, tableros, cajas y pozos de registro entre otros, para realizar las verificaciones requeridas durante el proceso de Inspección in situ. III. Condiciones Complementarias. "El solicitante" y "el OIA" manifiestan que el presente contrato se realiza de buena fe y bajo lo establecido en los Acuerdos de la SIGET No.58-E-2017, No.125-E-2018 y su Anexo 1, y No.387-E-2018 de la SIGET, donde se indica que los cargos por Inspección de las Instalaciones en Nuevas Redes de Distribución propiedad de terceros y Nuevas Urbanizaciones serán aplicables por la Línea de Distribución y por cada Unidad de Vivienda o Local construido por el urbanista, en Media y Baja Tensión. IV. Monto del Contrato y Forma de Pago. "El solicitante" y "el OIA" acuerdan que el monto establecido para el presente contrato está sujeto a los Cargos Aprobados a los OIAs por parte de la SIGET en el Acuerdo No. 58-E-2017 y corresponde al monto total de Doscientos Setenta y Tres 17/100 U.S. Dólares (US\$273.17) incluyendo el IVA, que se desglosa así: a) Revisión de Planos de Diseño de Instalación Eléctrica en Media Tensión - RPDMT: US\$120.87; b) Revisión de Planos de Diseño de Instalación Eléctrica en Baja Tensión - RPDBT: US\$120.87. Total de la Oferta (RPDMT + RPDBT): US\$120.87 + = US\$241.74 + US\$31.43 IVA = US\$273.17 incluyendo el IVA, monto total que no incluye la deducción del 10% del Impuesto Sobre la Renta, ni Retención del 1% de Gran Contribuyente, los cuales, de ser requerido, deberán ser retenidos por el cliente o pagador y entregar al OIA, de manera oportuna, el respectivo comprobante de retención aplicada, que será cancelado en un solo pago previo a la realización del servicio, bajo la modalidad de Depósito a Cuenta de Banco establecida por el OIA, de la cual el Solicitante notificará al OIA, mediante el envío, por correo electrónico, a la dirección oia.jguillen@gmail.com, de la copia del Comprobante de Depósito realizado para la ejecución del servicio de revisión y/o inspección o en su defecto, en efectivo, pagado en las oficinas del OIA. V. Evaluación del Riesgo de Imparcialidad e Independencia. "El solicitante" y "el OIA" manifiestan que el presente contrato se realiza de buena fe y a solicitud de parte hecha por "El Solicitante"; asimismo, ambas partes señalan que no existe CONFLICTO DE INTERES de ningún tipo que puedan empañar la transparencia del proceso de inspección de las instalaciones eléctricas y para ello se ha realizado previo a su firma la respectiva Evaluación del Riesgo de Imparcialidad e Independencia, según lo establece la Norma ISO/IEC 17020:2012. VI. Compromiso de Confidencialidad de la Información. Toda la información obtenida durante el proceso de la inspección se mantendrá en estricta CONFIDENCIALIDAD y será para uso exclusivo de la labor que se desarrolla, exceptuando aquella información que el Organismo de Inspección debe compartir por medio de reporte de actividades con la SIGET, según se establece en el Anexo I, Art. 25 del Acuerdo 125-E-2018 de la SIGET y esto no será causal de violación alguna al Compromiso de Confidencialidad del Organismo de Inspección, como se indica en la Política de Confidencialidad y del Código de Ética que rige al OIA "Debido al servicio que presta el Organismo de Inspección se tiene acceso a información que pudiera el cliente considerar confidencial, de la cual es propietario el cliente y que la divulgación de dicha información puede causarle daños o perjuicios, por este medio, me comprometo a mantener la misma en estricta CONFIDENCIALIDAD y para uso exclusivo de la labor que desarrollo, para archivo o para cumplimiento de obligaciones; de ningún modo para utilizarlo en beneficio propio o de terceros, evitándose así la reproducción de toda la información que se me haya dado a conocer por medio de documentos, medio electrónico o verbalmente. En el caso de que el servicio se vea truncado por cualesquiera motivos, a petición del solicitante, se le devolverá íntegra la información que él haya proporcionado". Lo anterior con excepción de mandamiento emitido por autoridad competente que funde y motive su actuar. VII. Disposiciones Finales del Contrato. "El solicitante" y "el OIA" acuerdan que el alcance del servicio de inspección objeto del presente contrato concluye precisamente con la entrega de un acta donde se registren las No Conformidades detectadas o con la entrega del Certificado de Conformidad correspondiente, conforme señala el apartado 6.7 del Procedimiento para la Evaluación de la Conformidad (PEC) del OIA. "El solicitante" podrá formular observaciones en la visita de inspección y ofrecer pruebas a "el OIA" al momento de la visita de inspección o por escrito dentro del término de cinco días hábiles siguientes a la fecha en que se haya levantado el Acta de Inspección correspondiente. No se emitirá el Certificado de Conformidad cuando existan No Conformidades respecto de la Norma. Los actos de inspección que respalden el Certificado de Conformidad, concluyen con la entrega del certificado al solicitante de la inspección, excepción hecha de los casos en que no se atiendan las No Conformidades, en donde las acciones de inspección concluirán con la elaboración del acta respectiva. Cualquier modificación a los planos de diseño de la instalación eléctrica que ampara el certificado deja sin efecto el cumplimiento del mismo, obligándose a cumplir con lo establecido en el procedimiento correspondiente. "El solicitante" se obliga a solicitar la inspección de cualquier modificación que efectúe en los planos de diseño de la instalación eléctrica con posterioridad a la emisión del Certificado que ampara el presente contrato, quedando bajo su estricta responsabilidad el cumplimiento de tal obligación, desligando de este momento a "el OIA" por cualquier omisión a esta previsión. VIII. Solución de Conflictos derivados de la Inspección. "El OIA" hace del conocimiento de "El Solicitante" que cuenta con un procedimiento para atender quejas y/o apelaciones el cual estará a su disposición en caso de que así lo solicite, así mismo que en el Acta de Inspección se ofrece un espacio para que el cliente comunique sus observaciones con respecto al servicio de inspección. "Las partes" manifiestan que en el presente contrato no existe dolo, lesión o mala fe, por lo que en cualquier controversia que se suscite con relación a su cumplimiento e interpretación aceptan someterse a las disposiciones y procedimientos establecidos para este tipo de casos por la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones SIGET. Enteradas las partes del contenido y alcance del presente contrato, y en pleno uso de sus facultades, lo firman de conformidad a los veinticinco días del mes de agosto de dos mil veintitrés. <table border="0"> <tr> <td> EL ORGANISMO DE INSPECCIÓN ACREDITADO  JOSÉ ADALBERTO GUILLÉN HENRÍQUEZ Organismo de Inspección Acreditado - Registro: OIA-04-1 </td> <td> EL SOLICITANTE: Ing. Oscar Fernando Ramos Puente Registro de Ingenieros No. IE-1949 Responsable del Proyecto </td> </tr> </table>		EL ORGANISMO DE INSPECCIÓN ACREDITADO  JOSÉ ADALBERTO GUILLÉN HENRÍQUEZ Organismo de Inspección Acreditado - Registro: OIA-04-1	EL SOLICITANTE: Ing. Oscar Fernando Ramos Puente Registro de Ingenieros No. IE-1949 Responsable del Proyecto
EL ORGANISMO DE INSPECCIÓN ACREDITADO  JOSÉ ADALBERTO GUILLÉN HENRÍQUEZ Organismo de Inspección Acreditado - Registro: OIA-04-1	EL SOLICITANTE: Ing. Oscar Fernando Ramos Puente Registro de Ingenieros No. IE-1949 Responsable del Proyecto		
2/2 ORGANISMO DE INSPECCIÓN ACREDITADO JOSÉ ADALBERTO GUILLÉN HENRÍQUEZ, REGISTRO No. OIA-04-18 3ª Av. Norte, No. 305-B, Bo. San Miguelito, San Salvador. Tel: (503) 7442-2566 Email: oia.jguillen@gmail.com			



ORGANISMO DE INSPECCIÓN ACREDITADO

Evaluación de la Conformidad de Instalaciones Eléctricas en Baja y Media Tensión

F05-02.01

CONTRATO POR SERVICIO DE REVISIÓN PLANOS DE DISEÑO DE INSTALACIÓN ELÉCTRICA

REF. EXPEDIENTE TÉCNICO No. OIA-JAG-EXP0127.2023

REF. DISTRIBUIDORA: AES-CLESA, No. EM-RO-060083-2023; 15JUL2023

El presente documento tiene el carácter de Contrato de Servicio Profesional que se especifica en la OFERTA No. OIAJEG-OF0238.2023, la que forma parte integral de éste, firmando de conformidad, por una parte, el solicitante de la inspección Ing. Oscar Fernando Ramos Puente con Documento Único de Identidad número 02689575-4 y domicilio en el municipio de Santa Ana, departamento de Santa Ana, actuando como Responsable de la Ejecución del Proyecto de Electrificación "Introducción de Energía Eléctrica MT y BT en Crio. Salitrillo, Metapán", a quien en lo sucesivo se le llamará "el solicitante", y a nombre de Alcaldía Municipal de Metapán, propietaria del proyecto; por otra el Ing. José Adalberto Guillén Henríquez, en su carácter de Gerente Técnico de Organismo de Inspección Acreditado o en su nombre, el Ing. Javier Elías Guillén Henríquez, como Gerente Técnico Sustituto, primero al cual en lo sucesivo se le llamará "el OIA", quien se manifiesta legalmente constituido como ORGANISMO DE INSPECCIÓN ACREDITADO de la Norma Técnica de Conexiones y Reconexiones Eléctricas en Redes de Distribución de Baja y Media Tensión y sus actualizaciones, en lo sucesivo "la Norma", con Registro Vigente No. OIA-04:16 otorgado por el Organismo Salvadoreño de Acreditación "OSA", en los términos que marcan las Leyes Reglamentarias de El Salvador. Así mismo, se advierte al solicitante que la Revisión del Diseño o Inspección de una Instalación Eléctrica, para Media y Baja Tensión en Mediana o Gran Demanda, según sea el caso, incluyendo los Planos Como Construido, son procesos con trámites independientes entre sí y se aplican normas diferentes (Acuerdos SIGET y NEC 2008 edición en Español, respectivamente); por tanto, cuando un proyecto de instalaciones eléctricas incluye Media y Baja tensión, la revisión de planos y/o inspección de las instalaciones se realizarán de forma separada, aun cuando se trate de sistemas complementarios entre sí. El presente contrato está regido por lo dictado en los Acuerdos de la SIGET No. 93-E-2008, No. 1087-E-2017, No. 58-E-2018, No. 125-E-2018, No. 387-E-2018, y en cumplimiento de las normas y reglamentos establecidos en los Acuerdos No. 29-E-2000, No. 66-E-2001, No. 301-E-2003, No. 24-E-2004, No. 294-E-2011, que incluyen además los estándares Std.80-IEEE y Std.142-IEEE.

I. Objeto del Contrato. "El solicitante" y "el OIA" acuerdan que el alcance de los servicios del presente contrato incluye exclusivamente la Revisión del Diseño de Instalación Eléctrica de una Línea de Distribución Aérea en Media y Baja Tensión, 1F+N, con 1ACSR2+1ACSR1/0 y 1 Subestación de 25KVA 1Ø a 13.2/7.6KV-240/120V en poste ubicado en P5, soportada en 9 postes de concreto, clase 500, FS2: 4-CC35' y 5-CC26', con aprox. 150m. de línea primaria (MT) y 327.0m. de línea secundaria (BT), para el proyecto "Introducción de Energía Eléctrica MT y BT en Crio. Salitrillo, Metapán", ubicado en Caserio Salitrillo, Cantón Aldea El Zapote, Metapán, Santa Ana, propiedad de la Alcaldía Municipal de Metapán. El servicio se conectará a la Red de Distribución de AES-CLESA y Cía. S. en C. de C.V., a través de Línea Privada perteneciente al mismo propietario; debiendo para ello considerar a) la inspección del contenido técnico de los Planos de Diseño o Como Construido, según corresponda, y su respectiva Memoria Técnica y b) en caso de que existan "No Conformidades" deberán asentarse en el Acta de Inspección y notificarlo al cliente, conforme a lo establecido en la "Norma Técnica de Conexiones y Reconexiones Eléctricas en Redes de Distribución de Baja y Media Tensión". **II. Condiciones del Contrato.** 1. A la firma de este contrato, "el solicitante" cubrirá al "OIA" el importe por los servicios profesionales convenidos el cual se realizará por medio de depósito a cuenta bancaria establecida por el "OIA" y notificar a éste de su realización, mediante envío o entrega del comprobante de depósito correspondiente, importe por el cual estará obligado a realizar la inspección y a entregar en un Acta de Inspección los hallazgos y las No Conformidades detectadas o el Certificado de Conformidad si así procede. El servicio de revisión de planos o inspección de instalaciones físicas, concluye con la entrega del Certificado de Conformidad al solicitante del servicio, cuando los planos o la instalación cumplen con la Norma Técnica vigente aplicable. En el caso de haber realizado hallazgos y/o detectado No Conformidades que impidan otorgar el Certificado de Conformidad de los Planos y/o las instalaciones, el "OIA" lo notificará al responsable del proyecto por medio de un Acta de Inspección "in situ" y el cliente deberá solicitar una Segunda Revisión o Inspección, debiendo para ello considerar los cargos correspondientes según lo establecido en los Acuerdos No. 58-E-2017 y No. 125-E-2018 de la SIGET. Si habiéndose detectado y notificado las No Conformidades, éstas no hubieran sido corregidas en el plazo establecido, el servicio concluirá con la entrega del Acta de Revisión de Planos o Inspección de la Instalación en el cual se incluye el listado de hallazgos y/o No Conformidades detectadas, según el caso. *La vigencia de validez de todo certificado emitido por un Organismo de Inspección Acreditado es de seis (6) meses calendario, contados a partir de la fecha de su emisión, según se establece en los Artículos 7 y 18 del Acuerdo No. 1087-E-2017 de la SIGET.* 2. En este mismo acto de firma del Contrato, "el solicitante" hará entrega al "OIA" de los documentos y evidencias señaladas en los Lineamientos y Requisitos Para la Solicitud del Servicio de Inspección, con una demanda de energía eléctrica mayor o igual que 10KW (usuarios finales clasificados como de mediana y gran demanda), en media o en baja tensión y el diseño eléctrico correspondiente, que debe contener la información que permita determinar el grado de cumplimiento con las disposiciones establecidas en "la norma", incluyendo los Acuerdos y documentos, conforme a lo siguiente: a) Planos de Diseño Eléctrico o Como Construido (según corresponda), formado al menos, por dos (2) copias impresas, de las cuales una es para archivo del OIA y la otra para entregar al solicitante, y que deben: a) estar elaborados a una escala y definición tales que el contenido sea legible e interpretable, en tamaño de hoja normalizada, no menor que 90x60cm y los archivos electrónicos respectivos para cumplir este requisito, los cuales se entregarán en formato AUTOCAD versión 2007, conteniendo la información suficiente para una correcta interpretación y construcción de la instalación, incluyendo los detalles constructivos que sean requeridos para los montajes e instalación correcta de los equipos por instalar; b) Contener el Diagrama Unifilar que incluya las características y especificaciones técnicas de la acometida, establecidas por la compañía distribuidora de energía eléctrica desde el punto de entrega designado, las características específicas de la subestación (cuando se refiera a un servicio en media tensión), las características de los alimentadores desde el punto de recibo hasta la subestación y/o los centros de carga, tableros de fuerza, alumbrado, entre otros, indicando en cada caso el tipo y tamaño de los conductores (conductores activos incluyendo el neutro, conductor puesto a tierra y de puesta a tierra), la longitud en metros, la corriente en amperios y la caída de voltaje, tipo de dispositivos de interrupción con su capacidad interruptiva e intervalo de ajuste de cada una de las protecciones de los alimentadores cuando sean ajustables; c) Contener la Descripción de Líneas, Postes, Estructuras, conexión y montaje de subestaciones de distribución, pozos de registro y de paso con sus dimensiones, utilizando para ello la nomenclatura y referencias establecidas en las normas y/o estándares aprobados por la SIGET, y deberán incluir la Planimetría y Altimetría, distancias, vanos, flechas, retenidas, ángulos que se forman en las trayectorias, esquema de conexión de la subestación entre otros; d) Contener los Cuadros de Distribución de Cargas existentes, identificando los circuitos de alumbrado y de contactos por su número; la cantidad y tipo de luminarias, cantidad de contactos y de dispositivos eléctricos por cada circuito y la fase o fases a que va conectado cada uno; la carga en watts y corriente en amperios de cada circuito; el tipo y tamaño de los conductores y protección contra sobrecorriente de cada circuito, incluyendo el desbalance entre fases expresado en por ciento; Los Cuadros de Distribución de Fuerza indicando las características de los motores o aparatos y sus dispositivos de protección y control, su carga en watts y corriente en amperios (por circuito), tipo y tamaño de los conductores y el resumen de cargas indicando el desbalance entre fases expresado en por ciento. Otros circuitos (especialidades) tales como: de emergencia, señalización, de comunicaciones, contra incendios, otras señales débiles, etc., indicando el número de circuitos, fase o fases a que va conectado el circuito, carga en watts y corriente en amperios de cada uno, el tipo y tamaño de los conductores y protección contra sobrecorriente de cada circuito. e) Memoria Técnica (Memoria de Cálculo), la cual debe contener: Los cálculos de corriente de corto circuito trifásico (cuando aplique), de corriente de falla de fase a tierra

1/2

ORGANISMO DE INSPECCIÓN ACREDITADO JOSÉ ADALBERTO GUILLÉN HENRÍQUEZ, REGISTRO No. OIA-04:16

3ª Av. Norte, No. 305-B, Bo. San Miguelito, San Salvador. Tel: (503) 7442-2566 Email: oia.jguillen@gmail.com

Ejemplo de certificado de conformidad para el diseño emitido por OIA.

 		ORGANISMO DE INSPECCION Evaluación de la Conformidad de Instalaciones Eléctricas en Baja y Media Tensión	
CERTIFICADO DE CONFORMIDAD DE PLANO DE DISEÑO DE INSTALACIÓN ELÉCTRICA: F206-02-02 Serv. RPDINT y RPOB con XL 37.50KVA 10 a 13.2/7.6KV-120/240V en P1, poste metálico MM35/FS2, para el proyecto "Introducción de Energía Eléctrica en Media y Baja Tensión para Uso Privado Comercial Caserio El Puntito", para Uso Privado Comercial Caserio El Puntito, Cda. San Jerónimo, Metapán, Santa Ana Norte, Santa Ana, propiedad de Uriel Antonio Pérez Martínez. El servicio se conectará a la Red de Distribución de AES-CLESA y Cia. S. en C. de C.V.			
REF. EXPEDIENTE TÉCNICO No. OIA-JAG-EXP0030-2025 REF. DISTRIBUIDORA: AES-CLESA, No. EM CM-020050-2025; 05MAR2025		De conformidad con lo dispuesto en los artículos 9 de la Ley General de Electricidad y 4, 7, 16, 17, 18 y 136 de la Norma Técnica de Conexiones y Reconexiones en Redes de Distribución de Baja y Media Tensión emitida por la SIGET en Acuerdo No. 1087-E-2013 y demás disposiciones legales aplicables, en mi carácter de Organismo de Inspección Acreditado, con acreditación vigente de fecha 14 de junio de 2016, otorgada por el Organismo Salvadoreño de Acreditación, y habiendo aplicado el procedimiento para la evaluación de la conformidad correspondiente a la revisión de planos de instalaciones eléctricas que se describen a continuación:	
Certificado de Conformidad No.: OIA-JAG-0407.2025		Fecha: Marzo 06, 2025	
Nombre del Proyecto: Introducción de Energía Eléctrica en Media y Baja Tensión para Uso Privado Comercial en Caserio El Puntito.			
Domicilio de la instalación: Calle Principal, 100 metros antes de Caserio El Puntito, Cantón San Jerónimo, Distrito de Metapán, Santa Ana Norte, Santa Ana.			
Nombre y Razón del Propietario: Uriel Antonio Pérez Martínez		No. DUNRC: 03258383-0 No. NIT: 03258383-0 Homologado	
Nombre y Razón del Solicitante: Ing. Oscar Fernando Ramos Puente - Responsable del Proyecto.		No. Registro del Ing.: IE-1949	
Actividad de la instalación: Introducción de Energía Eléctrica para Uso Privado Comercial			
Tensión eléctrica de suministro:		Capacidad de Subestación:	
* Hasta 1000 volts. * Mayor de 1000 volts.		X Instalación Nueva. ☐ Ampliación o Modificación de Instalación Existente. ☐ Reconexión de Servicio. ☐ Subestación por Cambio de Tensión para Alimentación de la Instalación.	
Carga instalada: 15.00KW		Alcance de la Inspección: Plano de Diseño de Instalación Eléctrica en Media y Baja Tensión (RPDINT y RPOB), con XL 37.50KVA 10 a 13.2/7.6KV-120/240V en P1, poste metálico MM35/FS2 con acometida primaria de long. aprox. 25.00m. 1ACSR2+1ACSR10 desde P0 hasta P1 y aprox. 20.00m. de conductor secundario, para el proyecto "Introducción de Energía Eléctrica en Media y Baja Tensión para Uso Privado Comercial en Caserio El Puntito", para Uso Privado Comercial en Caserio El Puntito, Cantón San Jerónimo, Distrito de Metapán, Santa Ana Norte, Santa Ana, propiedad de Uriel Antonio Pérez Martínez. El servicio se conectará a la Red de Distribución de AES-CLESA y Cia. S. en C. de C.V.	
Fecha de Inspección: Marzo 06, 2025			
Resultado de la Revisión de la Inspección:			
1. El Diseño, se ha proyectado para la instalación de un Servicio en Media y Baja Tensión (RPDINT y RPOB), con XL 37.50KVA 10 a 13.2/7.6KV-120/240V en P1, poste metálico MM35/FS2 con acometida primaria de long. aprox. 25.00m. 1ACSR2+1ACSR10 desde P0 hasta P1 y aprox. 20.00m. de conductor secundario, para el proyecto "Introducción de Energía Eléctrica en Media y Baja Tensión para Uso Privado Comercial en Caserio El Puntito", para Uso Privado Comercial en Caserio El Puntito, Cantón San Jerónimo, Distrito de Metapán, Santa Ana Norte, Santa Ana, propiedad de Uriel Antonio Pérez Martínez. El servicio se conectará a la Red de Distribución de AES-CLESA y Cia. S. en C. de C.V., y se ha planificado para una demanda máxima, al momento, de 15.00KW (17KVA) a 120/240V, según lo propuesto en el Cuadro de Cargas del Plano de Diseño y el Cuadro de Demanda del Transformador, y cumple con los acuerdos de la SIGET 66-E-2001 y 93-E-2008 y con las condiciones indicadas en Acuerdo SIGET No. 29-E-2000, CAPITULO VI-SUBESTACIONES, ART. 48-TIPOS DE SUBESTACIONES, SECCION 48.2. Este Certificado de Conformidad cubre, exclusivamente, el Diseño de Instalación Eléctrica en Media Tensión de la Subestación 10 de 37.50KVA, por no estar definida aún la instalación eléctrica de Baja Tensión de la edificación.			
2. El Plano de Diseño de la instalación cumple con los puntos técnicos solicitados por AES-CLESA en la Carta de Factibilidad de Servicio No. EM-CM-020050-2025 del 05 de marzo de 2025. Consideraciones: Voltaje de suministro: 7.6/13.2 Kv 1 Fase+ Neutro. Punto de entrega: Poste a instalar de 40'CC (según detalle en croquis anexo a factibilidad). Propiedad de Línea: Distribuidora CLESA. Punto de recibo: Cliente ubicará su punto de recibo a no más de 25 metros del punto de entrega definido en esta factibilidad. Deberá tramitar con Alcaldía impuesto de postes en vía pública. Se realizará modificaciones en la red de la distribuidora y los cargos serán por parte del propietario. Capacidad de la subestación: 37.5KVA. Notas: 1. Deberá presentar certificado de calidad en media tensión, garantía de transformador y facturas de materiales. Deberá gestionar el certificado del proyecto emitido por el Organismo de Inspección Acreditado - OIA. Deberá presentar a la distribuidora un juego de planos aprobados por el OIA como diseño y el plano como construido, además el plano como construido en forma digital. El ingeniero electricista o instalador es el responsable de las instalaciones eléctricas del cliente. El cliente no responsabiliza a la distribuidora por daños en sus instalaciones o daños a terceros por deficiencia de las obras eléctricas del cliente. Cliente deberá cumplir con normas técnicas SIGET, aplicables al tipo de servicio solicitado (Acuerdos No. 29-E-2000, No. 66-E-2001, No. 93-E-2008 y su actualización en No. 1087-E-2013, No. 307-E-2016, No. 109-E-2021 y 445-E-2021; el IEEE-C2 NESC y NEC vigentes).			
3. El plano de Diseño incluye el Diagrama Unifilar del sistema, incluyendo los calibres, longitudes y tipos de conductores alimentadores, el listado de materiales, el Cuadro de Demanda de la subestación y el Diagrama de Conexiones, el Cuadro de Estructuras con ubicación georreferenciada, el Isométrico con la estructura de recibo y de la subestación, incluye además las Memorias de Cálculo de la Red de Puesta a Tierra de la subestación y Protección en Media Tensión, el terreno es totalmente plano y nivelado El Plano cumple con lo establecido por la normativa vigente pero no incluye información alguna de las instalaciones eléctricas de Baja Tensión.			
4. El sistema de puesta a tierra de la subestación cumple con los valores de referencia establecidos para subestaciones por las normas incluidas en el Acuerdo 29-E-2000 y 66-E-2001, en el Std.80-IEEE y en 142-IEEE y en el IEEEC2 - National Electrical Safety Code. Se advierte al diseñador que en la visita de inspección se realizarán las mediciones de los parámetros correspondientes a este tipo de servicio. No se ha definido cómo será la red de puesta a tierra de Baja Tensión para la edificación.			
5. El diseño cumple con lo normado (según aplique) en los Acuerdos No. 93-E-2008 Norma Técnica de Conexiones y Reconexiones Eléctricas en Redes de Distribución de Baja y Media Tensión y su actualización en Acuerdo No. 1087-E-2013; No.29-E-2000 Normas Técnicas de Diseño, Seguridad y Operación de las Instalaciones de Distribución Eléctrica; No. 66-E-2001 Estándares para la Construcción de Líneas Aéreas de Distribución Eléctrica y No. 301-E-2003 Manual de Especificaciones Técnicas de Materiales y Equipos para la Construcción de Líneas Aéreas de Distribución de Energía Eléctrica, de la SIGET y en el IEEE C2 - National Electrical Safety Code y no presenta observaciones y/o no conformidades.			
6. El Diseño de Media Tensión revisado, no presenta "Observaciones" y/o "No Conformidades".			
7. Este Certificado de Conformidad cubre, exclusivamente, el Diseño de Instalación Eléctrica en Media Tensión de la Subestación 10 de 37.50KVA, por no existir, al momento, el diseño de las instalaciones eléctricas de Baja Tensión de la edificación. Queda bajo criterio y responsabilidad de la Distribuidora la conexión del servicio.			
8. Vigencia del Certificado de Conformidad: La vigencia de este Certificado de Conformidad es de seis (6) meses calendario, contados a partir de la fecha de su emisión, según se establece en los Artículos 7 y 18 del Acuerdo No. 1087-E-2017 de la SIGET.			
Datos del Solicitante del Servicio:			
Nombre del solicitante: Ing. Oscar Fernando Ramos Puente - Responsable del Proyecto.		No. Registro Ing.: IE-1949	
Correo electrónico del CUI: 02889575-4		Número de Identificación Tributaria (NIT): 0315-230977-101-5	
Número(s) de teléfono: (503) 2402-7872 / 7844-5178		Dirección de correo electrónico: oscar_ramos@outlook.com	
CERTIFICO , que el Plano de Diseño de Instalación Eléctrica en Media y Baja Tensión (RPDINT y RPOB), con XL 37.50KVA 10 a 13.2/7.6KV-120/240V en P1, poste metálico MM35/FS2 con acometida primaria de long. aprox. 25.00m. 1ACSR2+1ACSR10 desde P0 hasta P1 y aprox. 20.00m. de conductor secundario, para el proyecto "Introducción de Energía Eléctrica en Media y Baja Tensión para Uso Privado Comercial en Caserio El Puntito", para Uso Privado Comercial en Caserio El Puntito, Cantón San Jerónimo, Distrito de Metapán, Santa Ana Norte, Santa Ana, propiedad de Uriel Antonio Pérez Martínez, cumple con las disposiciones aplicables de la Norma Técnica de Conexiones y Reconexiones Eléctricas en Redes de Distribución de Baja y Media Tensión.			
Declaro bajo protesta de decir verdad, que los datos asentados en el presente Certificado de Conformidad son verdaderos y sobre la base de los Planos y Memoria Técnica presentados por el solicitante y acepto la responsabilidad derivada sólo sobre dicha información, haciéndome acreedor a las sanciones que, en su caso, procedan.			
José Adalberto Guillén Henríquez Registro No. OIA-04-16 3ª Avenida Norte, No. 395B, Bo. San Miguelito San Salvador, El Salvador, C.A. Tel.: (503) 7442-2568 / 7325-6280 Email: oia.jguillen@gmail.com		Inspección a: Diseño de Instalación Eléctrica en Media y Baja Tensión para Uso Privado Comercial en Caserio El Puntito, Metapán, Sta. Ana. Nombre del Of.: José Adalberto Guillén Henríquez Nº de registro: OIA-04-16 Fecha: 2025/03/06 Inspector: Javier E. Guillén Firma: [Firma]	
ORGANISMO DE INSPECCION Acreditado POR EL OSA CON REGISTRO No. OIA-04-16 PARA EL ALCANCE DETALLADO EN www.osa.gob.sv 3ª Av. Norte, No. 395-B, Bo. San Miguelito, San Salvador. - Tele.: 7442-2568 / 7325-6280 - Email: oia.jguillen@gmail.com			

Ejemplo de certificado de conformidad para el construido emitido por OIA.

 		ORGANISMO DE INSPECCION Evaluación de la Conformidad de Instalaciones Eléctricas en Baja y Media Tensión	
CERTIFICADO DE CONFORMIDAD DE PLANO DE COMO CONSTRUÍDO E INSPECCIÓN DE INSTALACIÓN ELÉCTRICA: Serv. RPCMT y RPCBT con XL 37.50KVA 1Ø a 13.2/7.6KV-120/240V en P1, poste metálico MM35/FS2 para el proyecto "Introducción de Energía Eléctrica en Media y Baja Tensión para Uso Privado Comercial en Caserio El Puntito", para Uso Privado Comercial en Caserio El Puntito, Cantón San Jerónimo, Distrito de Metapán, Santa Ana Norte, Santa Ana, propiedad de Uriel Antonio Pérez Martínez. El servicio se conectará a la Red de Distribución de AES-CLESA y Cia. S. en C. de C.V.			
F20a-02.02		REF. EXPEDIENTE TÉCNICO No. OIA-JAG-EXP0036-2025 REF. DISTRIBUIDORA: AES-CLESA, No. EM-CA-020050-2025; 05/MAR/2025	
De conformidad con lo dispuesto en los artículos 9 de la Ley General de Electricidad y 4, 7, 15, 17, 19 y 135 de la Norma Técnica de Conexiones y Reconexiones en Redes de Distribución de Baja y Media Tensión emitida por la SIGET en Acuerdo No. 1087-E-2013 y demás disposiciones legales aplicables, en mi carácter de Organismo de Inspección Acreditado, con acreditación vigente de fecha 14 de junio de 2016, otorgada por el Organismo Salvadoreño de Acreditación, y habiéndose aplicado el procedimiento para la evaluación de la conformidad correspondiente a la revisión de planos de instalaciones para el uso de energía eléctrica que se describen a continuación:			
Certificado de Conformidad No.: OIA-JAG-0416-2025		Fecha: Marzo 10, 2025	
Nombre del Proyecto: Introducción de Energía Eléctrica en Media y Baja Tensión para Uso Privado Comercial en Caserio El Puntito.		Domicilio de la instalación: Calle Principal, 100 metros antes de Caserio El Puntito, Cantón San Jerónimo, Distrito de Metapán, Santa Ana Norte, Santa Ana.	
Nombre/Razón del Propietario: Uriel Antonio Pérez Martínez		No. DUINARC: 03258383-0 No. NIT: 03258383-0 Homologado	
Nombre/Razón del Solicitante: Ing. Oscar Fernando Ramos Puente - Responsable del Proyecto.		No. Registro de Inge: IE-1949	
Actividad de la instalación: Introducción de Energía Eléctrica para Uso Privado Comercial.			
Tensión eléctrica de suministro:		Capacidad de Subestación:	
* Hasta 1000 volts. * Mayor de 1000 volts.		X Instalación Nueva. ☐ Ampliación o Modificación de Instalación Existente. ☐ Reconexión de Servicio. ☐ Subestación por Cambio de Tensión para Alimentación de la instalación.	
Carga instalada: 15.00KW		Alcance de la Inspección: Plano de Como Construido e Instalación Eléctrica en Media y Baja Tensión (RPCMT y RPCBT), con XL 37.50KVA 1Ø a 13.2/7.6KV-120/240V en P1, poste metálico MM35/FS2 con acometida primaria de long. aprox. 25.00m. 1ACSR2+1ACSR1Ø desde P0 hasta P1 y aprox. 20.00m. de conductor secundario, para el proyecto "Introducción de Energía Eléctrica en Media y Baja Tensión para Uso Privado Comercial en Caserio El Puntito", para Uso Privado Comercial en Caserio El Puntito, Cantón San Jerónimo, Distrito de Metapán, Santa Ana Norte, Santa Ana, propiedad de Uriel Antonio Pérez Martínez. El servicio se conectará a la Red de Distribución de AES-CLESA y Cia. S. en C. de C.V.	
Fecha de Inspección: Marzo 07, 2025		Hora de Inicio: 06:20 a.m. Hora de finalización: 06:50 a.m.	
Resultado de la Revisión de la Inspección:			
1. El proyecto inspeccionado, corresponde a la instalación de un Servicio en Media y Baja Tensión (RPCMT y RPCBT), con XL 37.50KVA 1Ø a 13.2/7.6KV-120/240V en P1, poste metálico MM35/FS2 con acometida primaria de long. aprox. 25.00m. 1ACSR2+1ACSR1Ø desde P0 hasta P1 y aprox. 20.00m. de conductor secundario, para el proyecto "Introducción de Energía Eléctrica en Media y Baja Tensión para Uso Privado Comercial en Caserio El Puntito", para Uso Privado Comercial en Caserio El Puntito, Cantón San Jerónimo, Distrito de Metapán, Santa Ana Norte, Santa Ana, propiedad de Uriel Antonio Pérez Martínez. El servicio se conectará a la Red de Distribución de AES-CLESA y Cia. S. en C. de C.V., y se ha planificado para una demanda máxima, al momento, de 15.00KW (17KVA) a 120/240V, según lo propuesto en el Cuadro de Cargas del Plano de Diseño y el Cuadro de Demanda del Transformador, y cumple con los acuerdos de la SIGET 86-E-2001 y 93-E-2008 y con las condiciones indicadas en Acuerdo SIGET No. 29-E-2000, CAPÍTULO VI-SUBESTACIONES, ART. 48-TIPOS DE SUBESTACIONES, SECCIÓN 48.2. Este Certificado de Conformidad cubre, exclusivamente, el Diseño de Instalación Eléctrica en Media Tensión de la Subestación 1Ø de 37.50KVA, por no estar definida aún la instalación eléctrica de Baja Tensión de la edificación.			
2. El proyecto inspeccionado, cumple con los puntos técnicos solicitados por AES-CLESA en la Carta de Factibilidad de Servicio No. EM-CA-020050-2025 del 05 de marzo de 2025. Consideraciones: Voltaje de suministro: 7.8/13.2 KV, 1 Fase + Neutro, Punto de entrega: Poste a instalar de 40'CC (según detalle en croquis anexo a factibilidad). Propiedad de Línea: Distribuidora CLESA. Punto de recibo: Cliente ubicará su punto de recibo a no más de 25 metros del punto de entrega definido en esta factibilidad. Deberá tramitar con Alcaldía Impuesto de postes en vía pública. Se realizará modificaciones en la red de la distribuidora y los cargos serán por parte del propietario. Capacidad de la subestación: 37.5KVA. Notas: 1. Deberá presentar certificado de calidad en media tensión, garantía de transformador y facturas de materiales. Deberá gestionar el certificado del proyecto emitido por el Organismo de Inspección Acreditado - OIA. Deberá presentar a la distribuidora un juego de planos aprobados por el OIA como diseño y el plano como construido, en forma física, además el plano como construido en forma digital. El ingeniero electricista o instalador es el responsable de las instalaciones eléctricas del cliente. El cliente no responsabiliza a la distribuidora por daños en sus instalaciones o daños a terceros por deficiencia de las obras eléctricas del cliente. Cliente deberá cumplir con normas técnicas SIGET, aplicables al tipo de servicio solicitado (Acuerdos No. 29-E-2000, No. 86-E-2001, No. 93-E-2008 y su actualización en No. 1087-E-2013, No. 337-E-2016, No. 169-E-2021 y 445-E-2021; el IEEE-C2 NESC y NEC vigentes).			
3. El Plano Como Construido revisado, incluye el Diagrama Unifilar del sistema, incluyendo los calibres, longitudes y tipos de conductores alimentadores, el listado de materiales, el Cuadro de Demanda de la subestación y el Diagrama de Conexiones, el Cuadro de Estructuras con ubicación georreferenciada, el Isométrico con la estructura de recibo y de la subestación, Incluye además las Memorias de Cálculo de la Red de Puesta a Tierra de la subestación y Protección en Media Tensión, el terreno es totalmente plano y nivelado El Plano cumple con lo establecido por la normativa vigente pero no incluye información alguna de las instalaciones eléctricas de Baja Tensión.			
4. El Sistema de Puesta a Tierra se identifica claramente y está formado por una malta con 4 varillas copperweld 5/8"x10" y conductor de cobre desnudo AWG4 con unión mecánica, y se considera aceptable para efectos de la norma, por haber sido verificado en la visita de inspección y cuyo valor medido fue: R _{av} = 1.70Ω, por tanto, cumple favorablemente con los valores establecidos como referencia por las normas en el Acuerdo SIGET No. 29-E-2000, en el IEEE C2 - NESC, en el NEC vigentes y en los estándares Std. 80-IEEE y 142-IEEE. A la fecha, no se ha definido aún cómo será la red de puesta a tierra de Baja Tensión para la edificación.			
5. El Plano de Como Construido y la instalación eléctrica inspeccionados, cumplen con lo normado (según aplica) en los Acuerdos No. 93-E-2008 Norma Técnica de Conexiones y Reconexiones Eléctricas en Redes de Distribución de Baja y Media Tensión y su actualización en Acuerdo No. 1087-E-2013; No. 29-E-2000 Normas Técnicas de Diseño, Seguridad y Operación de las Instalaciones de Distribución Eléctrica; No. 86-E-2001 Estándares para la Construcción de Líneas Aéreas de Distribución Eléctrica y No. 301-E-2003 Manual de Especificaciones Técnicas de Materiales y Equipos para la Construcción de Líneas Aéreas de Energía Eléctrica, de la SIGET y en el IEEE C2 - NESC y no presentan observaciones y/o no conformidades.			
6. El Plano de Como Construido e Instalación Eléctrica inspeccionados, no presentan "Observaciones" y/o "No Conformidades".			
7. Este Certificado de Conformidad cubre, exclusivamente, la Instalación Eléctrica en Media Tensión de la Subestación 1Ø de 37.50KVA, por no existir, al momento, una construcción definida de las instalaciones eléctricas de Baja Tensión de la edificación. Queda bajo criterio y responsabilidad de la Distribuidora la conexión del servicio.			
8. Vigencia del Certificado de Conformidad: La vigencia de este Certificado de Conformidad es de seis (6) meses calendario, contados a partir de la fecha de su emisión, según se establece en los Artículos 7 y 18 del Acuerdo No. 1087-E-2017 de la SIGET.			
Datos del Solicitante del Servicio:			
Nombre del solicitante: Ing. Oscar Fernando Ramos Puente - Responsable del Proyecto.		No. Registro Ing.: IE-1949	
Documento(s) de Identidad: 02889575-4		Número de Identificación Tributaria (NIT): 0315-230977-101-5	
Número(s) de Teléfono: (503) 2402-7672 / 7644-5178		Dirección de correo electrónico: oscarf_ramosp@outlook.com	
CERTIFICADO: que el Plano de Como Construido e Instalación Eléctrica en Media y Baja Tensión (RPCMT y RPCBT), con XL 37.50KVA 1Ø a 13.2/7.6KV-120/240V en P1, poste metálico MM35/FS2 con acometida primaria de long. aprox. 25.00m. 1ACSR2+1ACSR1Ø desde P0 hasta P1 y aprox. 20.00m. de conductor secundario, para el proyecto "Introducción de Energía Eléctrica en Media y Baja Tensión para Uso Privado Comercial en Caserio El Puntito", para Uso Privado Comercial en Caserio El Puntito, Cantón San Jerónimo, Distrito de Metapán, Santa Ana Norte, Santa Ana, propiedad de Uriel Antonio Pérez Martínez, cumple con las disposiciones aplicables de la Norma Técnica de Conexiones y Reconexiones Eléctricas en Redes de Distribución de Baja y Media Tensión.			
Declaro bajo protesta de decir verdad, que los datos asentados en el presente Certificado de Conformidad son verdaderos y sobre la base de los Planos y Memoria Técnica presentados por el solicitante y acepto la responsabilidad derivada sólo sobre dicha información, haciéndome acreedor a las sanciones que, en su caso, procedan.			
			
José Adalberto Guillén Henríquez Registro No. OIA-04-16 3ª Avenida Norte, No. 305B, Bo. San Miguelito San Salvador, El Salvador, C.A. Tel.: (503) 7442-2576 / 7325-6260 Email: oia.jguillen@gmail.com		Nº 49819 Inspección a: Plano Como Construido e Instal. de Instal. Eléctrica en Media y Baja Tensión para Uso Privado Comercial en Caserio El Puntito, Cantón San Jerónimo, Distrito de Metapán, Santa Ana Norte, Santa Ana, propiedad de Uriel Antonio Pérez Martínez. Nombre del OI: José Adalberto Guillén Henríquez. Nº de registro: OIA-04-16 Fecha: 2025/03/10 Inspector: Javier E. Guillén Firma:	
ORGANISMO DE INSPECCIÓN ACREDITADO POR EL OSA CON REGISTRO No. OIA-04-16 PARA EL ALCANCE DETALLADO EN WWW.OSA.GOB.SV 3ª Av. Norte, No. 305-B, Bo. San Miguelito, San Salvador. - Tels.: 7442-2566 / 7325-6260 - Email: oia.jguillen@gmail.com			

Membrete de plano firmado y sellado por el profesional a cargo y OIA.

2	DESARROLLO DEL CALCULO		15 a 19	0.53	PLT= POTENCIA DE LUCES Y TOMAS EN KW = 15
3			20 a 24	0.49	NC= NUMERO DE LOCALES = (1)
4	$\left[L_n \left[\frac{(4 \times 304.89 \text{ Cm})}{1.59 \text{ Cm}} \right] \right] \cdot 1$		25 a 29	0.45	FD= FACTOR DE DEMANDA = (0.70)
5			30 a 34	0.44	FS= FACTOR DE SEGURIDAD = (1.2)
6			35 a 39	0.42	FC= FACTOR COINCIDENTAL = (1)
7	OBTENER 10 C		40 a 49	0.41	KW= [(15 KW)(1)(0.7)] 1.2 X 1
8	BORACION DE LA RED, SE INSTALARÁN 4		50 a más	0.40	KW= 12.6 KW
9	INTERCONECTADAS CON CONDUCTOR				
10					
11					
12					
13					
14					
15					
16					
17					
18					
19					
20					
21					
22					
23					
24					
25					
26					
27					
28					
29					
30					
31					
32					
33					
34					
35					

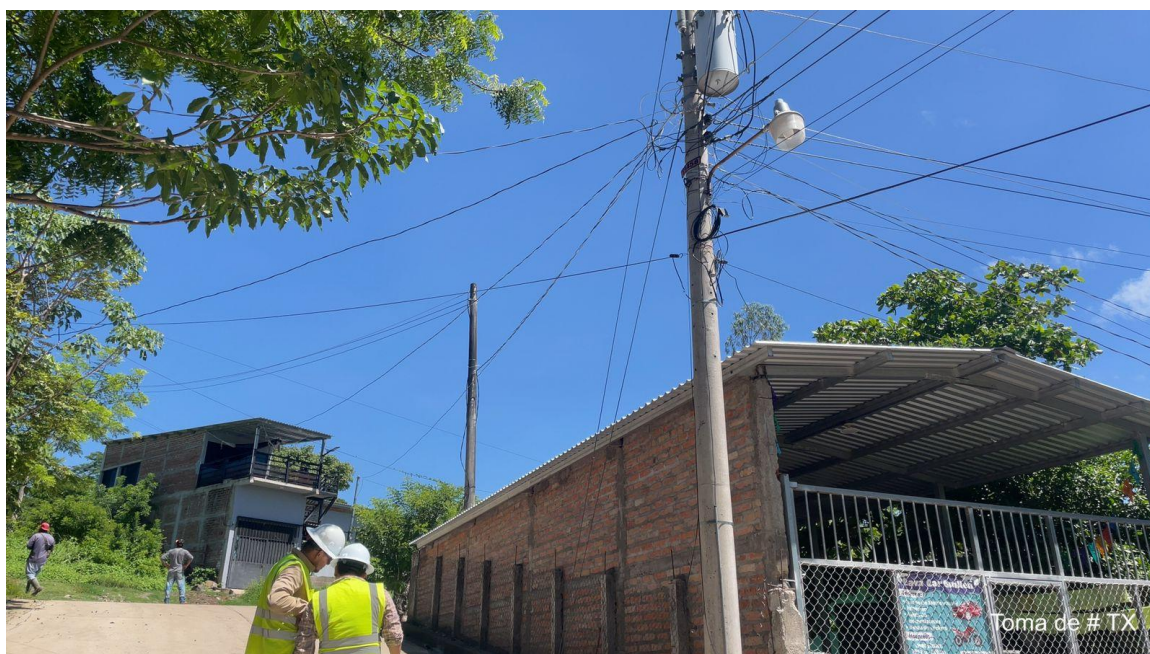
SELLOS:			
			
			
PROYECTO: INTRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA EN MEDIA Y BAJA TENSION EN EL PUNTITO, DISTRITO DE METAPAN.			
UBICACION: CALLE PRINCIPAL HACIA CASERÍO EL PUNTITO, CANTÓN SAN JERONIMO, DISTRITO DE METAPAN.			
PRESENTA: ING. OSCAR FERNANDO RAMOS PUENTE			
DISEÑO: ING. JOSE ELENILSON ARIAS MONTES			
CONTENIDO: PLANO COMO CONSTRUIDO			
PROPIETARIO: URIEL ANTONIO PEREZ MARTINEZ			HOJA: 1/1
MARZO, 2025		ESC: INDICADA	REV: CONSTRUIDO
			A1

DE	LONGITUD (METROS)
	25 m

ESTRUCTURA BAJA TENSION EN
PERNO/ABRAZ

Fotografías tomas realizadas en la comunidad La Perla









Ficha técnica GPS GARMING MONTANA 700i

A continuación, se presenta la ficha técnica del equipo que se donará a la universidad. Como equipo de tesis se proyecta entregar de forma oficial al encargado del laboratorio y en coordinación se desarrollará una jornada de inducción sobre el uso del equipo.

El equipo quedará bajo responsabilidad y resguardo del laboratorio de la universidad.



INTRODUCCIÓN

Nuevos navegadores GPS Montana® 700, Montana 700i y Montana 750i. Estos robustos navegadores GPS con pantalla táctil ofrecen mapas TopoActive de toda Europa con una gran base de puntos de interés que incluyen cumbres, parques, costas, ríos, lagos y mucho más. El Montana 700i y el Montana 750i incluyen la capacidad de realizar mensajes bidireccionales globales y alertas SOS a través de la tecnología satelital inReach®¹, así como mapas City Navigator para la navegación en carretera "giro a giro" y un teclado QWERTY con pantalla táctil para escribir mensajes con mayor facilidad. Cada navegador de la serie Montana 700 presenta una pantalla a color táctil de doble orientación de 5", un 50% más grande que los modelos anteriores. El soporte multi-GNSS, los sensores ABC y las imágenes satelitales BirdsEye ponen a tu alcance un mundo de capacidades de navegación.



NUEVO**CARACTERÍSTICAS MONTANA 700 / 700i / 750i**

Diseñado para resistir golpes y pantalla táctil de doble orientación de 5"

ROBUSTO Y RESISTENTE

CONECTIVIDAD SATELITAL Accede a la conectividad GPS, GLONASS (solo Montana 700i) y GALILEO para un seguimiento preciso hasta en las condiciones más difíciles donde el GPS no alcanza.

GARMIN EXPLORE™

Con Garmin Explore™ gestiona waypoints, rutas, actividades y colecciones, utiliza tracks y revisa los datos del terreno desde el navegador o la app para smartphones compatibles.

MAPAS "TOPOACTIVE"

Para navegar tus aventuras, usa el mapa preinstalado TopoActive de Europa para ver cumbres, parques, costas, ríos, lagos y puntos geográficos.

SENSORES ABC

Brújula electrónica de 3 ejes con compensación de inclinación, acelerómetro y altímetro barométrico

PREVISIÓN METEOROLÓGICA

La conectividad inalámbrica ampliada es compatible con Active Weather para obtener pronósticos globales actualizados y el radar meteorológico cuando sincronices tu Montana con un smartphone compatible.

SOPORTES PARA EL VEHÍCULO

Una variedad de soportes compatibles (se venden por separado) te permite adaptar el navegador Montana 700 para su uso en vehículos todoterreno, barcos, automóviles, motocicletas, vehículos recreativos u otros.

SEGUIMIENTO DE PERROS

Puedes sincronizar tu Montana 700 con un dispositivo de mano compatible Astro® o Alpha® (se venden por separado) para ayudar a rastrear perros deportivos en el campo

TECNOLOGÍA INALÁMBRICA

Integra tecnología ANT+, conectividad Wi-Fi® y redes inalámbricas BLUETOOTH®, que permiten compartir la ubicación de LiveTrack, soporte de la aplicación Connect IQ™ y mucho más

NUEVO**CARACTERÍSTICAS MONTANA 700i / 750i****MENSAJERÍA BIDIRECCIONAL**

En los modelos 700i y 750i podrás disfrutar de mensajería bidireccional a través de la red satelital 100% global Iridium® (se requiere suscripción inReach)

Envío de mensajes SOS interactivos al centro de vigilancia de búsqueda y rescate GEOS 24/7

SOS INTERACTIVO

(se requiere suscripción inReach).

METEOROLOGÍA INREACH

Gracias a la conectividad de inReach en los modelos 700i y 750i puedes obtener pronósticos globales actualizados y radar meteorológico en cualquier parte del mundo (se requiere suscripción inReach)

TRACKING

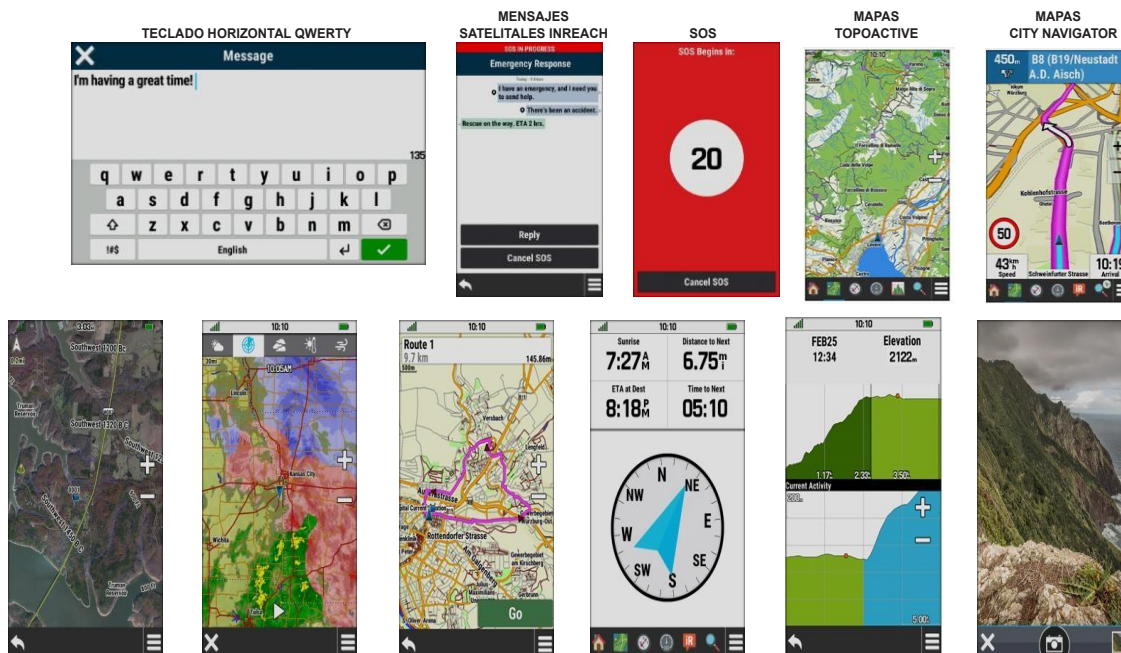
Rastrea tu ubicación y compártela con quien quieras. Podrán ver tu progreso y ubicación en directo a través de un navegador web con MapShare™. (Se requiere suscripción por satélite)

MAPAS "CITY NAVIGATOR"

Realiza una transición perfecta de los senderos a la navegación por carretera con los mapas de las calles de City NAVIGATOR™ Navigator preinstalados y guíate con las indicaciones de navegación giro a giro.

NUEVO**CARACTERÍSTICAS MONTANA 700i / 750i****CÁMARA**

Realiza fotografías con la cámara de 8 megapíxeles (solo Montana 750i); guarda cada imagen con la localización y las coordenadas y navega hacia el lugar siempre que quieras.



Dimensiones de la unidad	700: 8,76 x 18,30 x 3,27 cm 700i/750i: 9,19 x 18,30 x 3,27 cm	Memoria interna	GB (varía según el mapa incluido)
Dimensiones de la pantalla	6,48 x 10,80 cm; 5"	Compatible con tarjetas de memoria	Sí - microSD™ (se vende por separado)
Resolución de la pantalla	x 800 píxeles	Tecnología inalámbrica	Wi-Fi®, BLUETOOTH® y ANT+®
Tipo de pantalla	WVGA transreflectiva, orientación dual, táctil	Resistencia al agua	IPX7 ³
Peso	700: 397 g con baterías litio-ion 700i/750i: 410 g con baterías litio-ion	Interface:	High-speed Mini USB, NMEA 0183
Tipo de batería	Recargable litio-ion (incluida)	Waypoints y routes:	10.000 waypoints 250 rutas
Autonomía de la batería	Hasta 18 horas con baterías litio-ion (Modo Standard) Hasta 2 semanas (Modo Expedición)	Graba tracks:	20.000 puntos tracks gpx actividades deportivas

COMPARATIVA

	MONTANA680t	MONTANA700	MONTANA700i	MONTANA750i
				
Orientación dual, pantalla táctil	•	•	•	•
Sensores ABC	•	•	•	•
Imágenes satelitales BirdsEye	•	•	•	•
Multi-GNSS	•	•	•	•
Mapas TopoActive		•	•	•
Mapas City Navigator			•	•
Conectividad satelital Iridium®			•	•
Mensajes bidireccionales			•	•
SOS interactivo			•	•
Cámara 8 MP	•			•
Autonomía	Hasta 16 horas (litio-ion) Hasta 22 horas (2 baterías AA)	Hasta 18 horas (Modo GPS) Hasta 2 semanas (Modo Expedición)	Hasta 18 horas (Modo GPS) a 2 semanas (Modo Expedición)	Hasta 18 horas (Modo GPS) Hasta 2 semanas (Modo Expedición)
Resistencia al agua	IPX7 ²	IPX7 ²	IPX7 ²	IPX7 ²

GARMIN EXPLORE DISPONIBLE VÍA WEB O APP EN SMARTPHONE COMPATIBLES

Planifica, revisa, sincroniza y envía y recibe mensajes desde cualquier lugar usando la app Garmin Explore:



- Crea waypoints, rutas, actividades y colecciones en Garmin Explore y envíalo a tu dispositivo
- Incluye mapas topográficos avanzados, imágenes satelitales y mucho más.
- Activa mensajes bidireccionales y SOS para tu dispositivo en Reach compatible.
- Accede a la lista de contactos de tu teléfono para enviar mensajes



Santa Tecla 6 de octubre de 2025

Ing. Roosevelt Adolfo Osorio.

Secretario general de la Universidad Técnica Latinoamericana.

Presente.

Atención: Ing. José Wilfredo Martínez López.

Por este medio, es de nuestro agrado otorgarles la herramienta de Sistema de Posicionamiento Global (GPS) Marca Garmin, Modelo Montana 700i, Para uso del laboratorio de ingeniería de la Universidad técnica Latinoamericana, obedeciendo la sugerencia hecha por el Ing. Luis Morales que fungió como asesor de la tesis llamada "Diseño de una línea de distribución en media y baja tensión de 2 Km. Monofásica ,para beneficiar a la comunidad La Perla en el distrito de Metapán, municipio de Santa Ana norte."

ITEM	COMPONENTE	CANTIDAD
1	GPS GARMIN MONTANA 700i	1

Recibido

Ing.:

F.

Entregado

F.

Arias Montes, José Elenilson.

F.

Juárez González, Mario Luis.

F.

Vicente Saz, Gabriel Alejandro