

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR  
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA  
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



**PROPUESTA DE DISEÑO DE LABORATORIOS PARA LA ASIGNATURA  
INSTALACIONES ELÉCTRICAS I; DE LA ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA,  
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA DE LA UNIVERSIDAD DE  
EL SALVADOR**

PRESENTADO POR:

**OSCAR EDGARDO LÓPEZ HUEZO**

**JOSÉ EDILBERTO SANDOVAL LEMUS**

PARA OPTAR AL TÍTULO DE:

**INGENIERO ELECTRICISTA**

CIUDAD UNIVERSITARIA, DICIEMBRE DE 2021

**UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR**

RECTOR:

**MSC. ROGER ARMANDO ARIAS ALVARADO**

SECRETARIO GENERAL:

**ING. FRANCISCO ANTONIO ALARCON SANDOVAL**

**FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA**

DECANO:

**PhD. EDGAR ARMANDO PEÑA FIGUEROA**

SECRETARIO:

**ING. JULIO ALBERTO PORTILLO**

**ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

DIRECTOR:

**ING. ARMANDO MARTÍNEZ CALDERÓN**

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR  
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA  
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Trabajo de Graduación previo a la opción al Grado de:

**INGENIERO ELECTRICISTA**

Título:

**PROPUESTA DE DISEÑO DE LABORATORIOS PARA LA ASIGNATURA  
INSTALACIONES ELÉCTRICAS I; DE LA ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA,  
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA DE LA UNIVERSIDAD DE  
EL SALVADOR**

Presentado por:

**OSCAR EDGARDO LÓPEZ HUEZO**

**JOSÉ EDILBERTO SANDOVAL LEMUS**

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docente Asesor:

**MSC, e ING. JORGE ALBERTO ZETINO CHICAS**

SAN SALVADOR, DICIEMBRE DE 2021

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docente Asesor:

**MSC, e ING. JORGE ALBERTO ZETINO CHICAS**

## NOTA Y DEFENSA FINAL

En esta fecha, martes 23 de noviembre de 2021, en la Sala de Lectura de la Escuela de Ingeniería Eléctrica, a las 10:00 a.m. horas, en presencia de las siguientes autoridades de la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de El Salvador:

1. Ing. Armando Martínez Calderón  
Director



Firma

2. MSc. José Wilber Calderón Urrutia  
Secretario

por :



Firma



Y, con el Honorable Jurado de Evaluación integrado por las personas siguientes:

- MSC. JORGE ALBERTO ZETINO CHICAS  
(Docente Asesor)



Firma

- ING. ARMANDO MARTÍNEZ CALDERÓN



Firma

- MSC. LUIS ROBERTO CHEVEZ PAZ



Firma

Se efectuó la defensa final reglamentaria del Trabajo de Graduación:

PROPUESTA DE DISEÑO DE LABORATORIOS PARA LA ASIGNATURA INSTALACIONES ELÉCTRICAS I; DE LA ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA DE LA UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR

A cargo de los Bachilleres:

- SANDOVAL LEMUS JOSÉ EDILBERTO

- LÓPEZ HUEZO OSCAR EDGARDO

Habiendo obtenido en el presente Trabajo una nota promedio de la defensa final: 8.9

( Ocho punto nueve )

# OSCAR EDGARDO LÓPEZ HUEZO

## AGRADECIMIENTOS

Doy gracias a Dios todo poderoso por darme la fortaleza, salud, sabiduría y perseverancia para poder terminar mis estudios de educación superior.

A mi abuelo, mi querido papá Juan, por el amor incondicional y el apoyo moral que me brindó en aquellos momentos donde pensé dejar el estudio. Gracias abuelito, saludos hasta el cielo.

A mis hermanos, Jessica, Ivania y Jonathan, gracias por estar ahí, apoyándome siempre.

A mi familia, gracias por creer en mí en todo momento.

A los ridis, el grupo de amigos con los que pasé gran parte de la carrera, gracias por el apoyo y la confianza depositada en mí. Fueron los mejores años de mi vida junto a ellos.

A niña Reinita, quien además de demostrar su valiosa amistad, fue quien me orientó y me ayudó en todos los procesos académicos, estoy muy agradecido con usted.

A todas las personas que creyeron en mí y formaron parte importante en mi proceso de formación académica, es para mí una grata satisfacción poder decirles a ellos que con mucho esfuerzo, esmero y trabajo “*lo he logrado*”.

Oscar Edgardo López Huevo.

## **JOSÉ EDILBERTO SANDOVAL LEMUS**

### **AGRADECIMIENTOS**

En primer lugar, doy gracias a Dios por guiar mis pasos, darme sabiduría y entendimiento para lograr tan anhelado objetivo, además de fortaleza y perseverancia en momentos de flaqueza y adversidad.

A mis padres, Blanca y Santiago, que han sido los pilares de mi formación académica y personal, sin ustedes nada habría sido posible, gracias por su paciencia, apoyo y amor incondicional, les estaré eternamente agradecido, los amo.

A mis hermanos, Diana, Javier y Melvin, que también me ayudaron y apoyaron de muchas formas, los quiero y aprecio.

A cada uno de mis grandes amigos y amigas, no podría mencionarlos a todos, pero quienes tienen mi amistad y confianza sabrán que esto es para ustedes.

Una mención especial para mis amigos y colegas “Los Ridis”, con quienes disfruté y sufrí la mayor parte de mi vida universitaria, los considero mis hermanos, mis mejores deseos para cada uno de ustedes.

A niña Reinita, siempre le estaré agradecido por su apoyo, consejo y cariño, gracias infinitas por la ayuda que me brindo en cada uno de mis procesos académicos, se le quiere y estima mucho.

A cada uno de los catedráticos, que de una u otra forma han sido parte de mi formación académica, en especial a mi asesor de tesis M.Sc. e Ing. Jorge Zetino, gracias por su apoyo y conocimientos compartidos.

A cada uno de mis familiares que también me han apoyado y aconsejado a lo largo de mi vida, gracias por su amor y cariño, sin olvidar a quienes ya partieron de este mundo, siempre vivirán en mi corazón.

Finalmente, agradezco a mi comunidad “San Juan Bosco”, que desde el inicio de mis estudios universitarios me dieron su apoyo, amistad y cariño, siempre tendrán un lugar especial en mi corazón.

**GRACIAS TOTALES.**

José Edilberto Sandoval Lemus.

# ÍNDICE GENERAL

<b>ASPECTOS GENERALES.....</b>	<b>28</b>
DESCRIPCIÓN DEL TEMA .....	28
OBJETIVOS.....	28
GENERAL.....	28
ESPECÍFICOS .....	28
ALCANCES.....	29
ANTECEDENTES.....	29
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	29
JUSTIFICACIÓN .....	30
<b>CAPÍTULO 1.....</b>	<b>31</b>
<b>DOCUMENTOS Y ESPECIFICACIONES EN CONTRATOS DE CONSTRUCCIÓN DE OBRAS ELÉCTRICAS .....</b>	<b>31</b>
<b>1.1 SISTEMA ENERGÉTICO ACTUAL.....</b>	<b>32</b>
1.1.1 FUENTES PRIMARIAS DE ENERGÍA .....	32
1.1.2 CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA EN EL SALVADOR .....	33
1.1.3. TENENCIA Y ACCESO A ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL SALVADOR .....	33
1.1.4 MATRIZ ENERGÉTICA DE EL SALVADOR.....	34
1.1.5. INYECCIÓN TOTAL DE ENERGÍA.....	35
1.1.6. CAPACIDAD INSTALADA .....	38
1.1.6.1 CAPACIDAD INSTALADA EN EL SALVADOR .....	39
1.1.7. CAMBIOS EN LA MATRIZ ENERGÉTICA PERÍODO 2018-2020.....	41
1.1.8. IMPORTACIONES Y EXPORTACIONES DE ENERGÍA.....	42
1.1.9. DEMANDA DE POTENCIA Y ENERGÍA.....	43
1.1.10 OPERADORES DEL MERCADO DE ELECTRICIDAD EN EL SALVADOR .....	45
1.1.10.1 ESTRUCTURA DEL MERCADO ELÉCTRICO NACIONAL.....	46
1.1.11 SISTEMA DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN EN EL SALVADOR.....	47
1.1.12 PROYECTOS FUTUROS.....	49
<b>1.2 MODALIDADES DE CONTRATACIÓN DE SERVICIOS.....</b>	<b>52</b>
1.2.1 FORMAS DE CONTRATACIÓN.....	52
1.2.2 EL PROCESO CONSTRUCTIVO Y ADJUDICACIÓN.....	53
<b>1.3 COSTOS DIRECTOS E INDIRECTOS.....</b>	<b>54</b>
1.3.1 ESTIMACIÓN DE COSTOS.....	54
1.3.2 CARACTERÍSTICAS DE LOS COSTOS Y SU ESTIMACIÓN .....	55
1.3.3 COMPONENTES DE COSTOS.....	55
1.3.4 COSTO DIRECTO Y COSTO INDIRECTO.....	56
1.3.4.1 GASTOS GENERALES .....	57
1.3.4.2 UTILIDAD .....	58
1.3.4.3 FINANCIAMIENTO .....	58
1.3.4.4 GASTOS GENERALES EN UN AÑO .....	59
1.3.5 ANÁLISIS DE PRECIOS UNITARIOS .....	59
<b>1.4 PRESUPUESTO .....</b>	<b>66</b>



1.4.1 EJEMPLOS DE PRESUPUESTO .....	67
1.4.2 FORMATO DE PRESUPUESTO DESGLOSADO .....	70
1.4.3 EJEMPLO DE CÁLCULO DEL PORCENTAJE DE ADMINISTRACIÓN .....	71
<b>1.5 ESPECIFICACIONES EN CONTRATOS DE CONSTRUCCIÓN .....</b>	<b>73</b>
1.5.1 DOCUMENTOS DEL CONTRATO .....	74
<b>1.6 ORGANISMOS DE INSPECCIÓN .....</b>	<b>75</b>
1.6.1 QUE SON LOS ORGANISMOS DE INSPECCIÓN ACREDITADOS (OIA) .....	75
<b>REFERENCIAS.....</b>	<b>84</b>
<b>CAPÍTULO 2.....</b>	<b>85</b>
<b>TABLAS NEC Y ELEMENTOS DE UNA INSTALACIÓN ELÉCTRICA. ....</b>	<b>85</b>
<b>2.1 ACOMETIDAS .....</b>	<b>86</b>
2.1.1 ACOMETIDAS EN BAJA TENSIÓN .....	86
2.1.2 ACOMETIDAS SUBTERRÁNEAS .....	88
2.1.3 ACOMETIDAS EN MEDIA TENSIÓN .....	90
<b>2.2 MEDICIÓN Y FACTURACIÓN.....</b>	<b>94</b>
2.2.1 DEMANDA .....	94
2.2.1 CURVAS TÍPICAS DE CARGA DIARIA EN DIFERENTES SECTORES .....	94
2.2.2 GRÁFICA DEL PERFIL DE CARGA .....	95
2.2.3 MEDICIÓN.....	98
2.2.4 MEDICIÓN EN BAJA TENSIÓN, MEDIANAS DEMANDAS.....	101
2.2.5 MEDICIÓN SECUNDARIA EN MEDIA TENSIÓN, DEMANDAS MENORES O IGUALES A 300KVA.....	103
2.2.6 MEDICIÓN PRIMARIA EN MEDIA TENSIÓN, GRANDES DEMANDAS, MAYORES DE 300KVA .....	106
2.2.7 TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO .....	108
2.2.7.1 TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.....	109
2.2.7.2 TRANSFORMADORES DE POTENCIAL.....	112
2.2.7.3 EJEMPLO DE SELECCIÓN DE UN TC PARA MEDICIÓN.....	114
2.2.8 FACTURACIÓN .....	115
2.2.8.1 FACTORES CONSIDERADOS EN EL COBRO DEL SERVICIO ELÉCTRICO .....	116
2.2.8.2 LECTURA DE LA FACTURA DE ENERGÍA ELÉCTRICA .....	119
2.2.8.3 TÉRMINOS Y CONDICIONES GENERALES AL CONSUMIDOR FINAL DEL PLIEGO TARIFARIO DEL AÑO 2021 .....	121
<b>2.3 TABLAS NEC .....</b>	<b>126</b>
2.3.1 CARGA DE ALUMBRADO PARA OCUPACIONES ESPECÍFICAS .....	126
2.3.2 CÁLCULOS DE LAS CARGAS DEL ALIMENTADOR Y DE LA ACOMETIDA .....	127
2.3.3 CARGAS DE RECEPTÁCULOS O TOMACORRIENTES EN UNIDADES DIFERENTES DE LAS DE VIVIENDA.....	127
2.3.4 FACTOR DE DEMANDA Y CARGAS PARA ESTUFAS ELÉCTRICAS DOMÉSTICAS, HORNOS DE PARED, ETC. ....	128
2.3.5 VIVIENDAS MULTIFAMILIARES .....	130
2.3.5 PUESTA A TIERRA Y PROTECCIÓN EQUIPOTENCIAL.....	131
2.3.5.1 CALIBRE DEL CONDUCTOR DEL ELECTRODO DE PUESTA A TIERRA DE CORRIENTE ALTERNA .....	131
2.3.5.2 CALIBRE DE LOS CONDUCTORES DE PUESTA A TIERRA.....	132
2.3.5.3 INSTALACIONES SUBTERRÁNEAS .....	133

2.3.6 CONDUCTORES .....	134
2.3.6.1 CALIBRE MÍNIMO DE CONDUCTORES .....	134
2.3.6.2 AMPACIDAD PARA CONDUCTORES CON TENSIÓN NOMINAL 0 – 2000 VOLTIOS .....	135
2.3.6.3 FACTORES DE CORRECCIÓN POR TEMPERATURA AMBIENTE, FACTORES BASADOS EN TEMPERATURA AMBIENTE DE 30 °C.....	136
2.3.6.4 AMPACIDAD PERMISIBLE EN CONDUCTORES AISLADOS PARA TENSIONES NOMINALES DE 0 A 2000 VOLTIOS Y 60° C A 90° C (140º F A 194º F), EN CANALIZACIÓN, CABLE O TIERRA .....	137
2.3.6.5 AMPACIDAD PERMISIBLE DE CONDUCTORES INDIVIDUALES AISLADOS PARA TENSIONES NOMINALES DE 0 A 2000 VOLTIOS AL AIRE LIBRE .....	138
2.3.6.6 AMPACIDAD PERMISIBLE DE CONDUCTORES DESNUDOS O RECUBIERTOS, AL AIRE LIBRE CON BASE EN UNA TEMPERATURA DE 40 °C.....	139
2.3.7 MOTORES.....	140
2.3.7.1 LETRAS CÓDIGO DE INDICACIÓN PARA MOTORES CON ROTOR BLOQUEADO.....	140
2.3.7.2 CONDUCTORES PARA CIRCUITOS DE MOTORES .....	141
2.3.7.3 DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN EN CIRCUITOS DE MOTORES .....	142
2.3.7.4 VALOR NOMINAL O AJUSTE PARA CIRCUITOS INDIVIDUALES DE MOTORES.....	143
2.3.7.5 CORRIENTES DE PLENA CARGA EN AMPERIOS PARA MOTORES DE CORRIENTE CONTINUA.....	144
2.3.7.6 CORRIENTES DE PLENA CARGA EN AMPERIOS PARA MOTORES MONOFÁSICOS DE CORRIENTE ALTERNA .....	145
2.3.7.7 CORRIENTE DE PLENA CARGA EN AMPERIOS PARA MOTORES DE DOS FASES DE CORRIENTE ALTERNA (TETRAFILAR) .....	146
2.3.7.8 CORRIENTE DE PLENA CARGA DE MOTORES TRIFÁSICOS DE CORRIENTE ALTERNA .....	147
2.3.8 PROTECCIÓN PARA TRANSFORMADORES .....	148
2.3.9 ESPACIOS DE SEPARACIÓN MÍNIMA.....	150
<b>2.4 EQUIPOS Y ELEMENTOS DE INSTALACIÓN EN BAJA TENSIÓN .....</b>	<b>151</b>
2.4.1 ELABORACIÓN DE CUADROS DE CARGA .....	151
2.4.2 ELEMENTOS DE UNA INSTALACIÓN ELÉCTRICA .....	154
2.4.2.1 TABLEROS ELÉCTRICOS .....	154
2.4.2.2 TIPOS DE TABLEROS ELÉCTRICOS .....	156
2.4.2.3 COMPONENTES ELÉCTRICOS Y ELECTRÓNICOS DE LOS TABLEROS DE CONTROL .....	158
2.4.2.4 INTERRUPTORES ELÉCTRICOS.....	161
2.4.2.5 CURVAS DE DISPARO CARACTERÍSTICAS DE INTERRUPTORES .....	163
2.4.2.6 INTERRUPTORES AFCI Y GFCI.....	169
2.4.3 ACCESORIOS DE UNA INSTALACIÓN ELÉCTRICA .....	170
2.4.3.1 TOMAS Y APAGADORES.....	170
<b>2.5 ALIMENTACIÓN DE MOTORES .....</b>	<b>178</b>
2.5.1 PROTECCIÓN CONTRA CORTOCIRCUITO DEL CIRCUITO DERIVADO DE UN MOTOR.....	179
2.5.2 PROTECCION CONTRA SOBRECARGA EN EL MOTOR.....	180
2.5.3 CORRIENTES DE ARRANQUE.....	180
2.5.5 MEDIOS DE DESCONEXIÓN DEL CIRCUITO DERIVADO DEL MOTOR .....	181
2.5.6 PROTECCION DEL CIRCUITO DERIVADO DEL MOTOR .....	181
2.5.7 LETRAS CÓDIGO DE LOS MOTORES .....	181
2.5.8 PROTECCIÓN DE MOTORES SEGÚN NORMA IEC .....	182

<b>2.6 ALIMENTACIÓN DE CIRCUITOS DE ALUMBRADO Y TOMAS .....</b>	<b>185</b>
2.6.1 CIRCUITOS DE ALUMBRADO.....	185
2.6.2 CONTROL DE LUMINARIA DESDE UN PUNTO .....	186
2.6.3 CONTROL DE LUMINARIA DE DOS PUNTOS (TIPO ESCALERA) .....	187
2.6.4 CONTROL DE LUMNARIAS DE 3 O MÁS PUNTOS.....	188
2.6.5 CIRCUITO DE TOMACORRIENTES .....	189
2.6.6 CRITERIOS DE DISEÑO Y FACTORES DE DEMANDA: MÉTODO BAJO NORMA IEC .....	192
2.6.6.1 DEMANDA DE UNA INSTALACIÓN.....	192
2.6.6.2 POTENCIA INSTALADA .....	193
2.6.6.3 POTENCIA APARENTE INSTALADA.....	193
2.6.6.4 ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA MÁXIMA REAL (KVA) .....	193
2.6.6.5 FACTOR DE UTILIZACIÓN MÁXIMA ( <i>ku</i> ).....	193
2.6.6.6 FACTOR DE SIMULTANEIDAD ( <i>ks</i> ) .....	194
2.6.6.7 FACTOR DE SIMULTANEIDAD PARA UN GRUPO DE APARTAMENTOS .....	194
2.6.6.8 FACTOR DE SIMULTANEIDAD PARA CUADROS DE DISTRIBUCIÓN .....	196
2.6.6.9 FACTOR DE SIMULTANEIDAD SEGÚN FUNCIÓN DEL CIRCUITO .....	196
2.6.6.10 FACTOR DE DEMANDA .....	196
2.6.6.11 FACTOR DE DIVERSIDAD .....	196
2.6.7 GRADO DE ELECTRIFICACIÓN DE LAS VIVIENDAS .....	197
2.6.7.1 NÚMERO MÍNIMO DE CIRCUITOS EN UNA VIVIENDA.....	197
2.6.8 COEFICIENTES DE SIMULTANEIDAD PARA VIVIENDAS .....	198
2.6.8.1 MÁXIMA DEMANDA DE LOS EDIFICIOS MULTIFAMILIARES.....	199
2.6.8.2 FACTOR DE SIMULTANEIDAD PARA PANELES DE DISTRIBUCIÓN BAJO NORMA IEC 60439 .....	199
2.6.8.3 FACTOR DE SIMULTANEIDAD SEGÚN LA FUNCIÓN DEL CIRCUITO .....	200
2.6.8.4 FACTORES DE SIMULTANEIDAD EN SISTEMAS INDUSTRIALES .....	200
<b>2.7 EJERCICIOS RESUELTOS.....</b>	<b>201</b>
<b>REFERENCIAS.....</b>	<b>211</b>
<b>CAPÍTULO 3.....</b>	<b>212</b>
<b>ÉTICA PROFESIONAL .....</b>	<b>212</b>
<b>3.1 DEONTOLOGÍA PARA INGENIEROS .....</b>	<b>213</b>
3.1.1 INTRODUCCION .....	213
3.1.2 ¿QUÉ ES LA DEONTOLOGÍA PROFESIONAL?.....	214
3.1.3 LA ETICA EN LA GESTIÓN DEL RIESGO .....	217
3.1.4 LA RESPONSABILIDAD .....	219
3.1.5 EL INGENIERO COMO ADMINISTRADOR .....	221
3.1.6 CONDUCTAS POSITIVAS Y NEGATIVAS EN LA GESTIÓN DE PROYECTOS .....	223
<b>3.2 CÓDIGO DE ÉTICA PROFESIONAL DE “ASIA” (ASOCIACIÓN SALVADOREÑA DE INGENIEROS Y ARQUITECTOS).....</b>	<b>225</b>
<b>REFERENCIAS.....</b>	<b>228</b>
<b>CAPÍTULO 4.....</b>	<b>229</b>
<b>TRANSFORMADORES .....</b>	<b>229</b>

<b>4.1 GENERALIDADES DE LOS TRANSFORMADORES .....</b>	<b>230</b>
4.1.1 TRANSFORMADORES ELEVADORES .....	230
4.1.2 TRANSFORMADORES REDUCTORES .....	230
4.1.3 DATOS DE PLACA DE LOS TRANSFORMADORES .....	231
<b>4.2 TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN.....</b>	<b>233</b>
4.2.1 TRANSFORMADORES MONOFÁSICO PARA DISTRIBUCIÓN AÉREA .....	233
4.2.1.1 PARTES DE UN TRANSFORMADOR MONOFÁSICO .....	234
4.2.1.2 AISLADORES EN ALTA TENSIÓN.....	235
4.2.1.3 CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS PARA AISLADORES.....	235
4.2.1.4 AISLADORES EN BAJA TENSIÓN .....	236
4.2.1.5 CAMBIADOR DE DERIVACIÓN (TAP).....	236
4.2.1.6 VALORES COMERCIALES DE TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS Y TRIFÁSICOS.....	237
4.2.1.7 POLARIDAD DE TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS .....	237
<b>4.3 TRANSFORMADORES PARA DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEA .....</b>	<b>238</b>
4.3.1 GENERALIDADES .....	238
4.3.1.1 CLASIFICACIÓN.....	239
4.3.1.2 VENTAJAS DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEA .....	239
4.3.1.3 ELEMENTOS DE CONEXIÓN.....	240
4.3.1.4 VALORES COMERCIALES DE BIL PARA TRANSFORMADORES PAD MOUNTED .....	241
4.3.1.5 SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN RADIAL.....	241
4.3.1.6 SISTEMAS RADIALES SUBTERRÁNEOS .....	242
4.3.1.7 SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN EN ANILLO.....	243
<b>4.4 TRANSFORMADORES TIPO SECO.....</b>	<b>244</b>
4.4.1 TIPOS DE TRANSFORMADORES TIPO SECO .....	244
<b>4.5 TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS.....</b>	<b>246</b>
4.5.1 GENERALIDADES .....	246
4.5.2 REFRIGERACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES .....	248
4.5.2.1 TIPOS DE ENFRIAMIENTO EN TRANSFORMADORES.....	250
4.5.3 FORMULAS Y MAGNITUDES EN LOS TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS.....	251
4.5.3.1 RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN DE UN TRANSFORMADOR TRIFÁSICO .....	252
4.5.3.2 TENSIONES EN DELTA Y EN ESTRELLA .....	253
4.5.4 CONEXIONES DE BANCOS TRIFÁSICOS DE TRANSFORMADORES.....	255
4.5.4.1 CONEXIÓN DELTA – DELTA CON TRANSFORMADORES 12.4/7.2 KV .....	255
4.5.4.2 CONEXIÓN ESTRELLA – ESTRELLA CON TRANSFORMADORES 7.2/4.16 KV.....	256
TODOS DE LA MISMA POLARIDAD, LÍNEA 7.2/4.16 KV .....	256
4.5.4.3 CONEXIÓN DELTA - ESTRELLA                      CON TRANSFORMADORES 12.4/7.2 KV .....	258
4.5.4.4 CONEXIÓN ESTRELLA AISLADA – DELTA CON TRANSFORMADORES 7.2/4.16 KV.....	259
4.5.4.5 CONEXIÓN DELTA ABIERTA CON TRANSFORMADORES 12.4/7.2 KV TODOS DE LA MISMA POLARIDAD, LÍNEA 7.2/4.16 KV .....	260
4.5.4.6 CONEXIÓN DE TRANSFORMADORES EN PARALELO .....	261
4.5.5 ELEMENTOS BÁSICOS DE PROTECCIÓN PARA TRANSFORMADORES (MEDIA TENSIÓN/ BAJA TENSIÓN) .....	262

<b>4.6 CRITERIOS DE CONFIABILIDAD EN SUBESTACIONES</b> .....	<b>272</b>
4.6.1 SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA .....	272
4.6.2 SUBESTACIÓN ELÉCTRICA .....	273
4.6.2.1 PUNTOS IMPORTANTES EN EL DISEÑO DE SUBESTACIONES .....	274
4.6.2.2 ELEMENTOS PRINCIPALES DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE MEDIANA POTENCIA Y MEDIA TENSIÓN. ....	274
4.6.2.3 SIMBOLOGÍA UTILIZADA EN PLANOS ELÉCTRICOS DE SUBESTACIONES .....	275
4.6.2.4 SUBESTACIONES UNITARIAS.....	286
<b>4.7 PROBLEMAS RESUELTOS</b> .....	<b>287</b>
<b>REFERENCIAS</b> .....	<b>291</b>
<b>CAPÍTULO 5</b> .....	<b>293</b>
<b>SISTEMAS DE EMERGENCIA</b> .....	<b>293</b>
<b>5.1 GENERALIDADES</b> .....	<b>294</b>
5.1.1 GRUPOS ELECTRÓGENOS .....	294
5.1.2 CLASIFICACIÓN DE LAS PLANTAS DE EMERGENCIA .....	295
5.1.3 LOCALIZACIÓN Y MONTAJE DE UNA PLANTA DE EMERGENCIA .....	297
5.1.4 SISTEMA DE GASES DE COMBUSTIÓN, REFRIGERACIÓN, SILENCIADOR Y ESCAPE .....	297
5.1.5 CRITERIOS DE DISEÑO DE SISTEMAS DE EMERGENCIA .....	297
5.1.6 DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN .....	301
<b>5.2 SISTEMAS DE TRANSFERENCIA</b> .....	<b>302</b>
5.2.1 CARGA DE LOS CIRCUITOS RAMALES DE EMERGENCIA .....	304
<b>5.3 SISTEMAS UPS</b> .....	<b>304</b>
5.3.1 UPS OFF LINE (FUERA DE LÍNEA).....	304
5.3.2 UPS STAND-BY CON REGULACIÓN DE VOLTAJE .....	305
5.3.3 UPS ON-LINE .....	305
5.3.4 MODOS DE OPERACIÓN DEL UPS ON-LINE .....	306
5.3.5 CONFIGURACIONES DE UPS.....	308
5.3.5.1 CONFIGURACIÓN UPS “DE CAPACIDAD” DE UN SOLO MÓDULO .....	308
5.3.5.2 CONFIGURACIÓN DE UPS REDUNDANTE AISLADA.....	308
5.3.5.3 CONFIGURACIÓN DE UPS PARALELA REDUNDANTE (N+1) .....	309
5.3.5.4 CONFIGURACIÓN DE UPS REDUNDANTE DISTRIBUIDA “CATCHER” .....	310
5.3.5.5 CONFIGURACIÓN DE UPS REDUNDANTE DISTRIBUIDA .....	311
5.3.5.6 CONFIGURACIÓN DE UPS 2 (N+1) .....	312
<b>5.4 EJERCICIOS RESUELTOS</b> .....	<b>313</b>
<b>REFERENCIAS</b> .....	<b>315</b>
<b>CAPÍTULO 6</b> .....	<b>316</b>
<b>SISTEMAS DE TIERRA</b> .....	<b>316</b>
<b>6.1 LA RESISTENCIA A TIERRA Y LA RESISTIVIDAD</b> .....	<b>317</b>
6.1.1 FACTORES QUE INFLUYEN EN LA RESISTIVIDAD .....	317
6.1.2 MEDICIÓN DE LA RESISTIVIDAD ( $\rho$ ) DEL SUELO.....	319
6.1.2.1 MÉTODO DE WENNER .....	320
6.1.2.2 MÉTODO DE SCHLUMBERGER.....	321

6.1.2.3 DETERMINACIÓN DEL PERFIL DE RESISTIVIDAD DEL TERRENO .....	321
6.1.2.4 MÉTODO DE TOMOGRAFÍA ELÉCTRICA .....	325
6.1.2.5 MÉTODO DE VARIACIÓN DE PROFUNDIDAD (MEDICIÓN DE UNA VARILLA) .....	328
6.1.3 MEDICIÓN DE LOS SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA .....	328
6.1.3.1 MÉTODO DE CAIDA DE POTENCIAL O DEL 62%.....	328
6.1.3.2 MÉTODO DE LA PENDIENTE .....	331
6.1.3.3 MÉTODO DE INTERSECCIÓN DE CURVAS.....	333
6.1.3.4 MEDIDA DE LA RESISTENCIAS DE PUESTA A TIERRA MEDIANTE MEDIDOR TIPO PINZA .....	335
<b>6.2 ELECTRODOS DE PUESTA A TIERRA .....</b>	<b>336</b>
6.2.1 TIPOS DE ELECTRODOS DE PUESTA A TIERRA .....	336
6.2.1.1 TUBERÍA METÁLICA SUBTERRAENA PARA AGUA .....	337
6.2.1.2 ESTRUCTURA METÁLICA DE LA EDIFICACIÓN .....	337
6.2.1.3 ELECTRODO EMBEBIDO EN CONCRETO (UFER).....	337
6.2.1.4 ANILLO DE TIERRA.....	338
6.2.2 ELECTRODOS DE PUESTA A TIERRA ESPECIALMENTE CONSTRUIDOS .....	338
6.2.2.1 ELECTRODO DE VARILLA O TUBERÍA.....	338
6.2.2.2 ELECTRODOS DE PLACA .....	339
6.2.2.3 ESTRUCTURAS METÁLICAS ENTERRADAS .....	339
6.2.2.4 ELECTRODOS DINÁMICOS .....	340
6.2.3 FORMAS DE INSTALAR LAS BARRAS DE POLARIZACIÓN.....	340
<b>6.3 MÉTODOS PARA LA REDUCCIÓN DE LA RESISTENCIA ELÉCTRICA .....</b>	<b>342</b>
6.3.1 MEJORAMIENTO DEL ELECTRODO.....	342
6.3.2 MEJORAMIENTO DEL TERRENO .....	343
6.3.3 VALORES DE RED DE TIERRA EN TRANSFORMADORES .....	344
6.3.4 COMPONENTES DE UN SISTEMA DE PUESTA A TIERRA .....	345
6.3.5 FÓRMULAS PARA EL CÁLCULO DE LA RESISTENCIA DE TIERRA .....	347
<b>6.4 VOLTAJES DE PASO Y DE CONTACTO.....</b>	<b>349</b>
6.4.1 VOLTAJE DE PASO .....	349
6.4.2 VOLTAJE DE CONTACTO .....	350
6.4.3 EFECTOS DE LA CORRIENTE ELÉCTRICA EN EL CUERPO HUMANO.....	351
6.4.4 IMPORTANCIA DE CONECTAR RETORNO METÁLICO AL SISTEMA DE PAT .....	353
<b>6.5 SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN .....</b>	<b>355</b>
6.5.1 TIPOS DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN .....	355
6.5.2 TIPOLOGÍAS DE TIERRAS Y NEUTROS.....	356
6.5.2.1 ESQUEMAS DE DISTRIBUCIÓN PARA EL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA .....	356
6.5.2.2 ESQUEMA TN .....	356
6.5.2.3 ESQUEMA TT .....	358
6.5.2.4 ESQUEMA IT .....	358
<b>6.6 TOMACORRIENTES POLARIZADOS, AISLADOS Y GFCI .....</b>	<b>359</b>
6.6.1 TOMACORRIENTES POLARIZADOS .....	359
6.6.2 TOMACORRIENTES AISLADOS.....	360

6.6.3 TOMACORRIENTES GFCL.....	361
6.6.4. TOMACORRIENTES AFCI.....	363
<b>6.7 SISTEMAS DE TIERRA EN EDIFICIOS DE VARIOS NIVELES .....</b>	<b>364</b>
<b>6.8 REDES DE TIERRA EN CENTROS DE CÓMPUTO .....</b>	<b>366</b>
<b>6.9 SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA PARA QUIRÓFANOS.....</b>	<b>368</b>
<b>6.10 SISTEMA DE PUESTA A TIERRA EN SITIOS DE COMUNICACIONES.....</b>	<b>370</b>
6.10.1 BARRAS EQUIPOTENCIALES Y ZONAS DE CONEXIÓN .....	371
6.10.1.1 BARRA PRINCIPAL DE TIERRA .....	371
6.10.1.2 BARRA EXTERNA DE TIERRA .....	372
6.10.2 SISTEMA DE TIERRA DE LA INSTALACIÓN DE TELECOMUNICAIONES.....	372
6.10.2.1 ANILLO EXTERIOR DE TIERRA .....	372
6.10.2.2 ANILLO INTERIOR DE TIERRA O HALO .....	373
6.10.2.3 SISTEMAS RADIALES .....	374
6.10.2.4 PUESTA A TIERRA DEL PARARRAYOS .....	375
6.10.2.5 PUESTA A TIERRA DE LA TORRE .....	376
6.10.2.6 PUESTA A TIERRA DE LAS ANTENAS Y CABLES DE TELECOMUNICACIONES.....	377
<b>6.11 PROTECCIÓN CONTRA FENÓMENOS TRANSITORIOS DE TENSIÓN Y CORRIENTE .....</b>	<b>379</b>
6.11.1 RUIDO ELECTROMAGNÉTICO .....	379
6.11.1.1 RUIDO EN MODO COMÚN .....	381
6.11.1.2 RUIDO EN MODO DIFERENCIAL .....	381
6.11.1.3 VOLTAJE ENTRE NEUTRO Y TIERRA OCASIONADO POR RUIDO EN MODO COMUN .....	382
6.11.1.4 TRANSFORMADOR DE AISLAMIENTO .....	383
6.11.2 SOBRETENSIONES TRANSITORIAS.....	383
6.11.3 CLASIFICACIÓN DE LAS PERTURBACIONES SEGÚN LA IEEE 1159 .....	386
<b>6.12 SISTEMAS DE PARARRAYOS .....</b>	<b>392</b>
6.12.1 DESCARGAS ATMOSFÉRICAS.....	392
6.12.2 PROTECCIÓN CON PARARRAYOS .....	393
6.12.3 NORMATIVAS DE PROTECCION CONTRA RAYOS .....	394
6.12.4 MÉTODOS DE PROTECCIÒN CONTRA RAYOS .....	396
6.12.4.1 MÉTODO DEL ÁNGULO DE PROTECCIÓN.....	396
6.12.4.2 SISTEMA DE PUNTAS FRANKLIN .....	398
6.12.4.3 MÉTODO DE LA ESFERA RODANTE .....	401
6.12.4.4 MÉTODO DE MALLAS.....	403
6.12.4.5 MÉTODO DEL CABLE DE GUARDA (APANTALLAMIENTO) .....	404
6.12.4.6 MÉTODO DE PUNTAS DE INICIO (ZONA DE PROTECCIÓN) .....	406
<b>6.13 PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIÓN .....</b>	<b>408</b>
6.13.1 SUPRESORES DE PICOS O TRANSIENTES .....	408
6.13.3 SELECCIÓN DE UN DPS.....	411
6.13.4 MODOS DE CONEXIÓN DE LOS DPS.....	413
6.13.4.1 SUPRESORES CONECTADOS EN PARALELO.....	413
6.13.4.2 SUPRESORES CONECTADOS EN SERIE.....	415

<b>6.13 EJERCICIOS RESUELTOS.....</b>	<b>416</b>
<b>REFERENCIAS.....</b>	<b>418</b>
<b>CAPÍTULO 7.....</b>	<b>420</b>
<b>INSTALACIONES ESPECIALES.....</b>	<b>420</b>
<b>7.1 GENERALIDADES.....</b>	<b>421</b>
<b>7.2 CLASIFICACIÓN DE ÁREAS PELIGROSAS .....</b>	<b>422</b>
7.2.1 SISTEMA DE CLASIFICACIÓN SEGÚN EL NEC ( 2017) .....	423
7.2.2 SISTEMA DE CLASIFICACIÓN BAJO NORMA IEC .....	424
<b>7.3 EQUIPAMIENTO EN ÁREAS CLASIFICADAS.....</b>	<b>425</b>
7.3.1 NORMATIVA EUROPEA ATEX (ATMÓSFERAS EXPLOSIVAS) .....	425
7.3.2 MARCAS EN LOS EQUIPOS ELÉCTRICOS BAJO DIRECTIVA ATEX .....	426
7.3.3 MARCADO DE EQUIPO SEGÚN EL NEC .....	428
7.3.4 ELEMENTOS ELÉCTRICOS PARA AMBIENTES PELIGROSOS .....	429
<b>7.4 EJERCICIOS RESUELTOS.....</b>	<b>433</b>
<b>REFERENCIAS.....</b>	<b>435</b>
<b>ANEXOS.....</b>	<b>436</b>
<b>LABORATORIO 1 .....</b>	<b>436</b>
<b>LABORATORIO 2 .....</b>	<b>442</b>
<b>LABORATORIO 3 .....</b>	<b>446</b>
<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>457</b>



## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1- 1. Informe estadístico BP de energía mundial 2019. Tomado de: (BP, 2019).	32
Figura 1- 2. Promedio histórico del suministro de energía primaria en El Salvador, 1993-2008.	33
Figura 1- 3. Estadística de Tenencia y acceso a la energía eléctrica según la EHPM 2017. Tomado de: (DIGESTYC, 2017).	34
Figura 1- 4. Matriz de generación acumulada por recurso (GWh). Tomado de: (CNE, 2020).	34
Figura 1- 5. Generación mensual por recurso, años 2019-2020 (MWh). Tomado de: (CNE, 2020).	35
Figura 1- 6. Energía inyectada, año 2019 (GWh). Tomado de: (Unidad de Transacciones, S.A. de C.V., 2019).	35
Figura 1- 7. Estructura de generación neta por recurso, 2018 – 2019. Tomado de: (SIGET, 2019).	36
Figura 1- 8. Distribución de la inyección por recurso, primer semestre 2020. Tomado de: (SIGET, 2020).	37
Figura 1- 9. Capacidad instalada por Central Generadora al 30 de junio de 2020 (MW). Tomado de: (SIGET, 2020).	40
Figura 1- 10. Distribución de la capacidad instalada por tipo de recurso al 30 de junio 2020. Tomado de: (SIGET, 2020).	40
Figura 1- 11 Estructura de la demanda 2019. Tomado de: (SIGET, 2019).	44
Figura 1- 12. Demanda máxima semanal 2019-2020. Tomado de: (Unidad de Transacciones, S.A. de C.V., 2019).	44
Figura 1- 13. Red eléctrica en El Salvador. Tomado de: (CNE: JICA.2012).	45
Figura 1- 14. Sistema de generación y transmisión en El Salvador, a diciembre de 2019. Tomado de: (SIGET, 2019).	47
Figura 1- 15. Ubicación de centrales generadoras del mercado mayorista, 2019. Tomado de: (SIGET, 2019).	48
Figura 1- 16. Áreas de influencia, participación en las ventas de electricidad y número de usuarios de las compañías distribuidoras, 2019. Tomado de: (SIGET, 2019).	48
Figura 1- 17. Diagrama de bloques del proceso constructivo de un proyecto.	53
Figura 1- 18. Diagrama de bloques de los participantes en el proceso constructivo de un proyecto.	54
Figura 1- 19. Diagrama de bloques: componentes de los costos.	55
Figura 1- 20. Costos directos e indirectos.	59
Figura 1- 21. Proceso del análisis de precios unitarios.	64
Figura 2- 1. Ilustración de conexión de acometida bifilar y trifilar. Tomado de: (SIGET, 2008).	88
Figura 2- 2. Ilustración de acometida subterránea. Tomado de: (SIGET, 2008).	89
Figura 2- 3. Ilustración de la inclinación en tuberías subterránea. Tomado de: (SIGET, 2008).	91
Figura 2- 4. Ilustración de instalación de ductos. Tomado de: (SIGET, 2008).	92
Figura 2- 5. Ilustración de instalación de acometida subterránea. Tomado de: (SIGET, 2008).	93
Figura 2- 6. Curvas típicas de carga diaria en los diferentes sectores de consumo.	95
Figura 2- 7. Curva característica del perfil de carga.	95
Figura 2- 8. Curva total caracterizada por rangos de consumo, sector residencial. Tomado de: (MULTICONSULT Y CIA. LTDA, 2011).	96
Figura 2- 9. Curva de carga nacional caracterizada por sector de consumo, El Salvador. Tomado de: (MULTICONSULT Y CIA. LTDA, 2011).	96
Figura 2- 10. Curva de carga típica, día laboral. Tomado de: (Unidad de Transacciones, S.A. de C.V., 2019).	97
Figura 2- 11. Curva de carga típica, día sábado. Tomado de: (Unidad de Transacciones, S.A. de C.V., 2019).	97
Figura 2- 12. Curva de carga típica, día domingo. Tomado de: (Unidad de Transacciones, S.A. de C.V., 2019).	98
Figura 2- 13. Medidor digital VL28, clase 20 A.	99
Figura 2- 14. Medidor digital BD2R, clase 10 A.	100
Figura 2- 15. Medidor VL28 y transformadores de corriente para cada fase.	101
Figura 2- 16. a) Ilustración de paneles de medidores. b) Representación esquemática unifilar. Tomado de: (SIGET, 2008).	102
Figura 2- 17. Ilustración de instalación de transformadores des instrumento en rack. Tomado de: (SIGET, 2008).	104

Figura 2- 18. Vista en elevación de instalación de transformadores en una subestación. Tomado de: (SIGET, 2008).	104
Figura 2- 19. Vista en planta de instalación de transformadores en subestación. Tomado de: (SIGET, 2008).	105
Figura 2- 20. Ilustración de instalación de sistema de medición en subestación. Tomado de: (SIGET, 2008).	105
Figura 2- 21. Transformadores de corriente y potencial instalados en poste para medición primaria en media tensión. ....	106
Figura 2- 22. Conductores para distribución subterránea. ....	106
Figura 2- 23. Subestación eléctrica para gran demanda.....	106
Figura 2- 24. Cable aislado para tendido aéreo. a) Diseño de una capa, b) Diseño de dos capas. ....	107
Figura 2- 25. Componentes de un cable aislado para distribución subterránea. ....	107
Figura 2- 26. TCs de baja tensión rectangulares, para usos de medición y monitoreo.....	109
Figura 2- 27. TCs de baja tensión con aislamiento de resina, diseñados para medición. ....	109
Figura 2- 28. Curvas de Inducción magnética vs Intensidad de campo para chapas magnéticas de gran permeabilidad.....	110
Figura 2- 29. Comportamiento de sobrecorriente de transformadores de corriente bajo carga de precisión. ....	110
Figura 2- 30. Tipos de arrollamientos para primario y secundario de un TC. ....	111
Figura 2- 31. TC's de media tensión (30 - 36 kV). ....	112
Figura 2- 32. TP's para media tensión, encapsulados en resina. ....	112
Figura 2- 33. Componentes de una factura de energía eléctrica.....	119
Figura 2- 34. Partes de un tablero eléctrico, norma IEC.....	154
Figura 2- 35. Pequeño Interruptor Automático (PIA). ....	163
Figura 2- 36. Interruptor Automático (IA).....	163
Figura 2- 37. Estructura Interna del PIA. ....	163
Figura 2- 38. Esquema de los mecanismos térmicos y magnéticos. ....	164
Figura 2- 39. Símbolos representativos de un PIA. ....	164
Figura 2- 40. PIA de dos polos.....	164
Figura 2- 41. Corriente nominal (In) de un interruptor automático.....	165
Figura 2- 42. Diagrama de curvas de operación de interruptores eléctricos. ....	166
Figura 2- 43. Zonas de disparo térmico y disparo magnético. ....	167
Figura 2- 44. Zona térmica de la cura de disparo.....	167
Figura 2- 46. Interruptores AFCI de uno y dos polos. ....	169
Figura 2- 47. Interruptores GFCI de uno y dos polos. ....	169
Figura 2- 48. Diferentes modelos de dimmers para luces LED.....	177
Figura 2- 49. Diferentes modelos de sensores de movimiento. ....	178
Figura 2- 50. Componentes del circuito derivado del motor. ....	178
Figura 2- 51. Características de la corriente de arranque directo de un motor de inducción. Tomado de: (Schneider Electric, 2008).....	179
Figura 2- 52. característica de disparo de interruptor automático +contactor + relé térmico. Tomado de: (Schneider Electric, 2008).....	184
Figura 2- 53. Diagrama representativo de la conexión correcta de conductores fase y neutro en luminarias. ....	186
Figura 2- 54. Control de una luminaria con interruptor sencillo. ....	187
Figura 2- 55. Diagrama unifilar para control de luminaria con interruptor sencillo. ....	187
Figura 2- 56. Control de luminaria desde dos puntos. ....	188
Figura 2- 57. Control de luminarias desde dos puntos.....	188
Figura 2- 58. Diagrama eléctrico de control de luminarias de tres puntos o más. ....	188

Figura 2- 59. Diagrama eléctrico unifilar de control de luminarias de tres puntos. ....	189
Figura 2- 60. Tomacorriente polarizado. ....	190
Figura 2- 61. Diagrama unifilar de circuito de tomas. ....	190
Figura 2- 62. Diagrama unifilar de circuito de luces y tomas para una habitación. ....	191
Figura 2- 63. Diagrama unifilar de alambrado de una casa. ....	192
Figura 2- 64. aplicación del factor de simultaneidad $k_s$ . ....	195
Tomado de: (Schnelder Electric, 2008). ....	195
Figura 2- 65. Carga máxima prevista de una instalación eléctrica. Fuente: (Schnelder Electric, 2008). ....	197
Figura 2- 66. Catálogo de Relevadores de sobrecarga bimetálicos. Tomado de: (SIEMENS, 2021). ....	203
Figura 4- 1. Banco de transformadores monofásicos. Tomado de: (Rodríguez, 2016). ....	230
Figura 4- 2. Ejemplo ilustrativo de un transformador elevador. ....	230
Figura 4- 3. Ejemplo ilustrativo de un transformador reductor. ....	230
Figura 4- 4. Placa de un transformador, a) monofásico b) trifásico. ....	231
Figura 4- 5. Diferentes tipos de transformadores: a) transformador monofásico, b) transformador seco, c) transformador Pad Mounted, d) transformador de potencia. ....	233
Figura 4- 6. a) transformador de distribución monofásico. b) transformadores monofásicos conectados para formar un banco trifásico. ....	233
Figura 4- 7. Dibujo esquemático de un transformador monofásico. Tomado de: (Wilcatec, 2020). ....	234
Figura 4- 8. Aisladores de alta tensión para diferentes transformadores. Tomado de: (Rodríguez, 2016). ....	235
Figura 4- 9. Aislador en baja tensión para transformadores monofásicos. Tomado de: (Rodríguez, 2016). ....	236
Figura 4- 10. Cambiador de Tap: a) diagrama eléctrico b) elemento físico c) cambiador externo. Tomado de: (Rodríguez, 2016). ....	236
Figura 4- 11. Prueba de polaridad para transformadores monofásicos. ....	238
Figura 4- 12. Transformador tipo pedestal a) monofásico b) trifásico. Tomado de: (Rodríguez, 2016). ....	238
Figura 4- 13. Transformador para distribución subterránea tipo Pad Mounted Radial. ....	239
Figura 4- 14. Transformador trifásico tipo Pad Mounted. Tomado de: (PROLEC, 2020). ....	239
Figura 4- 15. Elementos de conexión para transformadores tipo Pad Mounted en anillo. ....	240
Figura 4- 16. Sistema de distribución Radial. ....	241
Figura 4- 17. transformador de pedestal, trifásico radial, de frente muerto. Tomado de: (Rodríguez, 2016). ....	242
Figura 4- 18. Sistema radial para distribución subterránea. ....	242
Figura 4- 19. Transformador trifásico de pedestal, operación en anillo. Tomado de: (Rimel, 2006). ....	243
Figura 4- 20. Sistema de distribución en anillo para distribución subterránea. ....	243
Figura 4- 21. Transformador tipo seco. ....	244
Figura 4- 22. Transformador seco abierto. ....	244
Figura 4- 23. Transformador tipo seco impregnado con presión de vacío. ....	245
Figura 4- 24. Transformador tipo seco encapsulado con presión al vacío. ....	245
Figura 4- 25. Transformador tipo seco encapsulado en resina. ....	245
Figura 4- 26. Transformador tipo seco convencional. ....	245
Figura 4- 27. Datos de placa para un transformador tipo seco. ....	246
Figura 4- 28. Vista interior de un transformador Trifásico. ....	246
Figura 4- 29. Dibujo esquemático de un transformador trifásico. Tomado de: (Wilcatec, 2020). ....	247
Figura 4- 30. Tensiones y corrientes, de línea y fase para las conexiones estrella y delta. ....	253

Figura 4- 31. Diagrama de conexión Delta – Delta. ....	255
Figura 4- 32. Diagrama de conexión Estrella – Estrella. ....	256
Figura 4- 33. Diagrama de conexión Delta – Estrella. ....	258
Figura 4- 34. Diagrama de conexión Estrella aislada – Delta. ....	259
Figura 4- 35. Diagrama de conexión Delta abierta. ....	260
Figura 4- 36. Conexión de transformadores en paralelo. ....	261
Figura 4- 37. Curva de disparo de un interruptor termomagnético. Tomado de: (AREATECNOLOGIA, 2021). ....	263
Figura 4- 38. Tipos de curvas de disparo de los interruptores termomagnéticos. Tomado de: (Schneider Electric, 2021). ....	265
Figura 4- 39. fusible tipo bayoneta. Tomado de: (PEI, 2019). ....	265
Figura 4- 40. fusible tipo bayoneta. Tomado de: (PEI, 2019). ....	266
Figura 4- 41. Curvas características de disparo de los hilos fusibles. Tomado de: (Industrias Electricas RMS S.A., 2020). ....	268
Figura 4- 42. Fusible limitador de potencia para punta de poste 14.4 kV. Tomado de: (S&C Electric Company, 2020). ....	269
Figura 4- 43. Fusible de potencia SMD-20, estilo aéreo para punta de poste. Tomado de: (S&C Electric Company, 2020). ...	269
Figura 4- 44. Elementos de un fusible Fault Tammer, estilo aéreo para punta de poste. Tomado de: (S&C Electric Company, 2019). ....	270
Figura 4- 45. a) Coordinación limitada del fusible del transformador con el fusible ramal. b) Coordinación completa del Fault Tammer con el fusible ramal. Tomado de: (S&C Electric Company, 2019). ....	271
Figura 4- 46. Esquema ilustrativo de un sistema eléctrico de potencia. ....	272
Figura 4- 47. Ilustración de subestación eléctrica de mediana potencia y media tensión con celdas modulares. ....	274
Tomado de: (ELECIN S.A., 2021). ....	274
Figura 4- 48. Ilustración de subestación eléctrica con celdas modulares. Tomado de: (ELECIN S.A., 2021). ....	275
Figura 4- 49. Simbología utilizada en la elaboración de planos eléctricos de subestaciones. ....	275
Figura 4- 50. Partes principales de una subestación unitaria. ....	286
Figura 5- 1. Grupo electrógeno. ....	294
Figura 5- 2. Diagrama eléctrico de un grupo electrógeno alimentando cargas “priorizadas”. ....	295
Figura 5- 3. Planta de emergencia. ....	295
Figura 5- 4. a) planta estacionaria, b) planta móvil. Tomado de (COMPARC, 2005, p.3). ....	296
Figura 5- 5. Diagrama eléctrico de un generador de una planta de emergencia. ....	299
Figura 5- 6. a) tablero de mando y control b) datos de placa. ....	300
Figura 5- 7. Interruptor de transferencia automático. ....	302
Figura 5- 8. Diagrama unifilar de un sistema de emergencia, absorbiendo la totalidad de las cargas. Tomado de (Harper, 1995). ....	303
Figura 5- 9. Diagrama unifilar de un sistema de emergencia con cargas esenciales o de emergencia. Tomado de (Harper, 1995). ....	303
Figura 5- 10. Distribución con varios interruptores de transferencia. Tomado de (NFPA, 2011, p.1164). ....	303
Figura 5- 11. UPS OFF LINE. ....	304
Figura 5- 12. Diagrama unifilar del sistema denominado “UPS OFF-LINE”. Tomado de (Estrada, s.f). ....	304
Figura 5- 13. UPS ON-LINE. ....	305
Figura 5- 14. Modo normal de operación para el UPS ON-LINE. Tomado de (Estrada, s.f). ....	306
Figura 5- 15. Modo Batería para el UPS ON-LINE. Tomado de (Estrada, s.f). ....	306
Figura 5- 16. Modo BYPASS para el UPS ON-LINE. Tomado de (Estrada, s.f). ....	307
Figura 5- 17. Configuración de un solo módulo. Tomado de (McCarthy, Kevin, 2004). ....	308
Figura 5- 18. Configuración de UPS redundante asilada. Tomado de (McCarthy, Kevin, 2004). ....	309

Figura 5- 19. Configuración UPS paralelo redundante. Tomado de (McCarthy, Kevin, 2004).	310
Figura 5- 20. Configuración redundante distribuida “catcher”. Tomado de (McCarthy, Kevin, 2004).	310
Figura 5- 21. Configuración de UPS redundante distribuida. Tomado de (McCarthy, Kevin, 2004).	311
Figura 5- 22. Configuración de UPS 2(N+1). Tomado de (McCarthy, Kevin, 2004).	312
Figura 5- 23. Diagrama unifilar del sistema de emergencia para el ejemplo 1.	313
Figura 5- 24. Diagrama unifilar de sistema de emergencia para el ejemplo 2.	314
Figura 6- 1. Expresión matemática de Resistividad.	317
Figura 6- 2. Telurómetro profesional de 4 puntos.	319
Figura 6- 3. Esquema de medición de la resistividad mediante el método de Wenner. Tomado de: (Gómez, 2021).	320
Figura 6- 4. Esquema de medición de la resistividad mediante el método de Schlumberger. Tomado de: (Gómez, 2021).	321
Figura 6- 5. Aplicación de método de Wenner para obtener el perfil de resistividad del terreno.	322
Figura 6- 6. Perfil de resistividad obtenido mediante la aplicación del método de Wenner.	323
Figura 6- 7. Perfil de resistividad 1. Tomada de: (Gómez, 2021).	323
Figura 6- 8. Perfil de resistividad 2. Tomada de: (Gómez, 2021).	323
Figura 6- 9. Perfil de resistividad 3. Tomada de: (Gómez, 2021).	324
Figura 6- 10. Medición de la resistividad eléctrica del suelo mediante el Tomografía eléctrica. Tomada de: cartomex.com...	325
Figura 6- 11. Perfil de tomografía eléctrica realizado en el vertedero. Tomado de: (Lapresta, 2021).	326
Figura 6- 12. Tomografía de resistividad eléctrica, realizada utilizando la configuración: Dipolo – Dipolo. Tomado de: (Subterránea Spa, 2021).	327
Figura 6- 13. Tomografía de resistividad eléctrica empleada para la detección de un colector. Tomado de: (Lapresta, 2021).	327
Figura 6- 14. Esquema de medición de la resistividad mediante el método de Caída de Potencial. Tomado de: (Csanyi, 2017).	328
Figura 6- 15. Método de Caída de Potencial para la medición de mallas de puesta a tierra. Tomado de: (EDP Proyectos S.A.C. , 2021).	329
Figura 6- 16. Curva obtenida de la medición del sistema de puesta a tierra, mediante el método de Caída de Potencial. Tomado de: (EDP Proyectos S.A.C. , 2021).	329
Figura 6- 17. Desplazamiento del electrodo auxiliar de potencial para efectuar las mediciones de resistencia de tierra. Tomado de: (Csanyi, 2017).	330
Figura 6- 18. Esquema de medición para obtener los valores de R1, R2 y R3, según el método de la pendiente. Tomado de: (Csanyi, 2017).	331
Figura 6- 19. Esquema de posicionamiento de electrodos y curva resultante del método de intersección de curvas.	333
Tomado de: (Torre, 2002).	333
Figura 6- 20. Resultados obtenidos mediante el método de intersección de curvas, para la medición de resistencia de puesta a tierra. Tomado de: (Cristian Cardona, 2012).	334
Figura 6- 21. Telurómetro tipo pinza de la marca FLUKE. Tomado de: (Telurómetro , 2021).	335
Figura 6- 22. Esquema equivalente de un sistema con el neutro puesto a tierra en más de un punto.	335
Figura 6- 23. Medición de puesta a tierra con un telurómetro de la marca FLUKE. Tomado de: (Fluke Corporation , 2021).	336
Figura 6- 24. Diferentes tipos de electrodos conectados en un mismo sistema de puesta a tierra.	339
Figura 6- 25. Formas de instalación de los electrodos de puesta a tierra. Tomado de: (ENSA, 2021).	340
Figura 6- 26. Conexión de dos varillas para un sistema de puesta a tierra. Tomado de: (ENSA, 2021).	341
Figura 6- 27. Arreglos de 2 o 3 electrodos para sistemas de puesta a tierra.	341
Figura 6- 28. Arreglos de más de 4 electrodos para sistemas de puesta a tierra.	341

Figura 6- 29. Recorrido de la corriente eléctrica al presentarse una falla de fase a tierra, sobre una persona que transita en una subestación sin protección y en una subestación debidamente aterrizada. ....	349
Figura 6- 30. Recorrido de la corriente eléctrica sobre el cuerpo de una persona que permanece en contacto con la estructura metálica de una subestación sin protección y una subestación debidamente aterrizada. ....	350
Figura 6- 31. Representación de diferentes situaciones en las que podría tener efecto el voltaje de paso y el voltaje contacto en una subestación eléctrica.....	350
Figura 6- 32. Efectos de la corriente eléctrica en el cuerpo humano.....	351
Figura 6- 33. Esquema unifilar sin retorno metálico al producirse una corriente de falla a tierra en el sistema. ....	353
Figura 6- 34. Esquema unifilar con retorno metálico al producirse una corriente de falla a tierra en el sistema.....	354
Figura 6- 35. Sistema a 4 hilos con neutro múltiplemente puesto a tierra.....	355
Figura 6- 36. Sistema a 4 hilos con punto neutro puesto a tierra y neutro aislado.....	355
Figura 6- 37. Sistema a 3 hilos con punto neutro puesto a tierra. ....	355
Figura 6- 38. Sistema a 3 hilos en estrella sin conexión de puesto a tierra. ....	355
Figura 6- 39. Sistema a 3 hilos en delta. ....	356
Figura 6- 40. Esquema de distribución TN-S.....	357
Figura 6- 41. Esquema de distribución TN-C. ....	357
Figura 6- 42. Esquema de distribución TN-S-C.....	357
Figura 6- 43. Esquema de distribución TT. ....	358
Figura 6- 44. Esquema de distribución IT. ....	358
Figura 6- 45. Tomacorriente polarizado. ....	359
Figura 6- 46. Tornillos de conexión correspondientes para cada cable conductor en un tomacorriente aislado.....	360
Figura 6- 47. Tomacorriente GFCL.....	361
Figura 6- 48. Circuito de tomacorrientes estándar conectados a un tomacorriente GFCL. Tomado de: (Andres, 2021). ....	362
Figura 6- 49. Procedimiento para comprobar el correcto funcionamiento de un tomacorriente GFCL. ....	362
Figura 6- 50. Tomacorriente AFCL.....	363
Figura 6- 51. Circuito de tomacorrientes derivados de un toma AFCL. Tomado de: (Captainsblog, 2021). ....	363
Figura 6- 52. Conexión a tierra en edificios de varios niveles. ....	364
Figura 6- 53. Sistema de emergencia con neutro conmutado. Tomado de: (Ospina, 2005). ....	365
Figura 6- 54. Sistema de emergencia sin neutro conmutado. Tomado de: (Ospina, 2005). ....	365
Figura 6- 55. Conexión de tierra aislada y tierra de seguridad para circuitos dedicados. ....	366
Figura 6- 56. Sistema de puesta a tierra para un centro de procesamiento de datos por computadora. ....	367
Figura 6- 57. Sistema de puesta a tierra para un quirófano. Tomado de: (Ospina, 2005). ....	368
Figura 6- 58. Conexiones eléctricas en unidad de cuidados intensivos. Tomado de: (Ospina, 2005).....	369
Figura 6- 59. Sistema de puesta a tierra en un sitio de telecomunicaciones. ....	370
Figura 6- 60. Barra principal de tierra. ....	371
Figura 6- 61. Barra exterior de tierra. ....	372
Figura 6- 62. Anillo interior de tierra o halo. ....	373
Figura 6- 63. Sistema radial de puesta a tierra. ....	374
Figura 6- 64. Cono de protección del pararrayos en una torre de telecomunicaciones. Tomado de: (Daniel, 2021).....	375
Figura 6- 65. Puesta a tierra de un mástil. Tomado de: (Daniel, 2021). ....	377
Figura 6- 66. Conexiones de los cables de telecomunicaciones a la estructura metálica de la torre. Tomado de: (Daniel, 2021). ....	378
Figura 6- 67. Conexión a tierra de los equipos de comunicaciones. Tomado de: (Daniel, 2021). ....	379

Figura 6- 68. Forma de onda de voltaje: a) sin ruido, b) con ruido.....	380
Figura 6- 69. Diferentes fuentes de EMI en un mismo sistema.....	380
Figura 6- 70. Ruido de modo común. ....	381
Figura 6- 71. Ruido de modo diferencial.....	381
Figura 6- 72. Esquema eléctrico de la alimentación de una carga monofásica con presencia de ruido de modo común.....	382
Figura 6- 73. Esquema eléctrico de la alimentación de una carga monofásica conectada a un transformador de aislamiento. .	382
Figura 6- 74. Ilustración de las partes de un transformador de aislamiento.....	383
Figura 6- 75. Transitorios de tensión positivos y negativos. Tomado de: (Compañía Nacional de Fuerza y Luz, S.A., 2021)..	385
Figura 6- 76. Sobretensión modo común o asimétrica. ....	385
Figura 6- 77. Sobretensión modo diferencial o simétrica.....	386
Figura 6- 78. Transitorios de tensión de modo diferencial y de modo común. ....	386
Figura 6- 79. Fenómenos que inciden en la calidad de la energía eléctrica.....	390
Figura 6- 80. Pirámide de soluciones contra perturbaciones eléctricas.....	390
Figura 6- 81. Tipos de rayo entre nube y tierra. Tomado de: (Molina).....	392
Figura 6- 82. Tipos de rayos de nube a tierra, a) descendente, b) ascendente. ....	393
Figura 6- 83. Cono de protección de una punta Franklin.....	396
Figura 6- 84. Ángulos de protección correspondientes a la clase de riesgo y altura relativa del elemento protector contra rayos. ....	397
Figura 6- 85. Método del ángulo de protección con, a) una sola terminal captadora, b) dos terminales captadoras.....	397
Figura 6- 86. Sistema de puntas Franklin en una instalación industrial. Tomado de: (Gómez, Puesta a Tierra de Protección Atmosférica, 2021). ....	399
Figura 6- 87. Sistema de puntas Franklin en una instalación residencial. Tomado de: (Gómez, Puesta a Tierra de Protección Atmosférica, 2021). ....	399
Figura 6- 88. Componentes de un sistema de protección contra descargas atmosféricas. Tomado de: (Rojas, 2007). ....	400
Figura 6- 89. Posicionamiento del sistema de captación utilizando el método de la esfera rodante, según la altura de la estructura.....	401
Figura 6- 90. Determinación de las zonas protegidas y superficies expuestas mediante el método de la esfera rodante. Tomado de: (César Briozzo, 2008).....	402
Figura 6- 91. Protección de la estructura mediante parraos convencionales. Tomado de: (César Briozzo, 2008). ....	402
Figura 6- 92. Malla de protección contra descargas atmosféricas.....	403
Figura 6- 93. Edificación con malla de protección contra rayos, complementada con puntas de captación y su respectivo sistema de puesta a tierra en anillo. Tomado de: (PLW Ingeniería, 2021).....	404
Figura 6- 94. Método gráfico de Langrehr para la determinación de las zonas de protección de un cable de guarda. Tomado de: (Bruno, 2009).....	405
Figura 6- 95. Esquema de protección obtenido mediante el método de Langrehr con dos cables de guarda.....	405
Figura 6- 96. Zona de protección generada por un pararrayo Pulsar. ....	406
Figura 6- 97. Esquema de protección contra sobretensiones. ....	408
Figura 6- 98. Niveles de exposición a transitorios de voltaje en una instalación eléctrica. ....	409
Figura 6- 99. Localización de los diferentes tipos de DPS de acuerdo a los niveles de exposición. ....	409
Figura 6- 100. DPS de tipo 1, 2 y 3, conectados en cascada.....	410
Figura 6- 101. Protección en cascada mediante DPS en una instalación eléctrica. ....	411
Figura 6- 102. Curvas características de Corriente vs Voltaje para, a) Supresor Zener, b) MOV de 150 Vrms. Tomado de: (QuimiNet.com, 2008).....	414
Figura 6- 103. Curva característica de Corriente vs Voltaje de un tubo de gas. Tomado de: (QuimiNet.com, 2008). ....	414

<b>Figura 6- 104. Supresor de línea de datos. Tomado de: (QuimiNet.com, 2008).</b> .....	<b>415</b>
<b>Figura 6- 105. Supresor de transientes para Ethernet, CITEL.</b> .....	<b>415</b>
<b>Figura 7- 1. Clasificación de áreas peligrosas según NEC. Tomado de: (Gacitúa, 2019).</b> .....	<b>422</b>
<b>Figura 7- 2. Clasificación de área peligrosa según ATEX. Tomado de: (Gacitúa, 2019).</b> .....	<b>422</b>
<b>Figura 7- 3. Diferencia en la probabilidad de atmosfera inflamable (Gacitúa, 2019)</b> .....	<b>423</b>
<b>Figura 7- 4. Diseño de aparato anti- deflagración.</b> .....	<b>427</b>
<b>Figura 7- 5. a) Seguridad intrínseca; el arco es de muy baja intensidad b) seguridad aumentada; no se producen arcos. Tomado de: (ATEX, 2021).</b> .....	<b>427</b>
<b>Figura 7- 6. Marcado de equipo según el NEC.</b> .....	<b>428</b>
<b>Figura 7- 7. Luminaria a prueba de explosion. Tomado de: (Corporacion Electro Industrial, 2021)</b> .....	<b>429</b>
<b>Figura 7- 8. Luminaria para áreas peligrosas. Tomado de: (RAWELT, 2021).</b> .....	<b>430</b>
<b>Figura 7- 9. Cajas antiexplosivas. Tomado de: (Corporacion Electro Industrial, 2021).</b> .....	<b>430</b>
<b>Figura 7- 10. Tubería antiexplosiva. Tomado de: (Corporacion Electro Industrial, 2021).</b> .....	<b>430</b>
<b>Figura 7- 11. Cajas rectangulares para intemperie. Tomado de: (Corporacion Electro Industrial, 2021).</b> .....	<b>430</b>
<b>Figura 7- 12. Tubería conduit y accesorios recubiertos en PVC, aptos para instalación en atmosferas corrosivas.</b> .....	<b>431</b>
<b>Figura 7- 13. Elementos para instalaciones eléctricas expuestas a ambientes corrosivos.</b> .....	<b>431</b>
<b>Figura 7- 14. Instalación típica para ambientes corrosivos.</b> .....	<b>432</b>
<b>Figura 7- 15. Etiqueta de elemento eléctrico.</b> .....	<b>433</b>
<b>Figura 7- 16. Marcado de equipo electrónico aplicando el NEC. Tomado de: ATEXPREVEN (2021).</b> .....	<b>434</b>



## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1- 1. Inyecciones por tipo de recurso (GWh), comparación 2018 -2019. Tomado de: (SIGET, 2019).....	36
Tabla 1- 2. Inyección de energía por recurso y central generadora, ene – jun, 2020 (GWh), Tomado de: (SIGET, 2020).....	37
Tabla 1- 3. Capacidad instalada y disponible de las centrales generadoras de electricidad al 30 de junio de 2020. Tomado de: (SIGET, 2020).....	39
Tabla 1- 4. Variación de la capacidad instalada (MW), año 2018 a 2020. Tomado de: (SIGET, 2020). ....	41
Tabla 1- 5. Estructura de las importaciones y exportaciones por operador 2019. Tomado de: (SIGET, 2019).....	42
Tabla 1- 6. Demanda máxima mensual 2018 – 2019. Tomado de: (SIGET, 2019).....	43
Tabla 1- 7. Participantes del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, 2019.....	46
Tabla 1- 8. Proyectos energéticos confirmados a desarrollarse a partir del 2019. Tomado de: (CNE, Plan Indicativo de la Expansión de la Generación Eléctrica de El Salvador 2019 - 2028, 2019).....	50
Tabla 1- 9. Proyectos candidatos a ser instalados en la matriz energética del país. Tomado de: (CNE, Plan Indicativo de la Expansión de la Generación Eléctrica de El Salvador 2019 - 2028, 2019).....	51
Tabla 1- 10. Ejemplo de gastos generales para un proyecto.....	58
Tabla 1- 11. Ejemplo de análisis de precios unitarios. ....	63
Tabla 1- 12. Días laborales anualmente. Incluye cuatro horas adicionales de sábados. ....	65
Tabla 1- 13. Costo salarial para un técnico electricista.....	65
Tabla 1- 14. Costo salarial para un técnico electricista.....	66
Tabla 1- 15. Ejemplo de formato para la elaboración de un presupuesto.....	66
Tabla 1- 16. Alcance de los organismos de inspección acreditados. Tomado de: (OSA, 2019).....	76
Tabla 1- 17. Tarifas máximas a ser canceladas a los OIA. Tomado de: (OSA, 2019).....	76
Tabla 2- 1. Rangos comerciales de transformadores de potencia (T.P.).....	108
Tabla 2- 2. Rangos comerciales de transformadores de corriente (T.C). ....	109
Tabla 2- 3. Precisiones normalizadas en transformadores de corriente.....	111
Tabla 2- 4. Clases de precisión de los transformadores de tensión. ....	113
Tabla 2- 5. Clases de precisión de los transformadores de tensión para protección.....	114
Tabla 2- 6. Cargas de alumbrado general por tipo de ocupación. Tomado de: (NFPA 7. , 2017, p.220.14). ....	126
Tabla 2- 7. Factores de demanda para cargas de alumbrado. Tomado de: (NFPA 7. , 2017, p. 220.14).....	127
Tabla 2- 8. Factor de demanda para cargas de receptáculos. Tomado de: (NFPA 7. , 2017, p. 220.61). ....	127
Tabla 2- 9. Factor de demanda y cargas para estufas eléctricas domésticas, hornos de pared, et. Tomado de: (NFPA 7. , 2017, p.220.61). ....	128
Tabla 2- 10. Factores de demanda para tres o más unidades de vivienda multifamiliar. Tomado de: (NFPA 70 , 2017, p.220.83). ....	130
Tabla 2- 11. Conductor electrodo de puesta a tierra para sistemas de corriente alterna. Tomado de: (NFPA 70, 2017, p.250.68). ....	131
Tabla 2- 12. Calibre mínimo de conductores de puesta a Tierra de equipos para puesta a tierra de canalizaciones y equipos. Tomado de (NFPA 70 , 2017, p.250.136). ....	132
Tabla 2- 13. Requisitos mínimos de cubierta en instalaciones de 0 voltios a 600 voltios nominales, enterramiento en milímetros (pulgadas). Tomado de: (NFPA 70 , 2017, p.137). ....	133
Tabla 2- 14. Calibre mínimo de conductores. Tomado de: (NFPA, 2008).....	134
Tabla 2- 15. Factores de ajuste para más de tres conductores portadores de corriente en una canalización o cable. Tomado de: (NFPA 70 , 2017, p.148).....	135
Tabla 2- 16. Corrección por temperatura ambiente. Tomado de (NFPA 70,2017, p. 147). ....	136

Tabla 2- 17. Ampacidad permisible en conductores aislados entre 0 y 2000 V en canalización, cable o enterrado directamente. Tomado de: (NFPA 70 , 2017,p.150).....	137
Tabla 2- 18. Ampacidad permisible de conductores individuales aislados para tensiones de 0 a 2000 V, al aire libre. Fuente: (NFPA, 2008). .....	138
Tabla 2- 19. Ampacidad permisible de conductores desnudos o recubiertos. Tomado de: (NFPA 70 , 2017, p.154). .....	139
Tabla 2- 20. Letras código de indicación para rotor bloqueado. Tomado de: (NFPA 70, 2017, p.299).....	140
Tabla 2- 21. Servicios por ciclo de trabajo. Tomado de: (NFPA 70 , 2017, p.303). .....	141
Tabla 2- 22. Unidades de protección contra sobrecarga. Tomado de: (NFPA 70, 2017,p.306). .....	142
Tabla 2- 23. Valores nominales o de ajuste máximos de los dispositivos de protección contra cortocircuito y falla a tierra para circuitos de ramales de motor. Tomado de: (NFPA 70, 2017, p.308). .....	143
Tabla 2- 24. Corriente a plena carga en Amperios para motores DC. Tomado de: (NFPA 70 , 2017, p.320). .....	144
Tabla 2- 25. Corrientes de plena carga en amperios para motores monofásicos de c.a. Tomado de: (NFPA 70 , 2017, p.321).145	
Tabla 2- 26. Corriente de plena carga en amperios para motores de dos fases de c.a. Tomado de: (NFPA 70 , 2017, p.321). .	146
Tabla 2- 27. Corrientes de plena carga de motores trifásicos de c.a. Fuente: Tomado de: (NFPA 70 , 2017, p.322). .....	147
Tabla 2- 28. Valores nominales o de ajuste máximo para protección contra sobrecorriente para transformadores mayores a 1000 V. Tomado de: (NFPA 70 , 2017, p.332).....	148
Tabla 2- 29. Valores nominales o de ajuste máximo para protección contra sobrecorriente para transformadores menores o iguales a 1000 V. Tomado de: (NFPA 70 , 2017, p.333). .....	149
Tabla 2- 30. Distancia mínima entre conductores fase-fase y fase-tierra. Tomado de: (NFPA 70 , 2017, p.346).....	150
Tabla 2- 31. Características de PIAs e IAs. ....	163
Tabla 2- 32. Tipos de curvas de disparo de interruptores automáticos. ....	168
Tabla 2- 33. Valores máximos de corriente de arranque para motores de BT (230/400V). Tomado de: (Schneider Electric, 2008).....	185
Tabla 2- 34. Potencias nominales máximas para motores de arranque de BT. Tomado de: (Schneider Electric, 2008). .....	185
Tabla 2- 35. Estimación de la potencia aparente instalada. Tomado de: (Schneider Electric, 2008). .....	193
Tabla 2- 36. Factores de simultaneidad en un bloque de apartamentos. Tomado de: (Schneider Electric, 2008).....	194
Tabla 2- 37. Factor de simultaneidad para cuadros de distribución. Tomado de: (Schneider Electric, 2008) .....	196
Tabla 2- 38. Factor de simultaneidad según función del circuito. Tomado de: (Schneider Electric, 2008). .....	196
Tabla 2- 39 Grado de electrificación de viviendas. ....	197
Tabla 2- 40. Coeficientes de simultaneidad para determinar la demanda máxima de cada tipo de vivienda. ....	198
Tabla 2- 41. Factor de simultaneidad para diferentes cargas. ....	198
Tabla 2- 42. Factores de simultaneidad para viviendas. ....	199
Tabla 2- 43. Factor de simultaneidad para panel de distribución.....	199
Tabla 2- 44. Factor de simultaneidad según la función del circuito. ....	200
Tabla 2- 45. Factores de simultaneidad en sistemas industriales. ....	200
Tabla 3- 1. Comparativa entre ética profesional y deontología. ....	215
Tabla 4- 1. Dimensiones y pesos aproximados de transformadores monofásicos. Tomado de: (Wilcatc, 2020). ....	234
Tabla 4- 2. Tabla característica para aisladores. Tomado de: (IEEE, 2000). .....	235
Tabla 4- 3. Valores comerciales de transformadores monofásicos y trifásicos. Tomado de: (IEEE, 2000). .....	237
Tabla 4- 4. Valores comerciales de BIL Para transformadores Pad Mounted. ....	241
Tabla 4- 5. Dimensiones y pesos aproximados de transformadores trifásicos. Tomado de: (Wilcatc, 2020).....	248
Tabla 4- 6. Tabla para la elección de fusible de expulsión tipo K para transformadores monofásicos y trifásicos.....	267
Tabla 5- 1. Especificación de plantas generadoras. Tomado de (COMPARC, 2005, p.2).....	298

Tabla 5- 2. Especificaciones de motor para una planta generadora. Tomado de (COMPARC, 2005, p.2).	298
Tabla 5- 3. Especificaciones técnicas para el generador de una planta de emergencia. Tomado de (COMPARC, 2005, p.2).	299
Tabla 6- 1. Ejemplo de formato para la tabulación de datos sobre el estudio de resistividad del suelo de un lugar determinado.	322
Tabla 6- 2. Valores de resistividad característicos para diferentes tipos de suelos.	324
Tabla 6- 3. Valores de k en función de $\mu$ para el método de la pendiente.	332
Tabla 6- 4. Factor de multiplicación para la estimación de resistencia equivalente según el número de varillas en paralelo.	343
Tabla 6- 5. Valores de puesta a tierra necesarios para transformadores.	344
Tabla 6- 6. Fórmulas para el cálculo de resistencia de la tierra. Tomado de: (Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. , 1992).	347
Tabla 6- 7. Fórmulas para el cálculo de resistencia de puesta a tierra para diferentes tipos de electrodos.	348
Tabla 6- 8. Área de sección transversal mínima del conductor de puesta a tierra, según el nivel de corriente del circuito.	364
Tabla 6- 9. Numero de kits de tierra necesarios según la altura de la estructura de la torre.	378
Tabla 6- 10. Clasificación de las perturbaciones según la norma IEEE 1159.	391
Tabla 6- 11. Niveles de protección contra rayos (LPL).	397
Tabla 6- 12. Características de clases de materiales para sistemas de puntas Franklin.	398
Tabla 6- 13. Valores máximos para el radio de la esfera rodante, según el nivel de protección correspondiente.	401
Tabla 6- 14. Dimensiones de la malla de protección según el nivel protección correspondiente.	403
Tabla 6- 15. Radios de protección para pararrayos Pulsar. Tomado de: (Pulsar Helita , 2021).	407
Tabla 6- 16. Tabla de selección de DPS.	412
Tabla 7- 1. Cuadro comparativo de clasificación de zonas entre NEC y Norma IEC.	425
Tabla 7- 2. Clasificación de equipo eléctrico bajo directiva ATEX.	426
Tabla 7- 3. Designación de tipos de protección. Tomado de: (NFPA 70, 2017, p. 379).	429

# ASPECTOS GENERALES

## DESCRIPCIÓN DEL TEMA

En el presente trabajo de graduación, se realizará una propuesta de rediseño y actualización de los laboratorios de la asignatura: Instalaciones Eléctricas I, de la Escuela de Ingeniería Eléctrica, Facultad de Ingeniería y Arquitectura de la Universidad de El Salvador, incorporando nuevos laboratorios, en los cuales se utilizará nuevo equipo que permita ampliar la capacidad de desarrollo de nuevas prácticas de laboratorio.

Además, se desarrolla un documento guía para los laboratorios, discusiones y clases, de la asignatura “Instalaciones eléctricas I”, basado en los nuevos laboratorios y programa de la misma, incorporando la información necesaria.

El documento se dividirá en capítulos, correspondientes a cada unidad, con información actualizada para todos los temas tratados. Se desarrollarán ejemplos y se propondrán ejercicios de acuerdo con cada temática abordada.

## OBJETIVOS

### GENERAL

- Rediseñar los laboratorios para la asignatura “Instalaciones Eléctricas I”, a su vez proponer nuevas prácticas, con el fin de profundizar y ampliar los conocimientos adquiridos a lo largo del curso.

### ESPECÍFICOS

- Desarrollar y proponer nuevas prácticas de laboratorio que permitan el uso de nuevos equipos.
- Actualizar guías de laboratorio según la programación de la asignatura, para que complemente el estudio teórico con la práctica.
- Redactar un documento de referencia dividido en capítulos, para la asignatura y discusiones de “Instalaciones Eléctricas I”.

## **ALCANCES**

- Al finalizar el trabajo, se espera obtener un documento con guías de laboratorio actualizadas, incluyendo nuevas prácticas que permitan el uso de nuevos equipos, así como un documento de referencia para los temas especificados en el programa de la asignatura, cada uno con su teoría explicada a profundidad, ejercicios resueltos y ejercicios propuestos.
- Lograr que los estudiantes de ingeniería eléctrica desarrollen nuevas capacidades, mediante nuevas prácticas de laboratorio, y a su vez tengan a su disposición un documento de consulta para la asignatura Instalaciones Eléctricas I, permitiendo ampliar sus conocimientos en esta área, con información actualizada.

## **ANTECEDENTES**

La asignatura instalaciones eléctricas I, cuenta con guías de laboratorio que tienen varios años sin haber sido actualizadas, de igual forma ha sido impartida hasta la actualidad sin un documento de referencia en específico, lo cual limita al estudiante a formarse únicamente con los conocimientos proporcionados en la clase. Este es un curso fundamental en la formación del estudiante de ingeniería eléctrica, tanto teóricamente como en el área técnica, por lo que contar con un documento de consulta es de suma importancia, así mismo, contar con guías de laboratorio que garanticen la puesta en práctica de estos conocimientos.

## **PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

El curso de Instalaciones Eléctricas I consta de horas clase, sesiones de laboratorio y discusiones. Las prácticas de laboratorio son esenciales para que el estudiante adquiera conocimientos y destrezas en el área técnica, por lo cual existe la necesidad de abarcar temáticas de interés actual en el área de instalaciones eléctricas. Además, no existe un documento de referencia confiable y que aborde los diferentes temas que comprende dicha asignatura.

La información existente con respecto a instalaciones eléctricas es variada y muchas veces la que se obtiene en internet es errónea, esto hace que el estudiante no sea capaz de diferenciar que criterios son correctos y cuáles no, ya que no todas las fuentes son confiables, debido a que en muchas ocasiones los textos encontrados no respetan las diferentes Normas aplicables para instalaciones eléctricas. Esto representa un problema a la hora de realizar un diseño o instalación eléctrica.

## **JUSTIFICACIÓN**

En el curso se imparten conocimientos y criterios generales para el diseño e implementación de instalaciones eléctricas, sin embargo, las guías de laboratorio necesitan ser actualizadas y abordar nuevas temáticas, que brinden al estudiante más oportunidades de complementar la teoría con la práctica, en una de las materias más importantes en la formación de un ingeniero electricista.

Además, la elaboración de un documento de referencia que proporcione información confiable, respetando normas y criterios de diseño, ejemplos resueltos, ejercicios propuestos, contribuirá para que el estudiante de ingeniería eléctrica obtenga amplios conocimientos en el área de instalaciones eléctricas.

# **CAPÍTULO 1**

**DOCUMENTOS Y ESPECIFICACIONES EN  
CONTRATOS DE CONSTRUCCIÓN DE OBRAS  
ELÉCTRICAS**

## 1.1 SISTEMA ENERGÉTICO ACTUAL

### 1.1.1 FUENTES PRIMARIAS DE ENERGÍA

Las fuentes primarias de energía son aquellas que se obtienen de la naturaleza ya sea en forma directa o luego de un proceso de extracción, y que no han sufrido modificación alguna posterior a dicho proceso.

#### Distribución de consumo mundial de fuentes primarias de energía

A nivel mundial las fuentes de energía primarias para la generación de energía eléctrica son mayormente combustibles fósiles (petróleo, gas natural, carbón), así también: la energía nuclear, hidroeléctrica, renovables, entre otros. En los últimos años las fuentes renovables de energía siguen ganando terreno, pero el porcentaje global sigue siendo bastante bajo, BP plc (anteriormente British Petroleum) presento los resultados del informe Statistical Review of World Energy 2019 (BP, 2019), una de las referencias del sector energético a nivel mundial, que elabora cada año dicha compañía. A continuación, se muestran los resultados del estudio realizado para el año 2019, en el cual se observa que los combustibles fósiles son la principal fuente de energía primaria en el mundo.

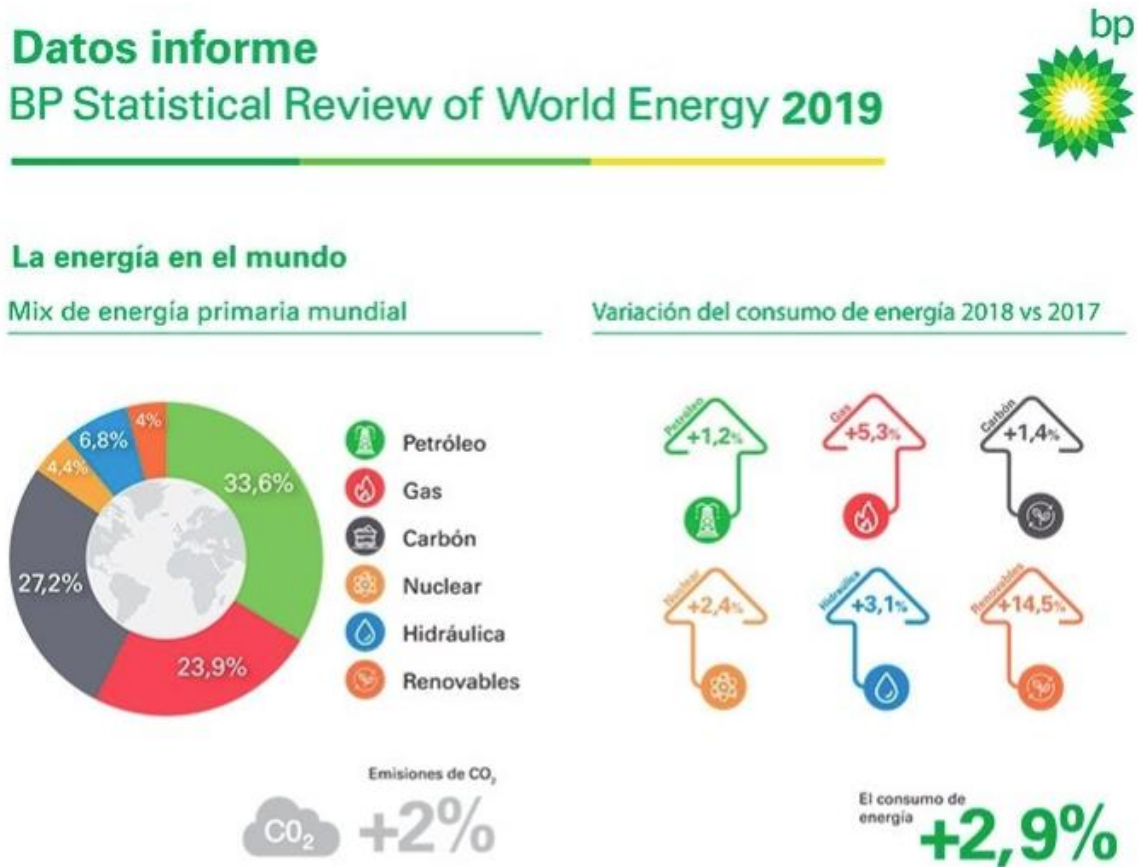


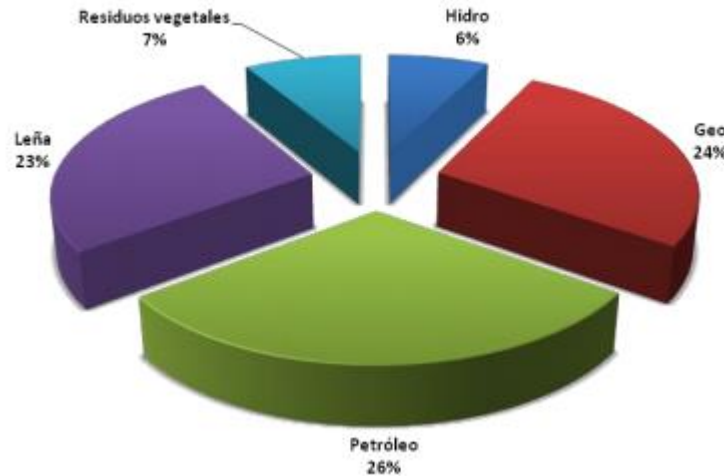
Figura 1- 1. Informe estadístico BP de energía mundial 2019. Tomado de: (BP, 2019).

El informe indica que para el año 2019, a nivel mundial las emisiones de CO<sub>2</sub> aumentaron un 2%, impulsadas por un aumento global de la demanda energética del 2,9%, casi el doble del promedio experimentado en la última década (1,7%), y por el crecimiento del consumo de carbón. El petróleo ocupó el primer puesto con 33,6% a nivel mundial, mientras que las energías renovables sumaron a penas un 4%, siendo la fuente de energía primaria con menor porcentaje.



### 1.1.2 CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA EN EL SALVADOR

El Salvador cuenta únicamente con energía primaria proveniente de recursos hídricos, recursos geotérmicos, residuos vegetales (leña y bagazo de caña) y las importaciones de petróleo. En promedio, durante los últimos 15 años, la participación de estos recursos en el suministro primario de energía resulta aproximadamente al que se muestra en la gráfica (CNE, Política Energética Nacional de El Salvador 2010 - 2024, 2010).



*Figura 1- 2. Promedio histórico del suministro de energía primaria en El Salvador, 1993-2008.*

### 1.1.3. TENENCIA Y ACCESO A ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL SALVADOR

Según la Encuesta de Hogares y Propósitos Múltiples (EHPM) 2017, realizada por la Dirección General de Estadística y Censos (DIGESTYC) del Ministerio de Economía, las estadísticas de tenencia y acceso a energía eléctrica en El Salvador son las siguientes:

El Salvador es el segundo país en Centro América con mayor índice de electrificación después de Costa Rica (DIGESTYC, 2017). Según la figura 3, el 96.7% de los hogares a nivel nacional cuentan con acceso a servicio de alumbrado eléctrico (incluye electricidad y conexión eléctrica del vecino); mientras que el porcentaje restante lo conforman los hogares que utilizan: candela con el 1.5%, Kerosén (gas) con el 0.7% y otros tipos 1.2%. En el área urbana hasta un 98.8% de los hogares cuenta con el acceso a servicio de alumbrado eléctrico mientras que en el área rural este porcentaje disminuye aproximadamente a un 93.2%.

Ahora bien, los hogares con tenencia del servicio de alumbrado eléctrico (alumbrado eléctrico propio) son nada más el 86.3% en todo el país, como es de esperarse en el área rural este porcentaje se ve disminuido hasta un 77.1%. En el AMSS (Área metropolitana de San Salvador) el 99.2% cuenta con el acceso al servicio eléctrico, el 0.5% utilizan candela, panel solar 0.1%, y el 0.2% utilizan otras fuentes; aun así, solo el 94.4% de hogares cuentan con la tenencia del servicio de electricidad.

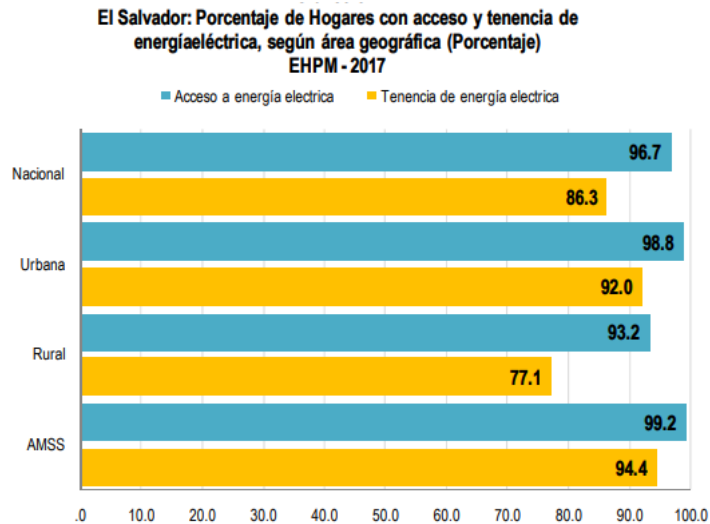


Figura 1- 3. Estadística de Tenencia y acceso a la energía eléctrica según la EHPM 2017. Tomado de: (DIGESTYC, 2017).

### 1.1.4 MATRIZ ENERGÉTICA DE EL SALVADOR

La matriz energética es la estructura de los flujos de energía en toda la cadena de procesos desde la producción primaria hasta el consumo final de energía. En el Salvador dicha matriz está compuesta por energía generada a base de Bunker (petróleo), Hidroeléctrica, Geotérmica, Biomasa, SFV (Sistemas fotovoltaicos), Diesel y Eólica (incorporada a finales del 2020). En los últimos años la energía generada a base de bunker ha disminuido considerablemente, sin embargo, sigue teniendo un alto porcentaje en la matriz. La alta dependencia del petróleo conlleva a que nuestro país no tenga un sistema energético sustentable. Cuando las lluvias se reducen la generación hidroeléctrica disminuye, por lo tanto, la generación a base de bunker aumenta, tal como podemos observar en los siguientes gráficos elaborados por el CNE en base a datos provenientes de la Unidad de Transacciones (UT):

Biomasa	Bunker	Diesel	Geotérmica	Hidroeléctrica	SFV	Eólico
493.53	875.96	1.92	1,389.49	1,918.25	474.87	7.53

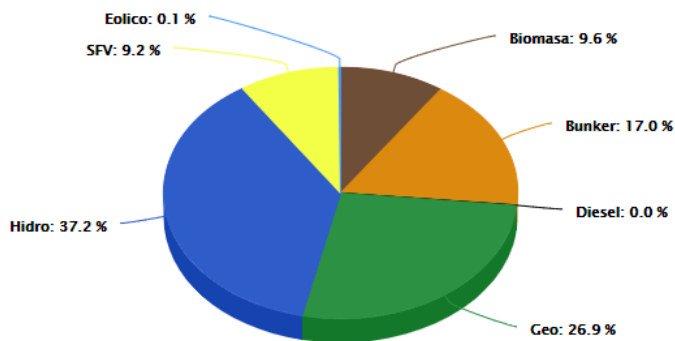


Figura 1- 4. Matriz de generación acumulada por recurso (GWh). Tomado de: (CNE, 2020).

En la figura 1-4, se observa la matriz energética para el año 2020, con datos correspondientes al 15 de diciembre del mismo año, la generación hidroeléctrica tuvo el porcentaje de generación más alto con el 37.2%, en parte debido a que fue un buen año en cuanto a lluvias, a diferencia del año 2019 en el que el porcentaje más alto fue para la generación mediante Bunker, este experimento una reducción bastante considerable para el año 2020, pasando de representar el 30.9% a tan solo el 17%. La generación geotérmica tiene también un alto porcentaje dentro del gráfico, el cual se ha mantenido constante en los últimos años, por otra parte, la generación fotovoltaica sigue aumento al igual que la generación a base de biomasa, el porcentaje más bajo corresponde a la generación a base de Diesel, la cual no represente ni siquiera el 0.1 por ciento. La gran novedad fue la incorporación del primer parque eólico del país (aún en proceso de construcción), el cual tendrá una capacidad aproximada de 50MW y se espera que entre en total operación en el primer semestre del 2021, sin embargo, ya con las primeras unidades operando la energía eólica dijo presente en la matriz energética del 2020 con un 0.1%.

Cabe destacar que el incremento de generación a base de energías renovables se debe en parte a la Política Energética El Salvador 2010-2024, impulsada por el CNE, la cual enfatiza en: “*un desarrollo energético sustentable, democrático y participativo, que abra paso a una nueva relación e interacción con la sociedad y el medio ambiente, potenciando las condiciones para la protección y preservación de nuestros recursos naturales, principalmente en aquellas actividades vinculadas a su aprovechamiento, a la producción, al transporte y a la utilización de los mismos*” (CNE, Política Energética Nacional de El Salvador 2010 - 2024, 2010).

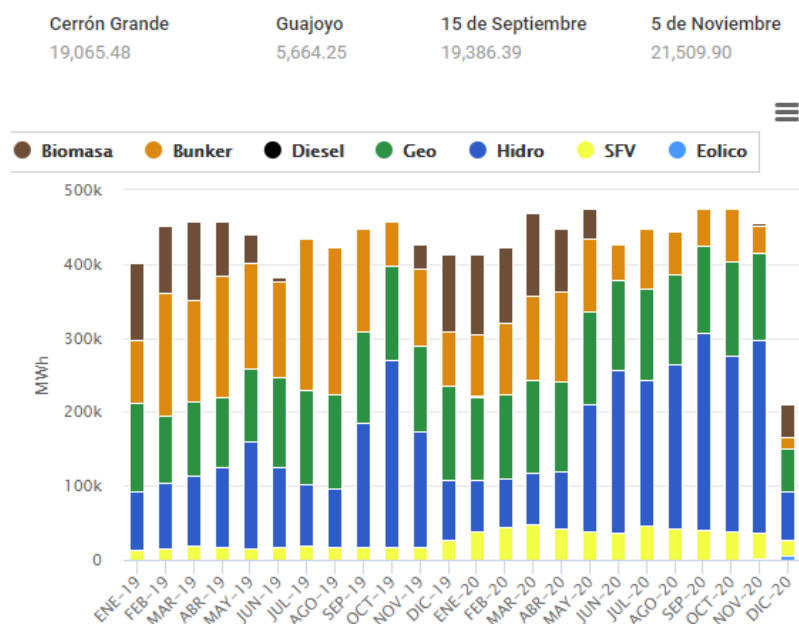


Figura 1- 5. Generación mensual por recurso, años 2019-2020 (MWh). Tomado de: (CNE, 2020).

En la figura 1-5, se muestra la generación mensual en MWh, por cada recurso desde enero del 2019 hasta mediados de diciembre del 2020. Claramente se observa que la generación por biomasa permanece inactiva desde junio hasta octubre, esto corresponde al periodo de mantenimiento de los ingenios azucareros, como antesala al siguiente periodo de molienda. La generación hidroeléctrica se ve incrementada en los meses más lluviosos, siendo el 2020 el año con mayor presencia de lluvias respecto al 2019, lo cual contribuyó a la gran disminución de energía generada a base de bunker. En la parte superior del gráfico se observa la generación mensual promedio en MWh correspondiente a cada una de las represas hidroeléctricas del país, siendo

la represa “5 de noviembre” la de mayor aportación a la matriz energética promediando 21,509.90 MWh al mes. Otro punto a destacar es el incremento significativo de la generación fotovoltaica, así como la incorporación de la generación eólica para diciembre del 2020.

### 1.1.5. INYECCIÓN TOTAL DE ENERGÍA



Figura 1- 6. Energía inyectada, año 2019 (GWh). Tomado de: (Unidad de Transacciones, S.A. de C.V., 2019).

En la figura 1-6, se observa el porcentaje de energía inyectada por recurso para el año 2019, según las estadísticas de la Unidad de Transacciones (UT), la inyección hidroeléctrica como la térmica tuvieron los porcentajes más altos en cuanto a los recursos nacionales, con 21.73% y 24.19% respectivamente, pero las importaciones de energía obtuvieron también un alto porcentaje, con un 21.84%. Si bien esto puede ser beneficioso para el consumidor final que obtiene energía a menor costo, es contra productivo para la economía del país, disminuyendo la rentabilidad de las inversiones, lo cual podría provocar desinterés en potenciales inversionistas.

Durante 2018 las compras de energía eléctrica ascendieron a \$167 millones, 58% más que en 2017, siendo Guatemala el principal proveedor, al acaparar cerca del 81% del total de ventas. Datos del Banco Central de Reserva (BCR) precisan que entre 2017 y 2018, las

importaciones de energía pasaron de \$105 millones a \$167 millones, siendo este el monto más alto reportado en los últimos veinte años.

Al comparar la generación neta por recurso entre los años 2018 y 2019 cabe destacar la reducción en las importaciones netas, así como el aumento en la generación mediante combustibles fósiles (generación térmica), la cual paso a ser la fuente de energía con mayor participación en la matriz energética. Si bien la disminución en las importaciones podría representar un impacto positivo, el incremento en la generación fósil confirma la alta dependencia de nuestra matriz energética en la generación térmica y por ende el precio de los combustibles se ve reflejado en el costo de la energía.

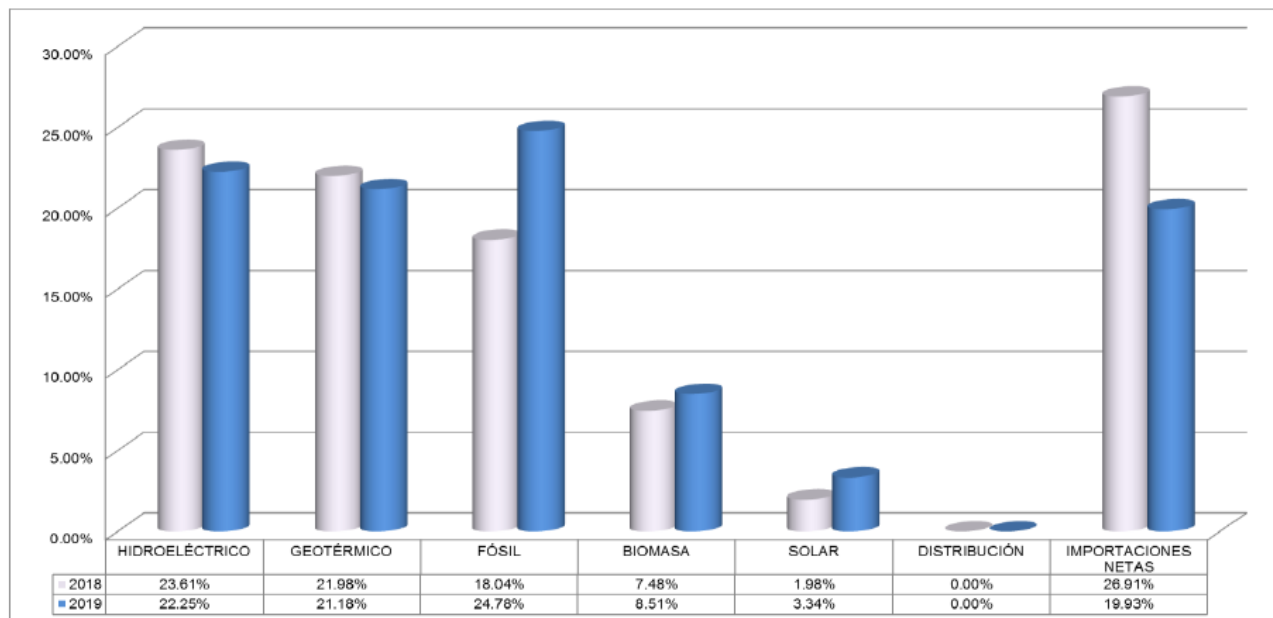


Figura 1- 7. Estructura de generación neta por recurso, 2018 – 2019. Tomado de: (SIGET, 2019).

En la tabla 1-1, se presenta la comparación más detallada de la inyección por recurso en GWh, para los años 2018 y 2019, la generación fósil experimentó un aumento del 36% respecto al año 2018, la generación por Biomasa aumento 9% y en la generación fotovoltaica se obtuvo el aumento más significativo, 68%, correspondiente con la puesta en operación de proyectos fotovoltaicos que supusieron 134MW adicionales a la capacidad instalada en el país. La inyección nacional neta abarcó el 80.07% de la matriz en el 2019 y las importaciones se quedaron con el 19.93%.

RECURSO	2018	2019	% VARIACIÓN	% PARTICIPACIÓN
HIDROELÉCTRICO	1,543.69	1,442.47	-7%	22.25%
GEOTÉRMICO	1,437.25	1,372.72	-4%	21.17%
FÓSIL	1,179.60	1,606.09	36%	24.77%
BIOMASA	488.70	551.59	13%	8.51%
SOLAR	129.25	216.81	68%	3.34%
DISTRIBUCIÓN	1.18	1.15	-3%	0.02%
<b>INYECCIÓN NACIONAL</b>	<b>4,779.67</b>	<b>5,190.84</b>	<b>9%</b>	<b>80.07%</b>
IMPORTACIONES NETAS	1,759.26	1,292.05	-27%	19.93%
<b>TOTAL</b>	<b>6,538.93</b>	<b>6,482.89</b>	<b>-0.86%</b>	<b>100.00%</b>

Tabla 1- 1. Inyecciones por tipo de recurso (GWh), comparación 2018 -2019. Tomado de: (SIGET, 2019).

Al comparar estas estadísticas con las correspondientes al primer semestre del año 2020, se observa un comportamiento similar respecto al año 2019, las Importaciones Netas representaron el 20% de la inyección total por recurso, mientras que la Inyección Nacional el otro 80%. La generación por Biomasa se adjudicó el 15.2% en los primeros seis meses del año que coinciden con los meses de actividad de los ingenios azucareros, así también, los sistemas fotovoltaicos experimentaron un aumento significativo al representar el 8.5% de la matriz de inyección por recurso en comparación con el apenas 3.34% del año 2019.

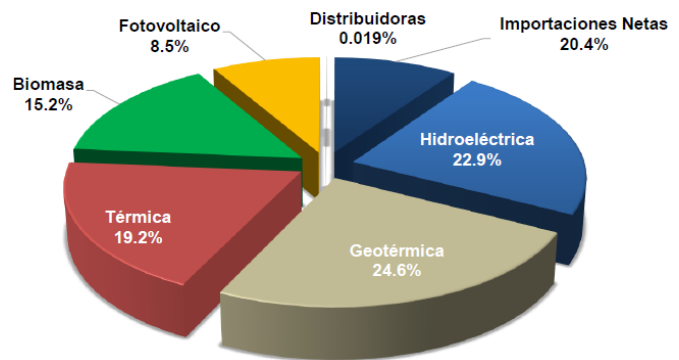


Figura 1- 8. Distribución de la inyección por recurso, primer semestre 2020. Tomado de: (SIGET, 2020).

La generación Hidroeléctrica y Geotérmica mantuvieron sus porcentajes habituales, presentando leves aumentos. Destaca la reducción en la generación térmica pasando del 24.78% en 2019 al 19.2% en 2020, un porcentaje muy cercano al del año 2018, que fue de 18.04%. No hay que olvidar que estos porcentajes seguramente variarían al ser presentadas las estadísticas correspondientes a los dos 12 meses del año 2020. En la tabla 1-2, se presenta la inyección de energía por recurso y central generadora, durante el primer semestre del 2020.

RECURSO/CENTRAL	PRIMER SEMESTRE 2020						
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	TOTAL
<b>Hidroeléctrica</b>							
15 DE SEPTIEMBRE	16.9	15.7	14.9	17.2	55.2	94.7	214.42
5 DE NOVIEMBRE	24.1	23.4	24.3	27.1	59.0	71.2	229.15
CERRÓN GRANDE	25.4	23.8	25.6	26.2	49.9	54.1	205.00
GUAJOYO	2.3	2.4	3.3	6.1	7.5	1.6	23.25
<b>Subtotal</b>	<b>68.7</b>	<b>65.3</b>	<b>68.0</b>	<b>76.6</b>	<b>171.6</b>	<b>221.6</b>	<b>671.81</b>
<b>Geotérmica</b>							
AHUACHAPÁN	58.5	55.8	57.6	54.7	56.0	54.0	336.69
BERLÍN	55.0	59.6	66.1	66.7	68.8	66.3	385.38
<b>Subtotal</b>	<b>113.5</b>	<b>115.4</b>	<b>126.8</b>	<b>121.4</b>	<b>124.8</b>	<b>120.2</b>	<b>722.07</b>
<b>Térmica</b>							
ACAJUTLA	38.7	52.5	65.8	56.4	49.8	30.7	293.90
ENERGÍA BOREALIS, S.A. DE C.V.	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.17
GECSA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.03
HLCASA	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.07
HOLCIM	0.0	0.0	0.3	0.0	0.1	0.0	0.48
NEJAPA POWER	0.2	0.0	5.5	3.9	9.5	2.6	21.68
SOYAPANGO	0.1	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.20
TALNIQUE	21.0	28.0	19.3	27.4	35.7	14.8	146.25
TERMOPUERTO	23.7	14.8	23.0	35.3	4.7	0.0	101.48
TEXTUFIL	0.1	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.53
<b>Subtotal</b>	<b>83.9</b>	<b>95.7</b>	<b>114.0</b>	<b>123.2</b>	<b>99.7</b>	<b>48.2</b>	<b>564.78</b>
<b>Biomasa</b>							
CASSA	18.2	17.1	17.6	7.9	0.0	0.0	60.70
CHAPARRASTIQUE	23.6	19.1	25.8	29.6	38.6	0.0	136.75
INGENIO EL ANGEL, S.A. DE C.V.	35.4	33.8	38.0	22.2	0.0	0.0	127.37
INGENIO JBOA S.A. DE C.V.	22.3	23.1	21.6	16.2	0.0	0.0	83.17
INGENIO LA CABAÑA, S.A. DE C.V.	9.2	9.2	11.1	9.2	0.0	0.0	38.64
<b>Subtotal</b>	<b>108.6</b>	<b>102.2</b>	<b>112.1</b>	<b>85.1</b>	<b>38.6</b>	<b>0.0</b>	<b>446.63</b>
<b>FOTOVOLTAICO</b>							
ALBIREO I Y II	20.3	24.5	26.4	22.2	20.7	19.0	133.07
ANTARES	11.5	11.0	12.3	10.7	9.8	9.1	64.40
LA TRINIDAD	1.8	1.8	2.1	1.8	1.6	1.5	10.39
MÁRQUEZ	1.1	1.3	1.5	1.3	1.2	1.1	7.54
REMEDIOS	4.2	4.3	4.9	4.3	4.0	3.7	25.57
SONSONATE	0.0	0.9	1.8	2.1	1.9	1.7	8.48
<b>Subtotal</b>	<b>38.8</b>	<b>43.8</b>	<b>49.1</b>	<b>42.4</b>	<b>39.2</b>	<b>36.1</b>	<b>249.44</b>
<b>DISTRIBUCION</b>							
AES CLESA & CIA S. EN C. DE C.V.	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.0	0.28
CAESS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.02
DELSUR S.A. DE C.V.	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.02
EDESAL S.A. DE C.V. (DIST)	0.0	0.0	0.0	0.2	0.1	0.0	0.25
<b>Subtotal</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.3</b>	<b>0.2</b>	<b>0.0</b>	<b>0.57</b>
<b>Inyección Nacional</b>	<b>413.5</b>	<b>422.4</b>	<b>470.0</b>	<b>449.0</b>	<b>474.2</b>	<b>426.2</b>	<b>2,655.30</b>
Importaciones	122.3	100.9	72.0	21.2	10.9	36.8	364.07
Exportaciones	0.7	1.0	11.9	19.2	32.3	15.7	80.85
Importaciones Netas	121.6	99.9	60.0	2.0	-21.4	21.1	283.22
<b>Inyección Neta Nacional</b>	<b>535.1</b>	<b>522.3</b>	<b>530.0</b>	<b>451.1</b>	<b>452.7</b>	<b>447.2</b>	<b>2,938.52</b>

Tabla 1- 2. Inyección de energía por recurso y central generadora, ene – jun, 2020 (GWh), Tomado de: (SIGET, 2020).

### 1.1.6. CAPACIDAD INSTALADA

#### **Capacidad bruta o Capacidad instalada:**

Es la capacidad total instalada, potencia que las máquinas son capaces de entregar nominalmente a máxima carga de acuerdo a especificaciones del fabricante.

#### **Oferta neta o Capacidad disponible:**

Potencia que las unidades generadoras pueden entregar, basadas en restricciones técnicas como: demanda máxima, disponibilidad de combustible, tasa de salida forzada, etc. Se define como: capacidad instalada menos potencia no disponible por generadores fuera de servicio por diversas causas.

#### **Reservas del sistema eléctrico:**

Las maquinas generadoras tienen un índice de indisponibilidad para el sistema, ya sea por manteamiento estacional, mantenimiento correctivo o por falta de combustible, en el caso de las hidroeléctricas puede ser por falta de agua del afluente. Las maquinas también pueden salir de servicio por fallas eléctricas o mecánicas.

Debido a esto para que un sistema eléctrico de potencia sea confiable, seguro y mantenga los estándares de calidad de servicio, se deben tener en cuenta estos índices de indisponibilidad de las máquinas y contar con las reservas necesarias para suplir la demanda diaria de energía. Existen reservas eléctricas de generación de corto y mediano plazo, las primeras están asociadas con la operación diaria de un sistema de potencia, mientras que las segundas tienen que ver con la operación anual del parque generador de un sistema. Entre las reservas de corto plazo se encuentran la reserva rodante y la reserva fría.

#### **Reserva rodante:**

Conformada por unidades en operación sin trabajar a plena carga y unidades operando en vacío, su respuesta es instantánea al cambio en la demanda (10% de la demanda máxima). Representa el 3% de la reserva total. La reserva rodante debe contar con la capacidad para cubrir desviaciones en la demanda prevista y contingencias en unidades de generación o en el sistema de transmisión.

En El Salvador la UT asigna el cubrimiento de la reserva rodante a las inyecciones en la red en función de:

- Estar la unidad generadora o GGP (Grupo Generador a Programar), habilitado técnicamente por la UT para prestar dicho servicio.
- Los costos variables y precios de la oferta de retiro de oportunidad.
- El resultado de la operación real.

#### **Reserva fría:**

Son las unidades listas para entrar en servicio en un máximo de 20 min, es decir que pueden alcanzar su potencia disponible en un tiempo no mayor a 20 minutos. Está constituida por las maquinas térmicas de punta (incluyendo los grupos turbogás), representan entre el 7% y el 15 % de la reserva no rodante.

#### **Reserva total:**

Conformada por la reserva fría y la reserva rodante, disponible para entrar en servicio en cualquier instante según los cambios en la demanda.

### 1.1.6.1 CAPACIDAD INSTALADA EN EL SALVADOR

No	NOMBRE	TIPO	CAPACIDAD INSTALADA		CAPACIDAD DISPONIBLE	
			(MW)	(%)	(MW)	(%)
	<b>HIDRÁULICA</b>		<b>552.69</b>	<b>27%</b>	<b>552.7</b>	<b>30%</b>
1	GUAJOYO	HIDRÁULICA	19.80	1%	19.8	1%
2	CERRÓN GRANDE	HIDRÁULICA	172.80	9%	172.8	9%
3	5 DE NOVIEMBRE	HIDRÁULICA	180.00	9%	180.1	10%
4	15 DE SEPTIEMBRE	HIDRÁULICA	180.00	9%	180.0	10%
	<b>GEOTÉRMICA</b>		<b>204.4</b>	<b>10%</b>	<b>175.0</b>	<b>10%</b>
5	AHUACHAPÁN	GEOTÉRMICA	95.0	5%	74.7	4%
6	BERLÍN	GEOTÉRMICA	109.4	5%	100.3	5%
	<b>COMBUSTIBLE FÓSIL</b>		<b>757.1</b>	<b>38%</b>	<b>724.2</b>	<b>40%</b>
7	ORAZUL ACAJUTLA		322.1	18%	297.8	18%
	7.1-ACAJUTLA	A) VAPOR	63.0	3%	59.5	3%
	7.2-ACAJUTLA	B) GAS	82.1	4%	64.0	4%
	7.3-ACAJUTLA	C) MOTORES	150.0	7%	147.3	8%
	7.4-ACAJUTLA	D) GAS	27.0	1%	27.0	1%
8	ORAZUL SOYAPANGO	MOTORES	18.2	1%	15.3	1%
9	NEJAPA POWER	MOTORES	143.9	7%	141.5	8%
10	HOLCIM	MOTORES	25.9	1%	25.9	1%
11	CENTRAL ELÉCTRICA TALNIQUE	MOTORES	100.8	5%	100.8	6%
12	TEXTUFIL, S.A.	MOTORES	42.5	2%	42.5	2%
13	GENERADORA ELÉCTRICA CENTRAL, S.A. DE C.V.	MOTORES	11.8	1%	10.9	1%
14	ENERGÍA BOREALIS	MOTORES	13.8	1%	11.3	1%
15	HILCASA ENERGY	MOTORES	6.8	0%	6.5	0%
16	TERMOPUERTO S.A. de C.V.	MOTORES	73.7	4%	71.7	4%
	<b>BIOMASA</b>		<b>293.6</b>	<b>15%</b>	<b>181.7</b>	<b>10%</b>
17	CASSA		123.4	6%	63.0	3%
	17.1- CENTRAL IZALCO	TURBOGENERADOR	45.0	2%	28.0	2%
	17.2- INGENIO CHAPARRASTIQUE	TURBOGENERADOR	78.4	4%	35.0	2%
18	INGENIO EL ANGEL	TURBOGENERADOR	95.3	5%	53.8	3%
19	INGENIO LA CABAÑA	TURBOGENERADOR	30.0	1%	30.0	2%
20	INGENIO JIBOA	TURBOGENERADOR	44.9	2%	34.9	2%
	<b>FOTOVOLTAICO</b>		<b>204.0</b>	<b>10%</b>	<b>194.0</b>	<b>11%</b>
21	PROVIDENCIA SOLAR		60.0	3%	60.0	3%
	21.1 - ANTARES	FOTOVOLTAICA	60.0	3%	60.0	3%
22	PROYECTO LA TRINIDAD, LTDA. DE C.V.		14.0	1%	14.0	1%
	22.1 - LA TRINIDAD	FOTOVOLTAICA	8.0	0%	8.0	0%
	22.2 - MÁRQUEZ	FOTOVOLTAICA	6.0	0%	6.0	0%
23	ACAJUTLA ENERGÍA SOLAR LTDA. DE C.V.		20.0	1%	20.0	1%
	23.1 - LOS REMEDIOS	FOTOVOLTAICA	20.0	1%	20.0	1%
24	CAPELLA SOLAR		100.0	5%	100.0	5%
	24.1 - ALBIREO I	FOTOVOLTAICA	50.0	2%	8.0	0%
	24.2 - ALBIREO II	FOTOVOLTAICA	50.0	2%	6.0	0%
25	SONSONATE SOLAR		10.0	0%	100.0	5%
	25.1- SONSONATE SOLAR	FOTOVOLTAICA	10.0	0%	8.0	0%
	<b>TOTALES</b>		<b>2,011.81</b>	<b>100%</b>	<b>1827.6</b>	<b>100%</b>

Tabla 1- 3. Capacidad instalada y disponible de las centrales generadoras de electricidad al 30 de junio de 2020. Tomado de: (SIGET, 2020).

Según el Boletín De Estadísticas Eléctricas N° 21 correspondiente al año 2019, publicado por la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET), la capacidad instalada reportada por los operadores, al 31 de diciembre de 2019, ascendía a 2001.81 MW, con lo cual se reportó un aumento del 7% respecto a la capacidad instalada del 2018 que ascendía a 1871.31 MW. Este incremento se debe a la puesta en operación de proyectos fotovoltaicos equivalentes a 134MW adicionales. Entre estos proyectos se encuentra el denominado Proyecto Bósforo.

Con el desarrollo del Proyecto Bósforo se añadieron **100MW** de energía fotovoltaica, gracias a la alianza entre la empresa eléctrica AES El Salvador y la Corporación Multi Inversiones (CMI). La inversión total ronda los \$160 millones. El proyecto está integrado por 10 plantas fotovoltaicas a nivel nacional con modelo de generación distribuida, dividido en tres fases:

**Bósforo I:** 3 plantas en operación: Pasaquina, El Carmen, La Unión (departamento de La Unión).

**Bósforo II:** 4 plantas en operación: Santa Ana y San Sebastián Salitrillo (departamento de Santa Ana); Sonsonate (departamento de Sonsonate); Jiquilisco (departamento de Usulután).

**Bósforo III:** 3 plantas en operación: Nejapa y Guazapa I y II (departamento de San Salvador).

Cada una de las plantas cuenta con 44,000 módulos fotovoltaicos de tipo policristalino; tres estaciones de potencia y una subestación de distribución. Para el año 2020 el proyecto Bósforo se expandió a 11 plantas fotovoltaicas, con la construcción de una más en occidente, con lo cual conforman en total 110 MW de generación fotovoltaica incorporadas a la matriz energética.

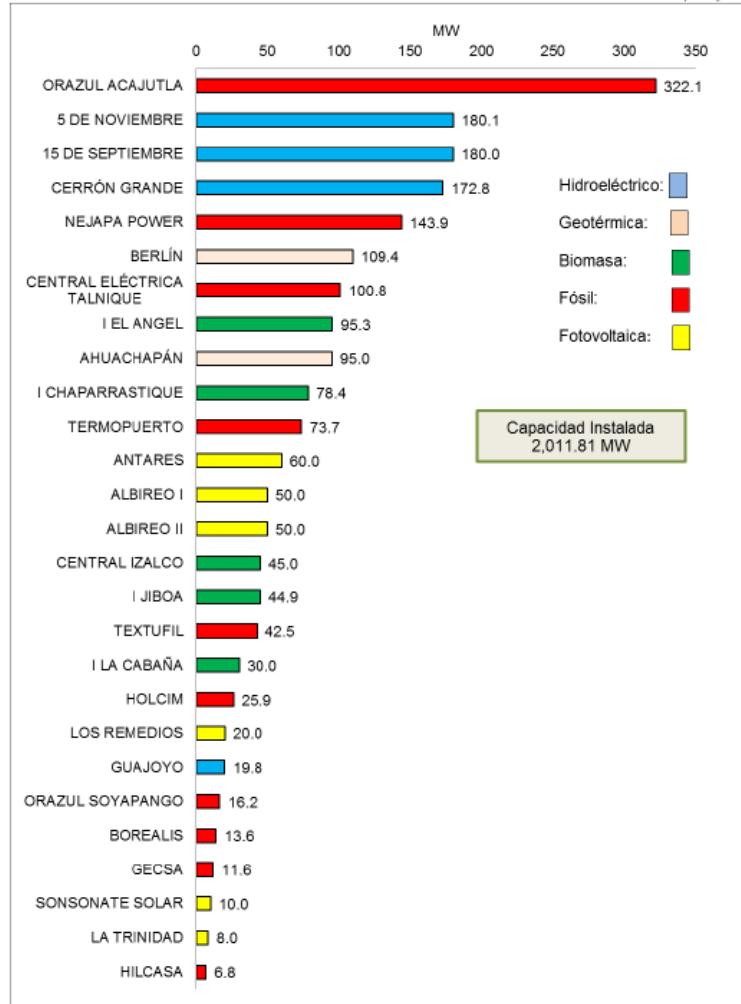


Figura 1- 9. Capacidad instalada por Central Generadora al 30 de junio de 2020 (MW). Tomado de: (SIGET, 2020).

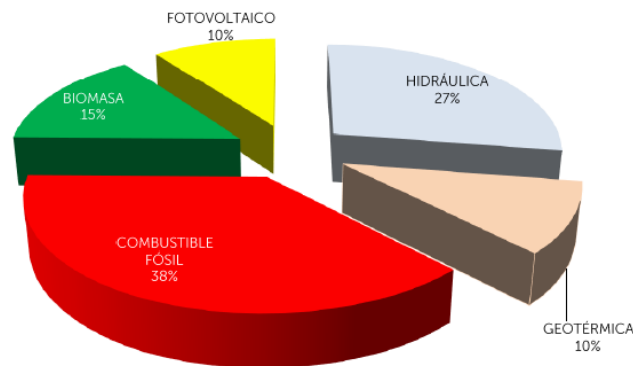


Figura 1- 10. Distribución de la capacidad instalada por tipo de recurso al 30 de junio 2020. Tomado de: (SIGET, 2020).



En la figura 1-10, observamos claramente como las plantas generadoras a base de combustible fósil tienen el mayor porcentaje de la matriz energética de capacidad instalada con el 38%, seguidamente de la generación hidroeléctrica con el 27%, siendo estas dos las que dominan la matriz con el 65% del total, la generación por biomasa mantiene el 15% y la generación geotérmica y fotovoltaica con el 10% cada una, esto correspondiente al 30 de junio del 2020. Con la puesta en marcha tanto del parque eólico Ventus de 50MW, como de la planta de gas natural licuado Energía del Pacífico que aportara 378MW de capacidad instalada, se lograra uno de los cambios más significativos en la matriz energética en los últimos años, consolidando así el potenciamiento de las energías renovables en El Salvador.

### 1.1.7. CAMBIOS EN LA MATRIZ ENERGÉTICA PERÍODO 2018-2020

GENERADORAS	CAPACIDAD INSTALADA					
	2018		2019		2020	
	(MW)	(%)	(MW)	(%)	(MW)	(%)
HIDRÁULICA	552.69	29.53	552.69	27.61	552.69	27.47
GEOTÉRMICA	204.40	10.92	204.40	10.21	204.40	10.16
FÓSIL	757.12	40.46	757.12	37.82	757.10	37.63
BIOMASA	297.10	15.88	293.60	14.67	293.60	14.59
SOLAR	60.00	3.21	194.00	9.69	204.00	10.14
<b>TOTAL</b>	<b>1871.31</b>	<b>100</b>	<b>2001.81</b>	<b>100</b>	<b>2011.79</b>	<b>100</b>

*Tabla 1- 4. Variación de la capacidad instalada (MW), año 2018 a 2020. Tomado de: (SIGET, 2020).*

La tabla 1-4, nos muestra la evolución de la matriz energética de El Salvador sobre la capacidad instalada para los años, 2018, 2019 y 2020 (datos correspondientes al 30 de junio). Desde el 2018 hasta el 30 de junio del 2020 la capacidad instalada se incrementó en 140.48 MW aproximadamente, al observar los datos publicados por la Unidad de Transacciones es evidente dicho incremento se debe a la implementación de proyectos de generación a base de energías renovables, específicamente en el área fotovoltaica. En el 2018 solo se contaba con 60MW de capacidad en este rubro, para el año 2019 con la culminación del proyecto Bósforo se agregaron 100MW más, entre otros proyectos que terminaron de ejecutarse en ese año se alcanzó un total de 134MW, para el primer semestre del año 2020 se agregaron 10MW más con la finalización de otra planta fotovoltaica. En cuanto a la capacidad de las generadoras Hidroeléctricas, Geotérmicas y Fósiles, se mantuvieron constantes, a excepción de la generación a base de gas natural que se vio disminuida en 3.5MW desde el 2019.

En el Informe de Rendición de Cuentas (CNE, Rendición de Cuentas, 2018) publicado por el CNE, se destaca la expansión de la capacidad instalada desde el año 2010 al año 2017, dicha expansión ha sido producto principalmente de las políticas energéticas impulsadas por el CNE, las cuales están orientadas al desarrollo e implementación de energías renovables, siendo las generadoras de energía a base de Biogás, Sistemas Fotovoltaicos y Biomasa los principales entes involucradas en la diversificación de la matriz energética nacional. Según los datos de este informe durante este periodo la capacidad instala aumento de 1,481.1 MW a 1,922.56 MW.

Siguiendo en la misma línea de potenciar las energías renovables en el país, para finales del año 2020 dos grandes proyectos de generación energética se mantienen en etapa de ejecución, el primero de ellos es El parque Eólico Ventus, ubicado en el municipio de Metapán, Santa Ana, que constara de 16 aerogeneradores que aportaran 50MW más de capacidad instalada a la matriz energética, este será el primer parque eólico del país, en el mes de diciembre del 2020 con los primeros aerogeneradores en operación, la energía eólica empezó a formar parte de la matriz energética nacional. El segundo es un mega proyecto de generación a base de Gas Natural Licuado (GNL), a cargo de Energía del Pacífico, ubicada también en el occidente del país, en Acajutla,

Sonsonate, esta planta de generación tendrá una capacidad de 378 MW, comprendida por 19 motores alternativos de combustión de gas natural 18V50SG y una turbina de vapor de 28MW. Se tiene previsto que esta planta cubra el 33% de la demanda energética del país, siendo la planta de generación de mayor capacidad y la más eficiente en El Salvador, así como una de las primeras plantas en Centroamérica en utilizar gas natural licuado.

### 1.1.8. IMPORTACIONES Y EXPORTACIONES DE ENERGÍA

En la tabla 1-5, se presenta el resumen de las transacciones internacionales realizadas por cada operador nacional correspondientes al año 2019, el volumen de exportaciones que se realizaron en ese año fue en total de 157.80 GWh. Este valor fue superior al volumen de exportaciones registrado para el año 2018 que fue de 64.83 GWh.

Los operadores que realizaron el mayor porcentaje de las exportaciones registradas fueron: Energía, Desarrollo y Consultoría, S.A. DE C.V., con el 17.6%, CEL – Comercializadora, con el 15.3%, Energía del Istmo, S.A. de C.V., con el 15.1%, y Energía Borealis S.A. de C.V., con el 14.6%. Sumando en conjunto el 62.6% del total de exportaciones, equivalente a 98.7 GWh.

Respecto a las importaciones de energía, el volumen de importaciones realizadas en el 2019 fue de 1,449.7 GWh, lo cual implicó una disminución del 20.5% en comparación con los números registrados en el 2018 que ascendieron a 1,824.10 GWh. Los operadores que realizaron el mayor porcentaje de importaciones registradas fueron los siguientes: Energía del Istmo, S.A. de C.V., con el 22.9%, Excelergy S.A., con el 12.6%, Textufil S.A. de C.V., con el 12.3% y Comercia Internacional de El Salvador S.A. de C.V. con el 9.4%. Sumando en conjunto el 57.2% del total de importaciones, equivalente a 831.5 GWh.

OPERADOR	IMPORTACIONES		EXPORTACIONES	
	Volumen (Gwh)	Estructura	Volumen (Gwh)	Estructura
AES CLESA & CIA S. EN C. DE C.V.	0.70	0.0%	0.90	0.6%
CEL - COMERCIALIZADORA	5.10	0.4%	24.10	15.3%
COMERCIA INTERNACIONAL EL SALVADOR,S.A. DE C.V.	136.70	9.4%	0.40	0.3%
COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA PARA AMÉRICA S.A. DE C.V.	7.50	0.5%	-	0.0%
COMERCIALIZADORA ELECTRONOVA, S.A. DE C.V.	23.60	1.6%	5.70	3.6%
COMPAÑÍA DE ENERGÍA DE CENTROAMÉRICA S.A. DE C.V.	21.10	1.5%	1.90	1.2%
CUESTAMORAS COMERCIALIZADORA ELÉCTRICA DE EL SALVADOR, S.A. DE C.V.	65.10	4.5%	-	0.0%
DELSUR S.A. DE C.V.	6.50	0.4%	1.60	1.0%
EDESAL S.A. DE C.V. (DIST)	0.50	0.0%	2.40	1.5%
EEO S.A. DE C.V.	0.90	0.1%	0.60	0.4%
ELECTRIC POWER MARKETS, S.A. DE C.V.	3.60	0.2%	0.90	0.6%
ENERGIA BOREALIS, S.A. DE C.V.	62.90	4.3%	23.00	14.6%
ENERGÍA DEL ISTMO, S.A. DE C.V.	332.60	22.9%	23.90	15.1%
ENERGÍA, DESARROLLO Y CONSULTORÍA, S.A. DE C.V.	61.00	4.2%	27.70	17.6%
ENERGIÓN DE CENTROAMÉRICA, S.A. DE C.V.	2.60	0.2%	0.50	0.3%
EON ENERGY, S.A. DE C.V.	17.50	1.2%	-	0.0%
EXCELERGY S.A.	183.30	12.6%	4.00	2.5%
GRS COMERCIALIZADORA, S.A. DE C.V.	31.90	2.2%	-	0.0%
INGENIO LA CABAÑA. S.A. DE C.V.	30.70	2.1%	12.40	7.9%
INTELLERGY, SOCIEDAD ANÓNIMA DE CAPITAL VARIABLE	6.90	0.5%	1.00	0.6%
INVERSIONES EN TRANSMISIÓN Y ENERGÍA CENTROAMERICANA, S.A. DE C.V.	12.20	0.8%	-	0.0%
MAYORISTA DE ELECTRICIDAD, S.A. DE C.V.	10.10	0.7%	-	0.0%
MERCADOS ELECTRICOS S.A. DE C.V.	108.80	7.5%	15.60	9.9%
ORAZUL ENERGY EL SALVADOR COMERCIALIZADORA, S. EN C.V.	15.60	1.1%	-	0.0%
ORIGEM S.A. DE C.V.	78.20	5.4%	0.60	0.4%
SERVICIOS DE VALOR AGREGADO, LIMITADA SUCURSAL EL SALVADOR	44.50	3.1%	-	0.0%
SETICO S.A. DE C.V.	0.30	0.0%	-	0.0%
SOCIETE DENERGIE DU SALVADOR, S. A. DE C. V.	0.50	0.0%	0.10	0.1%
TEXTUFIL S.A. DE C.V.	178.90	12.3%	10.50	6.7%
<b>Total</b>	<b>1,449.80</b>	<b>100.0%</b>	<b>157.80</b>	<b>100%</b>

Tabla 1- 5. Estructura de las importaciones y exportaciones por operador 2019. Tomado de: (SIGET, 2019).

De enero a noviembre del 2018 se importó electricidad por \$150 millones, aproximadamente 60% más que en el mismo periodo del 2017, lo cual indica que a pesar de que la matriz energética se ha diversificado gracias a la implementación de proyectos de generación a través de energías renovables, las importaciones aumentaron considerablemente, esto debido a los precios más bajos que ofrece el mercado regional, especialmente Guatemala que ha sido el principal proveedor de energía en los últimos años. Para el año 2019 las importaciones se redujeron en un 20.5% en comparación con el año 2018, a pesar de ello se sigue manteniendo un porcentaje bastante alto respecto a las cifras obtenidas el año 2017.

En relación a las importaciones de energía y las inversiones en el sector, el expresidente del Banco Central de Reserva, Óscar Cabrera, a principios del 2019, dijo lo siguiente *"Nos preocupa que se han dado fuertes inversiones en la diversificación de la matriz energética, pero se ha tomado la decisión de importar energía eléctrica por efecto precio. Esto lo que está dando como consecuencia es que la generación de energía eléctrica tenga una evolución negativa en el PIB."*

### 1.1.9. DEMANDA DE POTENCIA Y ENERGÍA

Como se puede observar en la Tabla 6, La demanda máxima del sistema eléctrico mayorista en el año 2019 fue de 1,044 MW, y se presentó el martes 29 de abril, a las 15:00 horas, reflejando una reducción de 2.59% respecto a la máxima potencia registrada en el año 2018, que fue de 1,072 MW, correspondiente al día 24 de julio.

FEHA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	
2018	Día	29	14	13	24	3	25	24	22	18	3	26	4
	Hora	15:00	14:30	15:00	14:30	15:00	14:00	14:30	15:00	14:00	14:30	15:30	14:30
	MW	995	1,023	1,065	1,061	1,044	1,041	1,072	1,047	1,027	1,009	996	973
2019	Día	31	13	12	29	8	19	5	14	4	7	27	11
	Hora	14:30	15:00	15:30	15:00	15:00	14:30	14:30	15:30	15:00	15:00	18:00	18:30
	MW	954	998	1,033	1,044	1,036	1,033	993	1,016	986	948	995	975
Var. %	-4.1%	-2.4%	-3.0%	-1.6%	-0.8%	-0.7%	-7.4%	-3.0%	-4.0%	-6.1%	-0.1%	0.2%	

Tabla 1- 6. Demanda máxima mensual 2018 – 2019. Tomado de: (SIGET, 2019).

La demanda de energía en el Mercado Eléctrico Mayorista, durante el año 2019 fue 6,361.9 GWh, lo cual significó una reducción del 0.89 % respecto al volumen de 6,419.3 GWh reportado en el 2018, las transacciones en este mercado se realizan bajo la modalidad de contratos o en el MRS (Mercado Regulador del Sistema), en la modalidad de contratos se realizan dos tipos: Contratos de Libre Concurrencia (CLC) y Contratos Bilaterales (CB). El MRS tiene por objeto equilibrar la oferta y la demanda de energía y los Contratos de Libre Concurrencia tienen por objeto disminuir la volatilidad de los precios de la energía por la variación del precio de las fuentes energéticas utilizadas para su generación.

En la figura 1-11, se refleja la estructura de la demanda en el mercado mayorista, por operadores, el 97.42% lo concentran once Participantes del Mercado: CAESS (35.5%), DELSUR (25.2%), AES CLESA (14.5%), EEO (9.8%), ANDA (4.1%), DEUSEM (2.1%) y EDESAL (1.7%), Inmobiliaria Apopa (1.3%), AES-NEJAPA (1.2%), Hanesbrands (1.1%), ALAS DORADAS (0.8%), y el restante de la demanda: OTROS (2.58%), lo componen 31 empresas más pequeñas, sumando un total de 42 Participantes del Mercado en el año 2019.

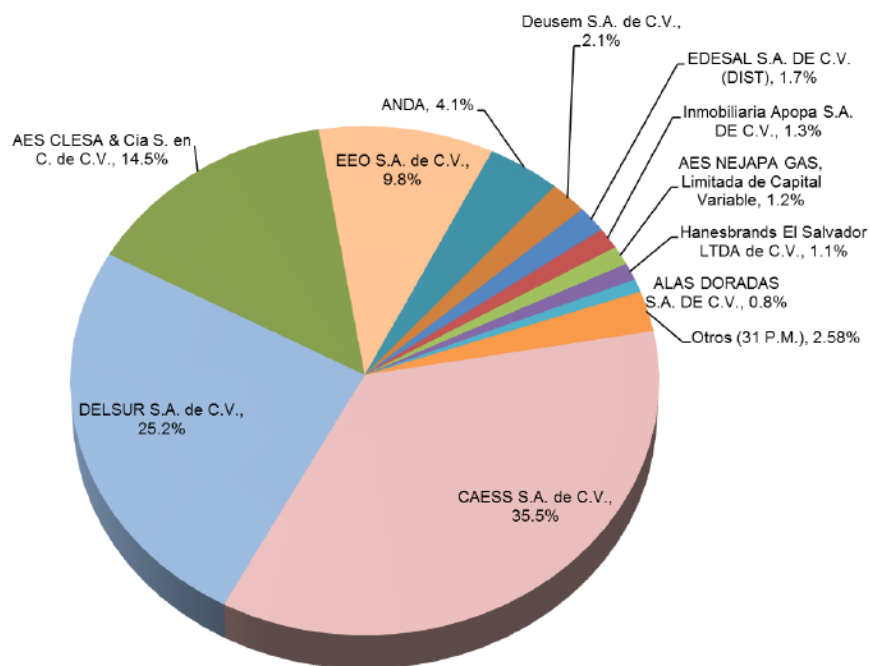


Figura 1- 11 Estructura de la demanda 2019. Tomado de: (SIGET, 2019).

A continuación, en la figura 1-12, se presenta la curva de demanda máxima semanal registrado por la Unidad de Transacciones para el periodo 2019-2020 (Semana 20 del 2019 hasta semana 19 del 2020). Podemos observar que tanto la curva de máxima demanda diurna (verde) como la curva de máxima demanda nocturna (rosa) superaron la curva de máxima demanda pronosticada (azul) en varias semanas del 2019, en especial de la semana 44 a la 50. El pico de máxima demanda tanto diurna como nocturna se produjo en la semana 24 del 2019, el cual corresponde aproximadamente a unos 1035 MW para la demanda diurna y aproximadamente a unos 1010 MW para la demanda nocturna.

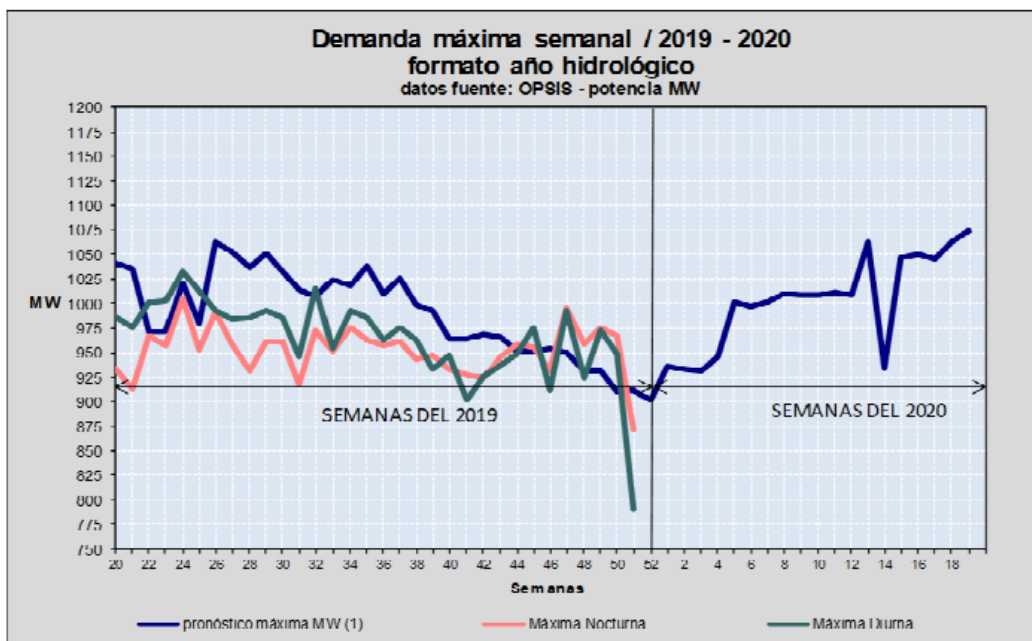


Figura 1- 12. Demanda máxima semanal 2019-2020. Tomado de: (Unidad de Transacciones, S.A. de C.V., 2019).

## 1.1.10 OPERADORES DEL MERCADO DE ELECTRICIDAD EN EL SALVADOR

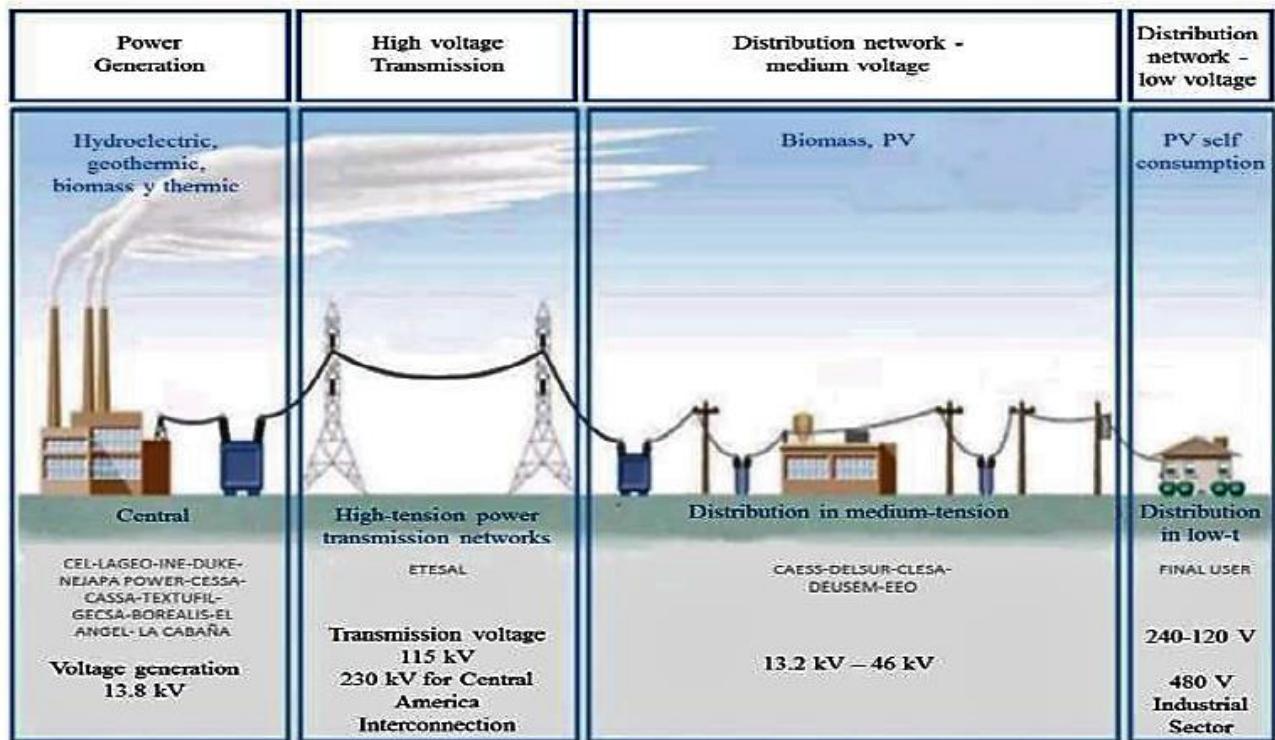


Figura 1- 13. Red eléctrica en El Salvador. Tomado de: (CNE: JICA.2012).

El mercado eléctrico nacional este compuesto por distintos participantes del mercado, los cuales conforman el Mercado Mayorista de Energía, estos participantes de mercado pueden ser de características públicas o privadas, cada uno con funciones específicas. Entre estos se encuentran:

**Empresas Generadoras:** poseen las centrales de generación de energía eléctrica, la cual comercializan en forma total o parcial.

**Agente Transmisor:** es la entidad que posee la infraestructura destinada al transporte de energía eléctrica en redes de alta tensión. En El Salvador esta entidad es la empresa de figura pública-privada ETESAL (Empresa Transmisora de El Salvador).

**Empresas distribuidoras:** poseedoras y operadoras de las instalaciones de distribución. Tienen la finalidad de transformar la energía transmitida en niveles de alta tensión a niveles de baja tensión adecuados para los usuarios finales de sus redes de suministro.

**Comercializadores de energía eléctrica:** Son los encargados de las transacciones de compra venta de energía a nivel regional con el fin de satisfacer demandas de algunos otros agentes del mercado, como los usuarios finales. Estos están sujetos al Reglamento del Mercado Regional de Electricidad entre los países centroamericanos, así como a la normativa nacional.

**Ente Regulador:** SIGET, su función es aplicar normas y reglamentos que garanticen el buen funcionamiento del mercado eléctrico.

### 1.1.10.1 ESTRUCTURA DEL MERCADO ELÉCTRICO NACIONAL

**CONSEJO NACIONAL DE ENERGÍA (CNE):** Es la autoridad superior, rectora y normativa en materia de política energética, cuya finalidad es el establecimiento de las políticas y estrategias que promuevan el desarrollo eficiente y sostenible del sector energético.

**SUPERINTENDENCIA GENERAL DE ELECTRICIDAD Y TELECOMUNICACIONES (SIGET):** Es una institución autónoma de servicio público, con competencias para la aplicación de leyes y reglamentos que rigen el sector eléctrico, así como atribuciones para aplicar las normas contenidas en tratados internacionales sobre electricidad y telecomunicaciones.

**UNIDAD DE TRANSACCIONES (UT):** Es una sociedad anónima creada en la Ley General de Electricidad (LGE) que tiene por objeto la operación del sistema de transmisión, así como del mercado mayorista de energía eléctrica.

**PARTICIPANTES DEL MERCADO (PM):** Son los generadores de energía eléctrica privados y estatales, la empresa transmisora, los distribuidores de energía eléctrica, los comercializadores y los grandes usuarios.

En la siguiente tabla se muestran los diferentes participantes del Mercado Mayorista en El Salvador para el año 2019:

TRANSMISORES	DISTRIBUIDORES	COMERCIALIZADORES	GRAN USUARIO
ETESAL	ABRUZZO S.A. DE C.V.	ABRUZZO S.A. DE C.V. (COMERCIALIZADORA)	ANDA
	AES CLESA & cia. S. en C. de C.V.	ASESORIA Y GESTION TÉCNICA INTEGRAL S.A. DE C.V.	CONSORCIO INT
	B&D Servicios Técnicos S.A de C.V.	ALAS DORADAS S.A. DE C.V.	HANESBRANDS
	CAESS S.A. de C.V.	AMERICAN INDUSTRIAL PARK	INVINTER
	DELSUR S.A. de C.V.	PROVIDENCIA SOLAR S.A. DE C.V.	
	DEUSEM S.A de C.V.	COMPAÑÍA AZUCARERA SALVADOREÑA, S.A. DE C.V.	
	EDESAL S.A. DE C.V. (DIST)	CUTUCO ENERGY CENTRAL AMÉRICA S.A. DE C.V.	
	EEO S.A. de C.V.	COMISIÓN EJECUTIVA HIDROELÉCTRICA DEL RIO LEMPA (CEL)	
		COMERCIALIZADOR DE ENERGÍA REGIONAL S.A. DE C.V.	
		COMPAÑÍA DE ENERGÍA DE CENTROAMÉRICA S.A DE C.V.	
		COMERCIA INTERNACIONAL EL SALVADOR, S.A DE C.V.	
		CUESTAMORAS COMERCIALIZADORA ELÉCTRICA DE EL SALVADOR, S.A. DE C.V.	
		DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE EL SALVADOR S.A DE C.V.	
		ENERGÍA, DESARROLLO Y CONSULTORÍA, S.A. de C.V.	
		EMPRESA DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA SALVADOREÑA S.A DE C.V.	
		EDESAL S.A. DE C.V.	
		COMERCIALIZADORA ELECTRONOVA, S.A. DE C.V.	
		ENERGÍA DEL ISTMO, S.A. DE C.V.	
		EXCELERGY S.A. DE C.V.	
		GRUPO HASGAR S.A. DE C.V.	
		INVERSIONES ENERGÉTICAS COMERCIALIZADORA	
		INTELLERGY, SOCIEDAD ANÓNIMA DE CAPITAL VARIABLE	
		LAGEO S.A DE C.V. COMERCIALIZADORA	
		LYNX S.A. DE C.V.	
		MAGDALENA ENERGY S.A DE C.V.	
		MERCADOS ELÉCTRICOS S.A. DE C.V.	
		ORIGEM S.A. DE C.V.	
		ORAZUL ENERGY EL SALVADOR COMERCIALIZADORA, S. EN C.V.	
		PACIFIC ENERGY S.A. DE C.V.	
		POLIWATT LTDA, SUCURSAL EL SALVADOR	
		SOCIETE D'ENERGIE DU SALVADOR, S. A. DE C. V.	
		SOLENER S.A DE C.V.	

Tabla 1- 7. Participantes del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, 2019.

### 1.1.11 SISTEMA DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN EN EL SALVADOR

La entidad responsable de la expansión del sistema de transmisión nacional, así como, del mantenimiento de dicho sistema, incluyendo las líneas de interconexión con Guatemala y Honduras, es la Empresa Transmisora de El Salvador, S.A. de C.V. (ETESAL).

El sistema de transmisión nacional, al 31 de diciembre de 2019, estaba compuesto por 41 líneas de 115 kV, que tienen una longitud total de 1,073.08 km, y 24 subestaciones de potencia y 4 líneas de 230 kV, 2 que interconectan el sistema de transmisión de El Salvador con el de Guatemala y Honduras, cuya longitud en el caso de la línea hacia Guatemala es de 14.6 km y hacia Honduras es de 92.9 km, longitudes que corresponden al tramo que pertenece a El Salvador; y las otras 2 con una longitud total de 191.90 Km. La responsabilidad del mantenimiento de dicho sistema de transmisión y de las líneas de interconexión recae sobre la Empresa Transmisora de El Salvador.

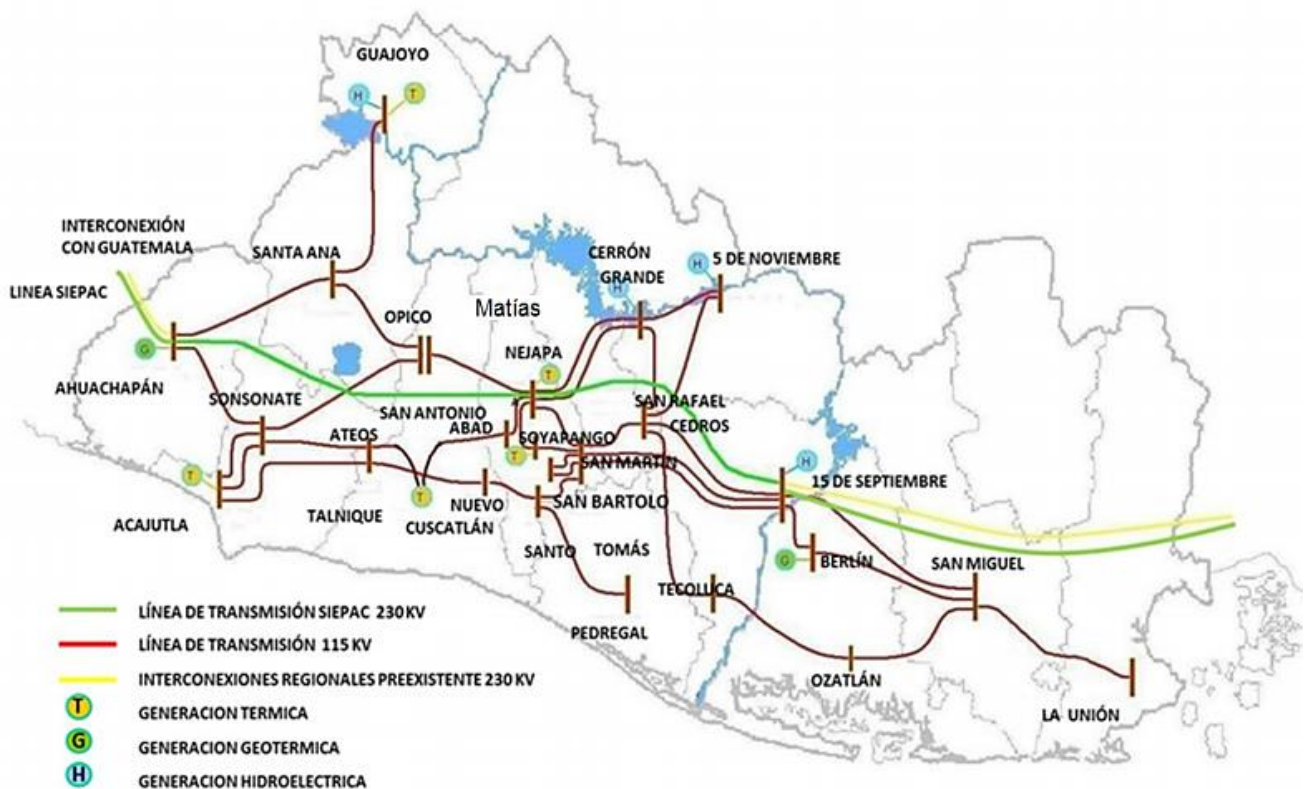


Figura 1- 14. Sistema de generación y transmisión en El Salvador, a diciembre de 2019. Tomado de: (SIGET, 2019).

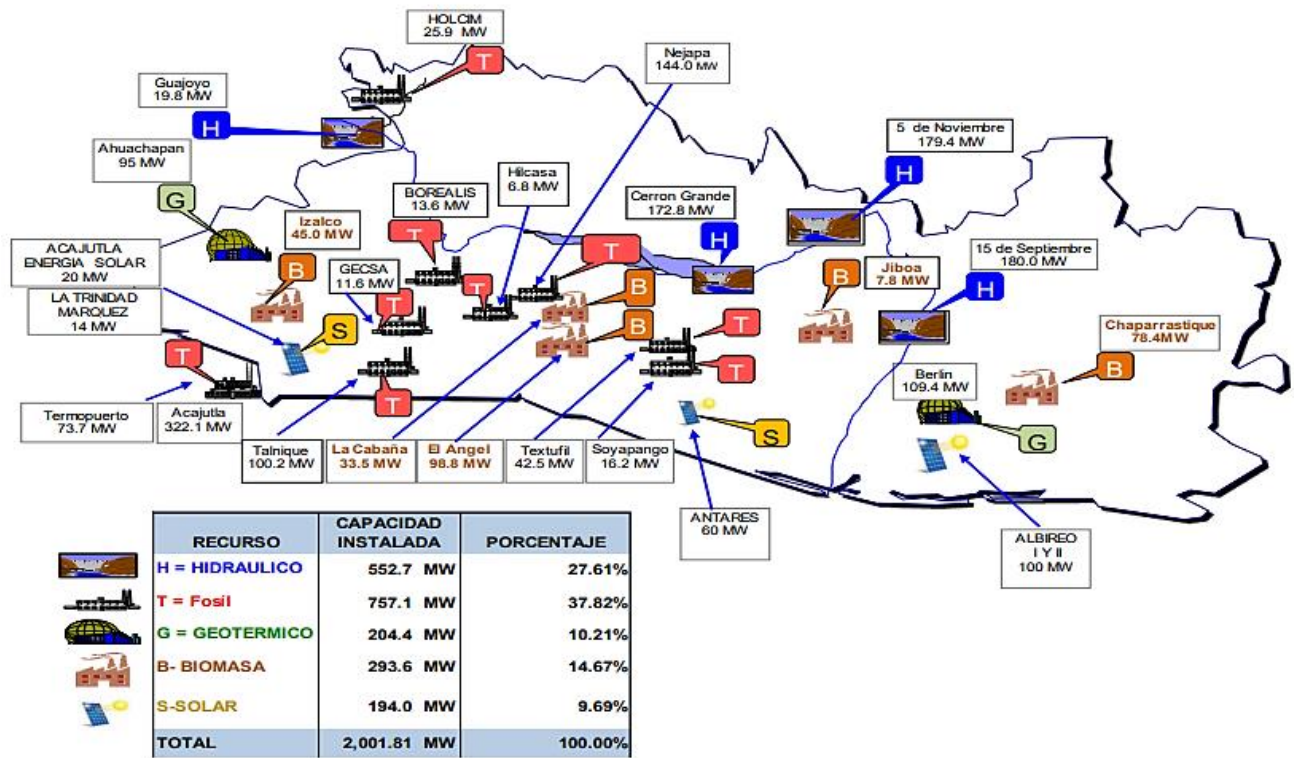


Figura 1- 15. Ubicación de centrales generadoras del mercado mayorista, 2019. Tomado de: (SIGET, 2019).

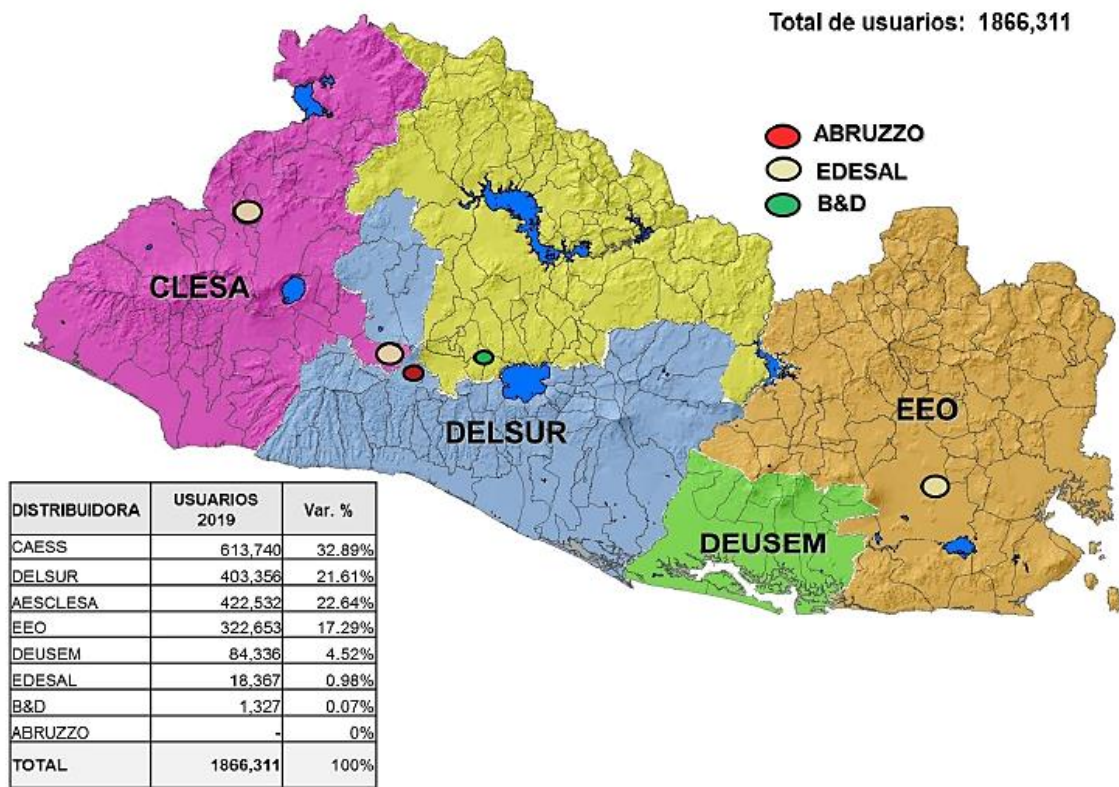


Figura 1- 16. Áreas de influencia, participación en las ventas de electricidad y número de usuarios de las compañías distribuidoras, 2019. Tomado de: (SIGET, 2019).



## 1.1.12 PROYECTOS FUTUROS

### Resultados de las últimas licitaciones en el país

Las modificaciones a la legislación implementadas por la SIGET, el CNE y las licitaciones a largo plazo efectuadas en los últimos años en el país, han proporcionado la contratación en julio de 2014 de 94MW de energía solar fotovoltaica a 20 años plazo, con costos por MWh que varían entre \$120/MW y \$124/MW, también se han contratado , en diciembre de 2013, 355 MW de energía, con plantas a base de gas natural a un precio \$120.00/MWh generado, así como la contratación en febrero de 2014 de energía solar fotovoltaica.

**Proyecto Hidroeléctrico El Chaparral:** Es considerado el proyecto de generación eléctrica más grande impulsado en los últimos 30 años, ubicado en Cantón San Antonio Las Iglesias del Municipio de San Luis de la Reina, Depto. de San Miguel y el Cantón la Orilla, del Municipio de Carolina, Depto. de San Miguel. Tendrá una capacidad nominal generadora de 67.4 MW de potencia. Su costo inicial estimado fue de \$207 millones, pero terminará costando alrededor de \$759.4 millones, esto representa un incremento de \$552.4 millones respecto al costo inicial, errores en la planificación y diseño de la obra, así como anomalías que pudieron beneficiar a ex funcionarios del gobierno ocasionaron que el costo se elevara casi cuatro veces más de lo que estaba previsto, lastimosamente el grado de corrupción en esta obra es eminente.

Para finales del año 2019 se suponía estaba en la fase final de construcción y se tenía previsto que entrara en operaciones a finales del 2020, pero debido a las irregularidades y sospechas de corrupción en el desarrollo de la obra, el proyecto se estancó, aunque para esa fecha ya tenía un 70 % de avance, el otro 29.3 % es atribuido a 22 contratos en ejecución de los cuales 20 de ellos llevan un retraso promedio del 45 %, según explicó el presidente de la CEL Daniel Álvarez. Por estos motivos se acordó con el Banco Interamericano de Integración Económica (BCIE) hacer una “auditoría forense” para determinar si se continuaba con la construcción, la resolución de dicha auditoría determino que era más viable culminar el proyecto, por lo cual el 6 de agosto del 2020, el presidente Nayib Bukele anuncio la continuación de la obra y el cambio de nombre de la misma, siendo nombrada como “Central Hidroeléctrica 3 de Febrero” en alusión a la fecha en que se celebraron las elecciones presidenciales que le llevaron al mando del ejecutivo.

### PROYECTOS CONFIRMADOS A ENTRAR A PARTIR DE 2019

Estos proyectos son aquellos cuya probabilidad de ingresar al parque generador es muy alta debido a que tienen un Contrato de Largo Plazo (CLP), resultado de un proceso de licitación promovido por el CNE, SIGET y las distribuidoras eléctricas, o que se encuentran en proceso de construcción y cuentan con algún instrumento legal para la comercialización de energía. Los CLP son una figura similar a la que se conoce en otros países como “Power Purchase Agreement – PPA” (acuerdos de compra de potencia). Estos contratos permiten a los desarrolladores e inversionistas contar con un documento contractual que les garantice la compra de energía por un plazo entre 15 y 20 años a un precio establecido por competencia en proceso de licitación. (CNE, Plan Indicativo de la Expansión de la Generación Eléctrica de El Salvador 2019 - 2028, 2019).

Proyectos	Recurso	Fecha	Potencia (MW)	Inversión (\$/kW)
Trinidad (46 KV )	SFV	1/2/2019	8.0	2800.0
Trinidad ( 34.5KV )	SFV	1/2/2019	6.0	2800.0
Trinidad ( 115 KV )	SFV	1/2/2019	20.0	1900.0
Capella Solar	SFV	1/4/2020	100.0	1500.0
EcoSolar	SFV	1/4/2020	9.9	1515.0
Sonsonate Energía	SFV	1/4/2020	10.0	1500.0
Chaparral	Hidro	1/1/2021	65.7	2283.0
VENTUS	Eólica	1/4/2020	50.0	2200.0
Energía del Pacifico	GNL	1/7/2021	380.0	2116.0

*Tabla 1- 8. Proyectos energéticos confirmados a desarrollarse a partir del 2019. Tomado de: (CNE, Plan Indicativo de la Expansión de la Generación Eléctrica de El Salvador 2019 - 2028, 2019).*

Todos estos proyectos son considerados como obligatorios en los programas OPTGEN (Modelo de planificación de la expansión) y SDDP (Despacho Hidrotérmico Estocástico con Restricciones de Red); es decir, los tomará como proyectos fijos en las fechas indicadas.

Para mediados del 2021, de los nueve proyectos anteriores, los primeros 6 ya fueron inaugurados y se encuentran operando en el sistema eléctrico nacional, el parque eólico Ventus en etapa de finalización, pero de igual forma generando energía desde inicios del 2021. La Planta de Biogás Energía del Pacifico aún en construcción con un importante avance en las obras, mientras que el más problemático es el caso de la Central Hidroeléctrica El Chaparral (próximamente Central Hidroeléctrica 3 de febrero), al estar relacionada con casos de corrupción es el proyecto menos rentable para el país y durante un buen tiempo su culminación estuvo en duda, para el año 2021 aun continua en construcción.

Todas las tecnologías de generación de energía cuentan con proyectos candidatos a entrar en el grupo de proyectos a ser desarrollados a futuro, algunos de estos proyectos están basados en proyectos reales, pero otros son proyectos genéricos con información basada en casos de estudio. Esta selección se lleva a cabo mediante los programas informáticos de optimización matemática OPTGEN y SDDP; los datos de los proyectos, datos de demanda, precios de combustibles, estadísticas de embalses, salidas forzadas, entre otros, se incorporan a la base de dato de dichos programas que se encargan de procesarlos y proporcionar una lista de los proyectos mejor evaluados.

El modelo OPTGEN tiene como objetivo minimizar la suma del costo de inversión y del valor esperado del costo operativo y de la penalización por energía no suministrada. Además, tiene como restricciones las fechas mínimas y máximas para la toma de decisiones de los proyectos, precedencia entre los proyectos, los conjuntos de proyectos asociados o mutuamente excluyentes.

El modelo SDDP representa de manera detallada e integrada la demanda y los sistemas de producción, almacenamiento, embalse y afluencias futuras. El modelo calcula la política operativa estocástica óptima del sistema, tomando en cuenta la incertidumbre de los caudales. Realiza una optimización de mínimo costo del parque generador, es decir el resultado es el que representaría menores precios de energía para la demanda.

## PROYECTOS CANDIDATOS

Estos proyectos son aquellos que tienen alguna posibilidad de instalarse debido a que poseen estudios de factibilidad o que ha existido alguna comunicación con la empresa propietaria y existe una alta probabilidad de que el proyecto se desarrolle. También se agregan a este grupo, algunos proyectos genéricos para que el software tenga opciones de ampliar el parque generador, con el objetivo de establecer los proyectos más viables en términos económicos y técnicos.

Todos los proyectos contemplados en la tabla 1-9, no son obligatorios, es decir, el programa OPTGEN decidirá cuál de estos es la mejor opción para el parque generador salvadoreño basándose en las variables que ya se mencionaron y que son ingresadas en su base de datos.

Nombre	Recurso	Fecha opcional	Potencia (MW)	Inversión (\$/kW)	O&M( %del valor de Inversión)
Berlín U5	Geotérmica	1/1/2021	8.0	6,500	1% - 2%
Eólico CEL	Eólica	1/1/2022	40.0	2,631	2% - 4 %
Ahuachapán U4	Geotérmica	1/12/2023	6.0	6,500	1% - 2%
Chinameca	Geotérmica	1/1/2023	8.0	6,500	1% - 2%
Motor 1	Bunker	1/1/2023	100.0	2,631	1% - 2%
Motor 2	Bunker	1/1/2023	100.0	2,631	1%
Motor GNL	GNL	1/1/2023	150.0	1,338	1% - 3%
Solar 1	SFV	1/1/2023	50.0	700	1% - 3%
Solar 2	SFV	1/1/2023	15.0	700	1% - 3%
Solar 3	SFV	1/1/2023	60.0	700	1% - 3%
Solar 4	SFV	1/1/2023	20.0	700	1% - 3%
Solar 5	SFV	1/1/2023	80.0	700	1% - 3%
Solar 6	SFV	1/1/2023	25.0	700	1% - 2%
San Vicente	Geotérmica	1/1/2024	8.0	6,500	1% - 2%
Berlín U6	Geotérmica	1/1/2026	28.0	6,500	1% - 2%
Ampliación Chinameca	Geotérmica	1/1/2026	34.0	6,500	1% - 2%
Ampliación San Vicente	Geotérmica	1/1/2026	14.0	6,500	1% - 2%

*Tabla 1- 9. Proyectos candidatos a ser instalados en la matriz energética del país. Tomado de: (CNE, Plan Indicativo de la Expansión de la Generación Eléctrica de El Salvador 2019 - 2028, 2019).*

## 1.2 MODALIDADES DE CONTRATACIÓN DE SERVICIOS

### 1.2.1 FORMAS DE CONTRATACIÓN

Un contrato es un acuerdo de voluntades entre dos o más participantes. En un contrato de obra el propietario acuerda pagar una suma determinada de dinero al contratista, para que este ejecute la obra, siguiendo ciertos requerimientos técnicos en un lapso determinado de tiempo.

El monto del contrato puede ser indicado de varias formas, pero las maneras más usuales son:

- **SUMA GLOBAL:**

El contratista se compromete a realizar la obra por un precio total fijo que no tiene posibilidades de corregirse. Para un contrato de este tipo se necesita que la información técnica de la obra sea detallada y completa: el contratista tiende a aumentar su precio para cubrir riesgos y durante la construcción trata de reducir costos para aumentar su margen de ganancia.

- **PRECIOS UNITARIOS:**

La obra a ejecutar es dividida en partidas muy bien definidas, se establece: unidad de medida, método de medición, cantidad aproximada para cada partida, y luego se acuerdan precio por unidad de medida, llamados precios unitarios. El monto total a pagar al contratista provendrá de la suma de los productos, de la cantidad de obra ejecutada por precios unitarios acordados, este monto total se conocerá realmente al finalizar la obra.

- **COSTO MÁS GANANCIA:**

En esta modalidad el propietario se compromete a pagar al contratista todos los costos que este justifique más una cantidad en porcentaje por la administración del proyecto. El contratista no está motivado a controlar sus costos y el propietario debe ejercer control sobre los gastos de este. El costo total de la obra es desconocido hasta su culminación.

- **PRECIOS OBJETIVO:**

En esta modalidad el propietario muestra los Precios Unitarios que pretende como máximo pagar por cada partida y el monto total de la obra. Los oferentes ofertan los mismo precios unitarios o menores, Esta metodología la emplean en la empresa privada.

- **CONTRATOS PARA EL SUMINISTRO DE MANO DE OBRA Y ADMINISTRACIÓN:**

Lo emplean las compañías distribuidoras, estas tienen un precio estipulado para cada partida, dicho precio incluye mano de obra, transporte y administración del contratista, los materiales los suministra el Distribuidor en sus bodegas.

- **LLAVE EN MANO:**

Un contrato llave en mano es aquel que se acuerda con un contratista y en el que éste se compromete a encargarse de todos o la mayoría de los trámites precisos para realizar una obra, a cambio de un precio cerrado global y en un plazo determinado de tiempo.

El propietario especifica de forma general, sus requerimientos de diseño, construcción, equipamiento y alcance de las obras. La empresa contratada se encarga de definir y llevar a cabo el proyecto de obra y los documentos técnicos necesarios para la ejecución de las obras, solicitar las licencias municipales,

subcontratar las distintas unidades de obra, elegir las soluciones constructivas que se planteen y los distintos materiales a emplear y, por supuesto, de ejecutar las obras hasta su completa finalización. Este tipo de contratación es más cara que la habitual ya que libera al propietario de todas aquellas tareas tediosas e incómodas que suelen hacerse bastante complicadas especialmente para aquellos que no son profesionales y no están acostumbrados a realizarlas; esto, sin embargo, no le da carta blanca al contratista para actuar libremente, sino que en la práctica el propietario suele implicarse bastante en la toma de decisiones.

## 1.2.2 EL PROCESO CONSTRUCTIVO Y ADJUDICACIÓN

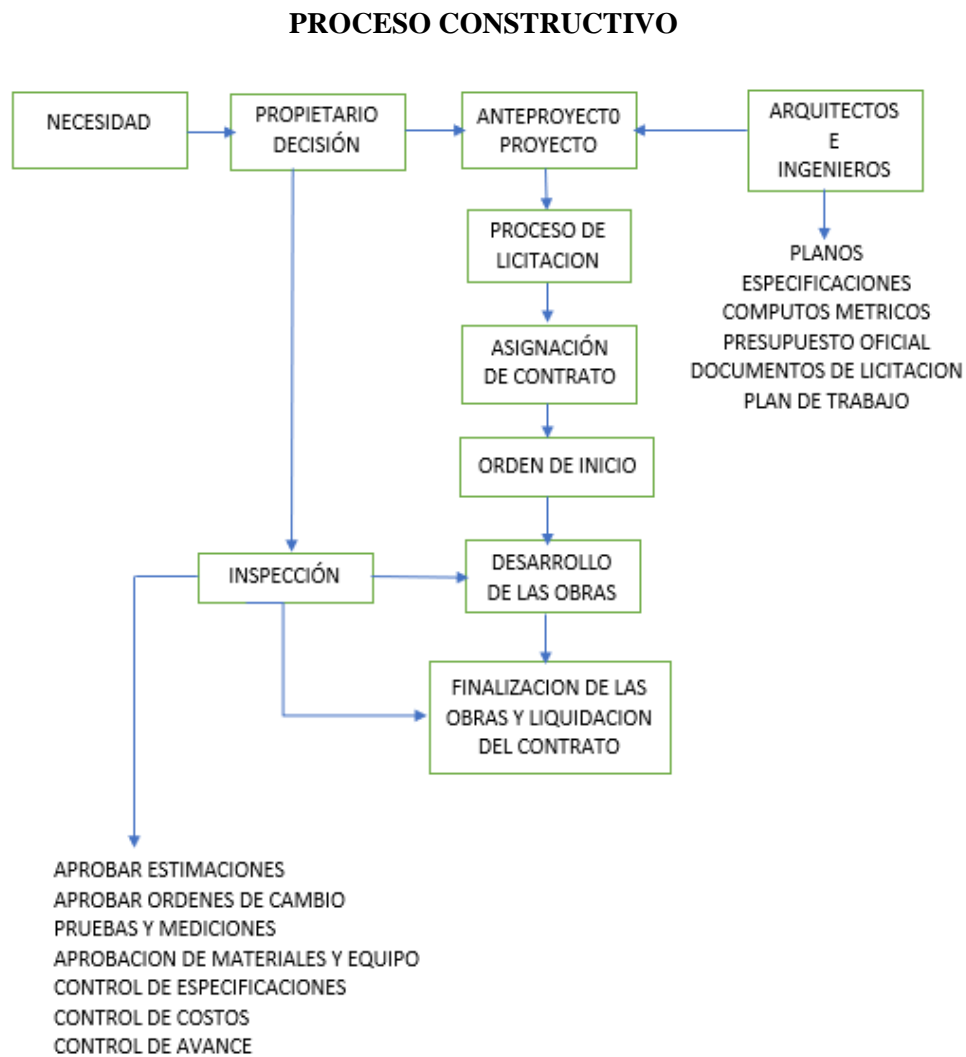


Figura 1- 17. Diagrama de bloques del proceso constructivo de un proyecto.

## PARTICIPANTES DEL PROCESO CONSTRUCTIVO

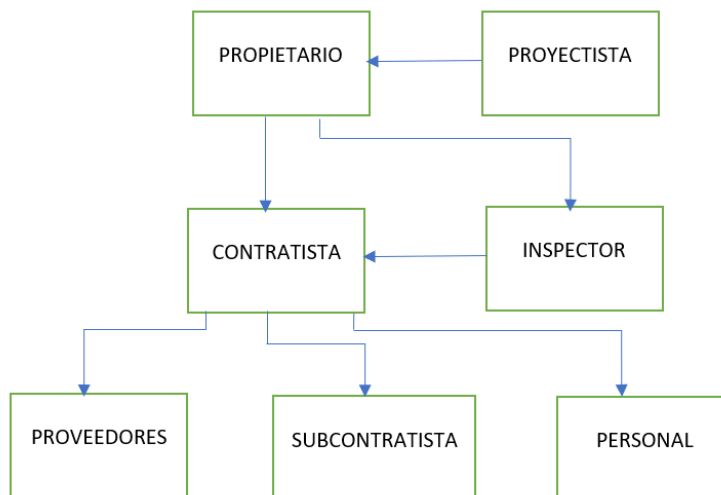


Figura 1- 18. Diagrama de bloques de los participantes en el proceso constructivo de un proyecto.

### 1.3 COSTOS DIRECTOS E INDIRECTOS

En los distintos tipos de presupuestos es necesaria la determinación de precios antes de la ejecución de la obra, este proceso recibe el nombre de **Estimación de los Costos**.

**Costo:** es la cuantificación de los recursos necesarios para la producción de un bien o servicio y se expresa en términos monetarios

#### 1.3.1 ESTIMACIÓN DE COSTOS

Es la compilación y análisis de todos los elementos que contribuyen o influyen en el costo de un bien. Nótese que se utiliza en término estimación y no cálculo, puesto que los costos son determinados a priori tienen un carácter de probabilidad o suposición.

La estimación de costos constituye un proceso complejo, ya que debe considerar las diferencias entre las distintas obras, las características de la localización que influye en el transporte de insumos y personal. Los factores climatológicos, las variaciones que el mercado impone a los insumos, la intervención de los Organismos públicos y por último los imponderables a los que pueda estar sujeta cualquier obra.

Según la OBS (School, 2015), la estimación de los costos: *“Consiste en la identificación de todos y cada uno de los elementos que tendrán un coste dentro del proyecto, materiales, recursos humanos, servicios, equipos, sistemas, transportes, etc., en otras palabras, todos los recursos que se necesitarán para llevar a cabo todas las actividades que se han identificado y que generarán un coste al proyecto.”*

### 1.3.2 CARACTERÍSTICAS DE LOS COSTOS Y SU ESTIMACIÓN

- Los costos son aproximados
- La estimación de costos es específica, depende de unas condiciones particulares de localización y tiempo que no se pueden generar.
- La estimación de costos debe adaptarse a los cambios de tecnología de ejecución y a las de variaciones del mercado de insumos.
- La estimación de costos puede realizarse analíticamente

### 1.3.3 COMPONENTES DE COSTOS

Para estudiar los componentes del costo, es necesario primero establecer diferencia entre el costo y precio. El costo está determinado por el valor de los resultados utilizados en la ejecución de un bien, y el precio es el valor que el mercado está dispuesto a pagar por ese bien.

Cuando un contratista determina el costo de una obra, le agrega una cantidad de ganancia o utilidad, donde se puede decir:

$$\text{Precio} = \text{Costo} + \text{Ganancia} \quad [\text{ec. 1}]$$

Los costos pueden ser estimados en base a las características de la obra, pero la ganancia está determinada por lo que el mercado está dispuesto a aceptar como precio total de la obra.

El costo de una obra o una partida puede estimarse como la suma de varios componentes, cada uno de los cuales necesita de un análisis específico.

La siguiente figura, muestra de una forma más detallada el desglose de cada componente:

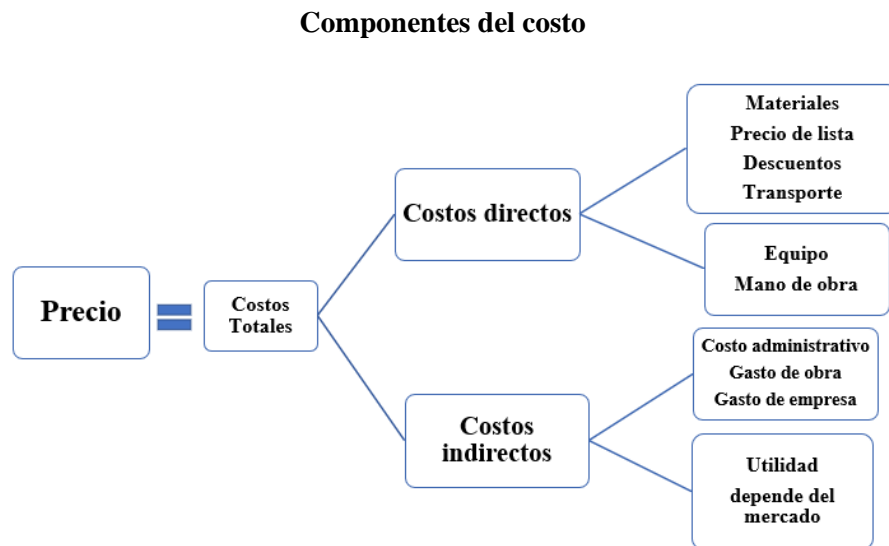


Figura 1- 19. Diagrama de bloques: componentes de los costos.

### 1.3.4 COSTO DIRECTO Y COSTO INDIRECTO

El costo de una obra o una partida puede estimarse como la suma de varios componentes, cada uno de los cuales necesita de un análisis específico. Por definición se puede decir que:

**a) Costos directos:**

*” Son los que guardan una relación estrecha con el producto o servicio. De hecho, se establecen desde las primeras fases de producción y suelen reflejarse en los presupuestos o estimaciones de costos”.*

*Un ejemplo de costes directos son las materias primas, es decir, los materiales que han servido de base para la elaboración de los productos o el desarrollo de los proyectos. En la gran mayoría de los casos se extraen de la naturaleza; en otros casos los producen empresas del sector primario.*

*También los que se relacionan con la mano de obra directa son considerados costos directos. Por ejemplo, el pago que reciben las personas que trabajan en el proyecto, que generalmente se expresa en horas o por unidades de trabajo efectuadas, dependiendo del tipo de proyecto. (School, 2015).*

**b) Costos indirectos:**

*Por el contrario, estos costes son los que se relacionan de manera tangencial con los proyectos o las tareas previstas. Por ejemplo, el consumo de electricidad de una fábrica para su operación cotidiana: aunque no tiene una influencia directa en el producto como tal, es un recurso indispensable para la cadena productiva.*

*En esta categoría también debemos incluir los costes indirectos generales del tipo administrativo o financiero. (School, 2015).*

Los costos directos son aquellos que pueden ser identificados claramente dentro de la operación de construcción de un bien y están determinado por la suma de: el costo de los materiales, equipo, y mano de obra razonablemente necesaria para la ejecución de la obra.

Los costos indirectos son aquellos causados por la organización que ejecuta la construcción; estos costos no pueden ser claramente relacionados con el bien producido y por tanto deben ser asignados de alguna manera. Los costos indirectos están constituidos por los gastos generales de la obra en el sitio (administración de campo) y los gastos generales de la empresa en la oficina central (administración de oficina).

Los costos indirectos de una obra, están constituidos por los gastos generales de la empresa (gastos de operación), más los gastos realizados en su ejecución que no correspondan a materiales, equipo y mano de obra; incluyendo la dirección técnica de la obra y la utilidad. Es sumamente complicado establecer estos gastos por obra, partida o tarea específica, por lo tanto, se necesita un estudio, para establecer criterios aproximados, ya que están relacionados con diferentes unidades de producción.

Los costos indirectos son tan importantes como los costos directos, se deben estudiar, con el mismo interés y minuciosidad.



Los costos directos comprenden los siguientes aspectos:

1. Gastos generales.
2. Utilidad.
3. Financiamiento (de ser necesario).

#### 1.3.4.1 GASTOS GENERALES

Son los gastos ocasionados por la estructura técnica y administrativa de la empresa. Normalmente hay gastos fijos que cubrir, aun en el caso de no estar ejecutando algún proyecto, todos ellos provienen de la oficina central tales como: gastos administrativos, gastos financieros, alquileres de locales e inmuebles, primas de seguros, material de oficina, entre otros.

Independiente del proceso que utiliza cada empresa, para determinar sus costos por concepto de gastos generales, el porcentaje a utilizar en los análisis de precio es igual al cociente de los gastos generales de un año, entre el monto de las obras realizadas en un año, multiplicado por 100.

$$\%G.G = \frac{G.G \text{ en un año}}{\text{Monto total Obras Realizadas en un año}} \times 100 \quad [\text{ec. 2}]$$

Nota: Esta es una alternativa de cálculo basada en los gastos generales en un año, sin embargo, esta puede variar dependiendo de cada proyecto, su monto y el número de ellos que se encuentren en ejecución, así como de la estrategia de la empresa para desarrollarlos.

El porcentaje de gastos generales calculado así se aplica al total de costos directos por la unidad de obra y de esta manera se obtienen los gastos generales por partida.

En determinación de los gastos generales de una empresa, deben tenerse en cuenta los siguientes conceptos: Los gastos generales o de administración, pueden ser calculados o fijados por el organismo contratante, generalmente en forma de porcentaje sobre los costos directos.

La mayoría de los organismos contratantes, tienen ya prefijado el monto del porcentaje a aceptar por gastos generales, administración e imprevistos, sin embargo, puede haber obras que sobrepasen el monto establecido, en este caso se debe hacer un estudio detallado.

Se puede definir entonces:

$$\text{Gastos Generales} = \frac{\% \text{Gastos Generales} * \text{Costos Directos}}{100} \quad [\text{ec. 3}]$$

En general, la definición del porcentaje de gastos: generales, administración y utilidades; forman parte de la estrategia del contratista para desarrollar el proyecto. Muchas veces el mercado y la experiencia adquirida del contratista le permiten definir un porcentaje aceptable de estos gastos.

A continuación, se presenta un ejemplo de Gastos Generales para un proyecto en un determinado mes, se describe cada ítem a considerar:

	Descripción	Monto mensual (\$)
1	Alquiler de oficinas, depósitos, maquinas computadas, etc.	400
2	Energía eléctrica.	55
3	Correo	15
4	Telégrafo, fax.	20
5	Teléfono.	25
6	Seguro de oficinas, equipo, etc.	60
7	Promoción, publicidad	30
8	Papelería y útiles	25
9	Mobiliario y equipo de oficina	50
10	Sueldo de ejecutivos, que atienden la obra: Ing. Residente, jefe de proyecto, asistentes técnicos y administrativos.	3500
11	Sueldo de personal de oficina, personal de contabilidad, sala técnica, personal de limpieza, mensajeros, choferes, con sus respectivas prestaciones, bonificaciones e indemnizaciones.	4200
	Total, de sueldos	7700
12	Construcción de oficina y depósito de obra, si no se reconoce estos pagos en otra en otra parte, limpieza de dicha oficina	----
13	Finanzas y seguros	500
14	Financiamiento (cuando no se considera en los análisis de precios)	
15	Pasajes, transportes, viáticos.	100
16	Gastos de vehículos.	250
17	Consultorías técnicas.	650
18	Asesoría legal.	300
19	Imprevistos.	400
	Total, de gastos generales en un mes	\$10,180
	=	

*Tabla 1- 10. Ejemplo de gastos generales para un proyecto.*

### 1.3.4.2 UTILIDAD

Es la cantidad sobre los costos directos más gastos generales, que el contratista se reserva como pago de sus servicios. La fijación de la utilidad no está sujeta a normas, esta depende de la oferta y la demanda. El contratista debe estudiar el mercado para determinar los márgenes de ganancia que el mercado le acepta.

Un valor típico de porcentaje de utilidad podría ser el 10%, sin embargo, deben considerarse variables como: el monto del proyecto, su duración, su grado de complejidad y especialidad, imprevistos, así como los precios en un mercado competitivo, las cuales establecen las utilidades y no simplemente tomar el 10% como un valor fijo para estas, en muchos casos también dependerá de la institución a la que se le efectúe el trabajo, esto en cuanto a la prontitud en los pagos y experiencia previa en proyectos ejecutados para ellos.

### 1.3.4.3 FINANCIAMIENTO

En algunos organismos que por lo general tienen retraso en el pago de las valuaciones, se ha implementado un porcentaje de financiamiento sobre los costos directos de cada análisis de precio unitario. Son costos de recuperación de capital, por efecto de intereses o por desfase entre lo pagado por construir la obra y lo cobrado por el avance.

$$\text{Financiamiento} = \% \text{ de financiamiento} * \text{costo directo} \quad [\text{ec. 4}]$$

### 1.3.4.4 GASTOS GENERALES EN UN AÑO

El porcentaje de gastos generales en un año se pueden determinar aplicando la ec.5.  
Los datos necesarios para calcular el porcentaje de gastos generales son:

- Gastos generales en un mes
- Gastos generales en un año = Gastos generales en un mes x12
- Monto total de Obras realizadas en un año

$$\% \text{ Gastos Generales} = \frac{\text{Gastos generales en un año}}{\text{Monto total Obras Realizadas en un año}} \times 100 \quad [\text{ec. 5}]$$

### 1.3.5 ANÁLISIS DE PRECIOS UNITARIOS

El precio unitario es el valor que tiene una unidad de obra, para un lugar determinado en circunstancias propias y se justifica mediante un análisis de costos de unidad de obra.

Un análisis de costos consta de:

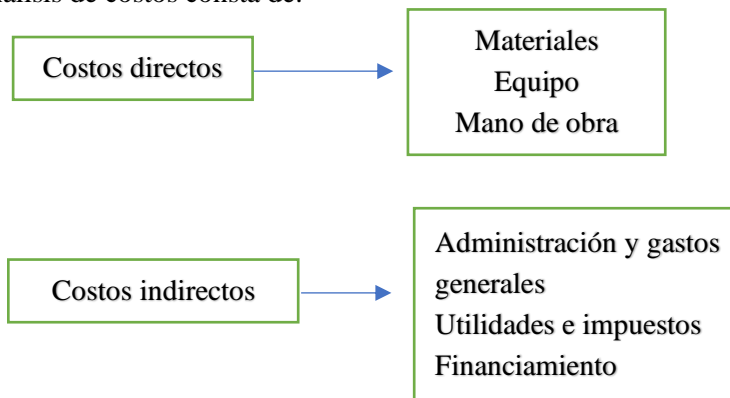


Figura 1- 20. Costos directos e indirectos.

Para efectuar los análisis de precios unitarios, es recomendable el uso de manuales de costo, banco de datos y uso de referencia histórica de costos.

Un análisis de precios unitarios descompone el precio en sus componentes de mariales, equipo, mano de obra, costos indirectos y utilidad, expresa la incidencia de estos componentes en la producción de una unidad de medida de una partida.

El análisis se inicia con el estudio del alcance de la partida o tarea objeto del estimado, para ello deben estudiarse la información técnica disponible: planos, especificaciones, normas que describen la partida. De este estudio deben determinarse los materiales necesarios y el método constructivo más idóneo. El método constructivo determinará la combinación del equipo y mano de obra necesaria para la ejecución de la partida, esta combinación definirá a su vez el rendimiento, es decir, la cantidad de unidades producidas por unidad de tiempo, que es generalmente un día.

A continuación, se presenta un ejemplo de análisis de precios unitarios, para una instalación eléctrica la cual consiste de las siguientes partidas:

- **Partida 1:** 24 unidades de tomacorrientes, repartidos en 4 circuitos, no necesariamente del mismo número de tomas cada circuito
- **Partida 2:** 5 unidades de tomacorrientes a 220 V, una unidad por circuito.
- **Partida 3:** 12 unidades de luz, repartidos en 3 circuitos, cuatro unidades de luz por circuito.

A continuación, se describe el procedimiento que se debe seguir:

- 1- De los 4 circuitos se determina de los planos el más representativo en cuanto a distancia y número de tomas, para este ejemplo, supongamos que el circuito más representativo sea el de 6 tomas por circuito.
- 2- Se calculan todos los materiales para este circuito.
- 3- Se agrega el costo a cada elemento y se obtiene el costo total de materiales del circuito.
- 4- Se divide este monto total entre el número de tomas de este circuito que en este caso son 6, este costo representa el costo unitario de los materiales.

El procedimiento es similar para otras partidas, tales como: Unidades de Luz, Alimentadores a tableros, Unidades de toma a 220 V, etc.

Tal y como se ha descrito anteriormente, el análisis de precios unitarios se efectúa por partidas, a cada partida se le calculan de los planos, todos sus materiales, como, por ejemplo:

Suponiendo que la partida sea: Unidades de toma 120V. En este caso puede estimarse dentro de todos los circuitos de tomas a 120 existentes en planos, uno que sea representativo, para ese circuito se calculan todos los materiales desde el tablero al último tomacorriente, es decir, tecnoducto, conductores, tomas, placas, cajas rectangulares. Se le asignan costos a cada uno y se obtiene el costo total, luego ese costo se divide entre el número de tomas y así se obtiene el costo unitario de materiales de cada unidad de toma, luego se le suma el costo unitario de mano de obra por la instalación de la unidad de toma, digamos \$15.00 resultando dicha suma en el costo directo. Este costo directo se multiplica por el porcentaje de administración del proyecto y se obtiene el precio unitario de administración, (costo indirecto) la suma de costos directos e indirectos nos proporciona el precio unitario, el cual al multiplicarse por el número de tomas resulta el precio total.

HOJA ANÁLISIS DE PRECIOS UNITARIOS					
Unidad:		Código: 15		Partida nº 1	
Descripción: Instalación de circuito de tomas 120 V					
				Cantidad: 6 unidades de tomas/ckto	Rendimiento:
MATERIALES					
Código:	Descripción:	Unidad	Cantidad:	Costo (\$)	Costo Real (\$)
29295	Tomacorrientes 15 A, empotrar, Polarizado, con cubierta marfil.	U	6	3.00	18.00
341530	Caja rectangular 4x2" agujero de 1/2"	U	8	0.95	7.60
142150	Tubo conduit flexible de 1/2", azul	m	40	0.37	14.80
142151	Cable #12 THHN Negro	m	50	0.55	27.50
142152	Cable #12 THHN Blanco	m	50	0.55	27.50
142154	cable #10 THHN Blanco	m	20	0.95	19.00
142155	Cable #14 THHN Verde	m	50	0.42	21.00
142153	Cable #10 THHN Negro	m	20	0.95	19.00
Total materiales					154.40
Costo Unitario de materiales					25.73

Cada unidad de tomas 120 V el costo unitario es de \$25.73, en 24 unidades de tomas el precio es de: \$617.52.

HOJA ANÁLISIS DE PRECIOS UNITARIOS					
Unidad:		Código: 16		Partida nº 2	
Descripción: Instalación de circuito de tomas 220 V					
				Cantidad: Unidad por circuito	Rendimiento:
MATERIALES					
Código:	Descripción:	Unidad	Cantidad:	Costo (\$)	Costo Real (\$)
292951	Toma 40 A, empotrar cuerpo robusto 240 V empotrar	U	1	3.00	3.00
341531	Caja cuadrada metálica 4x4" doble fondo agujero de 3/4"	U	2	1.50	3.00
142153	cable #10 THHN Negro	m	15	0.95	14.25
142154	cable #10 THHN Blanco	m	15	0.95	14.25
142157	placa para toma 4x4" cuadrada 50A	U	1	0.60	0.60
142159	Tubo conduit flexible 3/4"	m	14	0.60	8.40
Total materiales					43.50
Costo Unitario de materiales					43.50

Cada unidad de tomas 220 V el costo unitario es de \$43.50, en 5 unidades de tomas el precio es de: \$217.50.

HOJA ANÁLISIS DE PRECIOS UNITARIOS					
Unidad:		Código: 17		Partida n° 3	
Descripción: Instalación de circuito de luminarias					
				Cantidad: Cuatro luminarias/ckto	
				Rendimiento:	
MATERIALES					
Código:	Descripción:	Unid	Cantidad:	Costo (\$)	Costo Real (\$)
142154	cable #12 THHN Blanco	m	15	0.95	14.25
12163	Cable #14 THHN Blanco	m	25	0.42	10.50
142151	Cable #12 THHN Negro	m	25	0.55	13.75
341530	Caja rectangular 4x2" agujero de 1/2"	U	4	0.95	3.80
341531	Interruptor sencillo 10 A, 125 V	U	4	2.50	10.00
142159	Tubo conduit flexible 1/2"	m	30	0.60	18.00
341539	Caja octagonal metálica	U	4	1.20	4.80
Total materiales					75.10
Costo Unitario de materiales					18.78

Cada unidad de luz, el precio unitario es de \$18.78, en 12 unidades el precio es de: \$225.76.

EQUIPO					
Código:	Descripción:	Cantidad	Costo (\$)	Alq o Dep	Costo Dia (\$)
152110	alquiler de taladro	3	10		30.00
152111	alquiler de pulidora	2	12		24.00
152112	alquiler de escalera tipo A, 10'	2	20		40.00
Total equipo					94.00
Costo unitario del equipo					2.29

Para el equipo, el costo por día es de \$94.00, el costo unitario del equipo es:

$$\frac{\text{total equipo}}{\text{total de unidades instaladas}} = \frac{94.00}{41} = \$2.29$$

MANO DE OBRA:				
Código	Descripción	Cantidad	Salario / unidad	Total (\$)
15032	Instalación de unidad de tomacorrientes 120 V, incluye alambrado, empotrado de caja y repello de pared perforada.	1	15	15
15033	Instalación de unidad de luz, incluye alambrado, empotrado de caja y repello de pared	1	15	15
15034	Instalación de unidad de tomacorrientes a 220 V, incluye alambrado, empotrado de caja y repello de pared perforada.	1	15	15
Total, mano de Obra				45
Valor Unitario de la Mano de obra				15
% ley de Trabajo (10%)				1.5
Costo unitario de la mano de obra				16.5
Costo directo por Unidad Sub total "A"				1830.9
% Administración y gastos Generales (25%)				457.73
Sub-Total "B"				2288.63

*Tabla 1- 11. Ejemplo de análisis de precios unitarios.*

El costo unitario de mano de obra es igual a:

Unidades de luz multiplicadas por costo unitario de unidades de luz + unidades de tomas 120 V multiplicadas por costo unitario de unidades de tomas 120 V + unidades de tomas 220 V multiplicadas por costo unitario de unidades de tomas 220 V + costo unitario de equipo multiplicado por total de unidades instaladas + costo unitario de mano de obra multiplicadas por el número de unidades instaladas.

Para los equipos se determina si estos son propios o alquilados, se investiga los precios de compra, los factores de uso y las tarifas de alquiler para calcular el costo diario del conjunto de los equipos necesarios, este costo diario es transformado en costo por unidad dividido entre el rendimiento.

Para mano de obra se estima el costo diario determinando el personal necesario, su salario y su porcentaje de prestaciones sociales, el costo por unidad se obtiene dividiendo el costo diario entre el rendimiento estimado.

A los costos de los materiales, equipos y mano de obra o costos directos se le agregara un porcentaje para la asignación de los costos indirectos para obtener los costos totales.

Por último, se asigna un porcentaje en concepto de utilidades sobre los costos totales para determinar el precio unitario, estas utilidades también forman parte del costo o porcentaje de administración. Este proceso es representado gráficamente en la siguiente figura:

### Proceso análisis de precio unitario

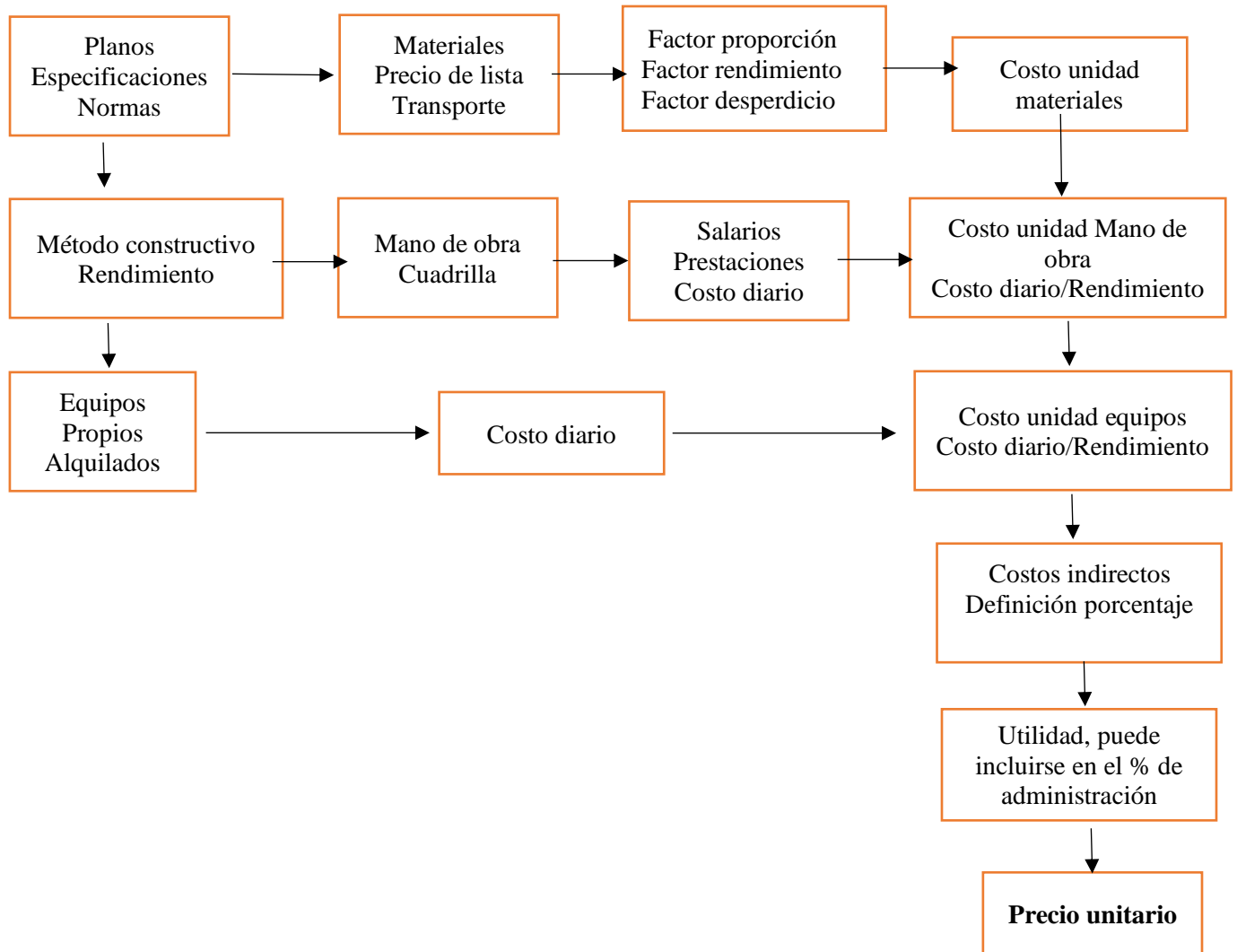


Figura 1- 21. Proceso del análisis de precios unitarios.

**Nota:**

- Al costo de la mano de obra, debe agregársele el cargo empresarial por prestaciones sociales, el cual debe calcularse.
- Los rubros: costos indirectos y utilidades pueden calcularse como uno solo denominado porcentaje de administración, el cual toma en cuenta los gastos de oficina, secretaria, contador, alumbrado, alquiler de local, finanzas, gastos de campo, gastos de licitación, supervisión, publicaciones y promoción, utilidades.



### Factores a considerar en los costos de mano de obra:

En la mano de obra, se debe considerar que: si una persona tiene un salario de \$700 dólares mensuales, esto significa que para la empresa es un costo mayor debido que adicional debe pagar: días no laborales, domingo y sábado por la tarde, días festivos, vacaciones, indemnización por despido, cuotas del ISSS y AFP y otras prestaciones, todas ellas se les denomina “carga empresarial por prestaciones sociales” y representa el porcentaje adicional de gastos en que incurre una empresa y esto es por cada trabajador.

En la tabla 1-12, se describe detalladamente los días efectivos laborales, así como los días no laborales en el periodo de un año.

<b>Tiempo Efectivo de Trabajo (incluye 4 horas por cada sábado)</b>	
<b>Concepto</b>	<b>Días</b>
Días no laborales por fines de semana	104
Feridos nacionales	11
Vacaciones anuales	15
Días laborales por año	130
Horas útiles anuales	2088

Tabla 1- 12. Días laborales anualmente. Incluye cuatro horas adicionales de sábados.

A continuación, se presenta un ejemplo de costo de mano de obra para un técnico electricista.

<b>Costo salarial para un técnico electricista</b>		
Salario		750.00 \$
Cuota Patronal ISSS	7.5 %	56.25 \$
Cuota Patronal AFP	6.75 %	50.63 \$
INSAFORP	1 %	7.50 \$
Aguinaldo (Salario de 10 días)		20.83 \$
Vacaciones (30% de 15 días)		9.38 \$
Indemnización (1 Salario x año)	Equivalente Mes	62.50 \$
Costo mensual		957.08 \$
Costo diario, sobre 30 días		31.90 \$
Costo anual por 12 meses		11,485.00 \$
Costo por hora		5.50 \$
Costo por 8 horas de trabajo		44.00 \$

Tabla 1- 13. Costo salarial para un técnico electricista.

Carga empresarial = 1.28

A continuación, se describe cada fórmula utilizada:

$$\text{carga empresarial} = \frac{\text{costo mensual}}{\text{salario}} \quad [\text{ec. 6}]$$

$$\text{costo por hora} = \frac{\text{costo anual}}{\text{horas utiles anuales}} \quad [\text{ec. 7}]$$

$$\text{costo anual} = \text{costo mensual} \times 12 \quad [\text{ec. 8}]$$

$costo\ mensual = \% cuota\ patronal + \% AFP + \% insaforp + \% aguinaldo + \% indemnizacion + \% vacaciones$  [ec.9]

$costo\ diario, sobre\ 30\ dias = \frac{costo\ mensual}{30}$  [ec.10]

En la tabla 1-14, se presenta un desglose para el costo de mano de obra para un ingeniero electricista. Carga empresarial = 1.61.

Costo salarial para Ingeniero Electricista		
Salario		2,000.00 \$
Cuota Patronal ISSS	7.5 %	150.00 \$
Cuota Patronal AFP	6.75 %	135.00 \$
INSAFORP	1 %	20.00 \$
Aguinaldo (Salario de 10 días)		55.56 \$
Vacaciones (30% de 15 días)		25.00 \$
Indemnización (1 Salario por año)		166.67 \$
Capacitación		450.00 \$
Viáticos		208.00 \$
	Costo mensual	3,210.22 \$
	Costo diario	107.01 \$
	Costo anual	38,522.67 \$
	Costo por hora	18.45 \$
	Costo por 8 horas de trabajo	147.60 \$

Tabla 1- 14. Costo salarial para un técnico electricista.

## 1.4 PRESUPUESTO

Los presupuestos, usualmente se presentan por partidas, cada partida tiene su costo por metro lineal, por metro cuadrado, por cada unidad o por suma global. En ocasiones se solicita el precio unitario desglosado en: P.U. materiales + P.U. de mano de Obra y P.U. de administración, la suma de los tres constituye el P.U. (Precio Unitario) de la partida correspondiente. A continuación, se muestra un ejemplo de formato básico para la elaboración de un presupuesto:

FECHA:					
OBRA:					HOJA #
COD.	DESCRIPCION	UND.	CANTIDAD	PRECIO	PRECIO
PART.				UNITARIO	TOTAL

Tabla 1- 15. Ejemplo de formato para la elaboración de un presupuesto.

Conviene mencionar que preparar un presupuesto **no es preparar una lista de materiales**. En el precio unitario de cada partida en la que se desglosa el presupuesto están contenidos los correspondientes precios unitarios de materiales, la mano de obra y la administración. La administración representa un porcentaje de la suma de los

costos directos de materiales y mano de obra, y en este porcentaje se incluyen los gastos administrativos de oficina y/o de campo, así como las utilidades. Los porcentajes de administración son variables para cada empresa y se encuentran entre un 15% y un 55%, cuando se incluyen el suministro de materiales y mano de obra, los porcentajes dependen también del tipo de obra, si solo se suministran materiales, si solo mano de obra, grado de dificultad, entre otros factores.

#### 1.4.1 EJEMPLOS DE PRESUPUESTO

5	SUBESTACIÓN	Cantidad	Unidad	P.U.	SUB TOTAL	TOTAL
						<b>\$ 16,900.00</b>
5.1	Transformador monofásico 240/120 voltios de 100 KVA, incluye pararrayos, cortacircuito, red de tierra con al menos 6 barras de 5/8 por 10, unidas con cable 1/0 hasta obtener menos de 2 Ohms de resistencia a tierra, emplear soldadura exotérmica.	1	S.G.	\$ 4,000.00	\$ 4,000.00	
5.2	Tramo de 50 metros de línea primaria, 1 fase más neutro, ACSR 1/0 aéreo, en postes de 35 pies, uno de concreto y el otro metálico, separados dos metros del tapial existente, incluye dos retenidas, estructura de remate corrido con cortacircuito en poste de entrega #1, y estructura de remate una fase más neutra en poste #2, dejar espacio para retenida. Incluye la poda, retiro y desalojo que sea necesaria para los libramientos requeridos por la normativa.	1	S.G.	\$ 2,000.00	\$ 2,000.00	
5.3	Trámites, factibilidad de servicio y pagos en DEUSEM y/o Organismo de Inspección para la conexión del punto de entrega al transformador, planos, medidor y demás cargos.	1	S.G.	\$ 2,000.00	\$ 2,000.00	
5.4	Acometida desde transformador a tablero general TG con 4 # 4/0 + 2#2/0 en 2 tubos conduit metálico de 2 1/2"	18	mts	\$ 200.00	\$ 3,600.00	
5.5	Tablero general, tipo industrial Main de 400 amperios 2 polos barras de 500 amp. Monofásico, 1 ramal de 150/2p para nuevo dentro de cómputo, un ramal de 125/2p para centro de cómputo actual, 1 ramal de 30/2p, para supresor. Todos los ramales tipo industrial. Espacio futuro para 3 ramales adicionales.	1	S.G.	\$ 2,500.00	\$ 2,500.00	
5.6	Alimentador desde TG a acometida existente de centro de cómputo actual, con 2 cables THHN #1/0 + 1#2 en tubería EMT de 2", llevar tierra a tablero existente desde la red con cable #2, empalme con uniones entalladas de cobre encintadas en caja de registro.	9	mts	\$ 200.00	\$ 1,800.00	
5.7	Supresor de 100 Kamp monofásico 240/120 V a instalar en TG	1	u	\$ 1,000.00	\$ 1,000.00	

SISTEMA ELECTRICO						
1.0	AULA DE INFORMATICA	CANT.	UNI.	P.U.	SUB TOTAL	TOTAL
						\$ 21,640.05
1.01	Subtablero TOMACORRIENTES, suministro e instalación de tablero de 24 espacios, monofásico, main de 90 amperios, para aula de informática, barras de 125 A, incluye polarización y dados de protección; 15 A/1P(3), 20 A/1P(4), 50 A/2P(2) y 30 A/2P(1), para un voltaje a 120/240 v, empotrado en pared. INCLUYE REORDENAMIENTO DE SUBTABLERO EXISTENTE INFORMATICA E INSTALACION PROTECCION TERMICA DE 90A-2P	1.00	C/U	\$250.00	\$250.00	
1.03	Supresor de voltajes transientes. suministro y montaje, monofásico, 120/240 v, ac tres hilos más tierra, corriente mínima 80ka, conectado al circuito n° 1 de tg, protegido por disyuntor de 30a/ 2p, alimentación con 4-THHN-10-ø1", en gabinete nema 1, si fuera necesario instalación superficial, deberá alojarse en columna simulada a colocarse en la entrada del UPS y a la salida del UPS	1.00	C/U	\$750.00	\$750.00	
	Supresor de voltajes transientes. suministro y montaje, monofásico, 120/240 v, ac tres hilos más tierra, corriente mínima 100ka, conectado al circuito n° 1 de tg, protegido por disyuntor de 30a/ 2p, de acuerdo a la capacidad interruptiva de las protecciones del tablero general, alimentación con 4-THHN-10-ø1", en gabinete nema 1	1	u	\$850.00	\$850.00	
1.04	Red De Polarización Para Tomacorrientes, Luminarias Fluorescentes Y Supresor De Vt $Z \leq 1 \Omega$ (Formada Por Barras Copperweld De 5/8"X10', Conductor De Cobre Desnudo 2/0 Awg, Unidos Con Soldadura Exotérmica Tipo Thermoweld O Cadweld, Las Barras Estarán Separadas 3,00 Mts. Una De La Otra, Formando Un Rectángulo, A Conectarse A La Barra Colectora De Tierra (Placa De Polarización) De Tg. El Número De Barras Dependerá De Alcanzar Una Resistencia De Tierra ( $Z < 1.00 \text{ Ohmio}$ ).	1.00	C/U	\$800.00	\$800.00	
1.05	Columna simulada para alojar tablero eléctrico y supresor de voltajes transientes, de block de concreto de 15cmsx 20cms x 40cms, lleno de concreto fc=180kg con pines anclados n° 3, anclados a pared @ 0.40 y estribo n° 2 @ 0.40, recorte ajustado de acuerdo al ancho del tablero.	1.00	C/U	\$125.00	\$125.00	
1.06	Luminaria LED 3x18 watts. suministro y montaje a 120 v, superficial, difusor plástico blanco cuadrículado tipo rejilla, tubo t-8, tipo luz de día, incluye alambrado, canalización y polarización (conductor chaqueta aislante verde y terminal de ojo).	3.00	c/u	\$135.00	\$405.00	
1.07	Interruptor de sencillo. suministro e instalación con terminal de conexión a tierra, 15 a, 120/277 v, de palanca y carcasa termoplástica resistente al alto impacto, color marfil y placa de acero inoxidable, caja rectangular de 4"x2" de hierro galvanizado pesada, para controlar luminarias.	2.00	c/u	\$15.00	\$30.00	
	Suministro de tubos LED de 18 W, 120 voltios, montaje en los cuerpos de luminarias existentes	36.00	C/U	\$30.00	\$1,080.00	
	Interruptor de sencillo. suministro e instalación con terminal de conexión a tierra, 15 a, 120/277 v, de palanca y carcasa termoplástica resistente al alto impacto, color marfil y placa de acero inoxidable, caja rectangular de 4"x2" de hierro galvanizado pesada, para controlar luminarias.	2.00	c/u	\$35.00	\$70.00	

2.0	LABORATORIO	CANT.	UNI.	P.U.	SUB TOTAL	TOTAL
						\$6,325.00
2.01	Subtablero tomacorrientes, suministro e instalación de tablero de 24 espacios, monofásico, main de 90 amperios, para aula de informática, barras de 125 A incluye polarización y dados de protección; 15 A/1P(3), 20 A/1P(4), 50 A/2P(2) y 30 A/2P(1), para un voltaje a 120/240 v, empotrado en pared.	1.00	C/U	\$250.00	\$250.00	
2.02	Columna simulada para alojar tablero eléctrico y supresor de voltajes transientes, de block de concreto de 15cmsx 20cms x 40cms, lleno de concreto fc=180kg con pines anclados n° 3, anclados a pared @ 0.40 y estribo n° 2 @ 0.40, recorte ajustado de acuerdo al ancho del tablero.	1.00	C/U	\$125.00	\$125.00	
2.03	Luminaria LED 4x18 watts. suministro y montaje a 120 v, de empotrar en cielo falso, difusor plástico blanco cuadrículado tipo rejilla, tubo t-8, tipo luz de día, incluye alambrado, canalización y polarización (conductor chaqueta aislante verde y terminal de ojo).	12.00	c/u	\$135.00	\$1,620.00	
2.03.01	Suministro e instalación de tubos LED de18 watts. 120 voltios, en los cuerpos existentes de las luminarias, incluye limpieza de difusor y accesorios. Incluye bodega.	42.00	Tubos LED	\$30.00	\$1,260.00	
2.04	Interruptor de doble. suministro e instalación con terminal de conexión a tierra, 15 a, 120/277 v, de palanca y carcasa termoplástica resistente al alto impacto, color marfil y placa de acero inoxidable, caja rectangular de 4"x2" de hierro galvanizado pesada, para controlar luminarias.	4.00	c/u	\$15.00	\$60.00	
2.05	Unidad de luz en pasillos, con su respectivo apagador, las luminarias a instalar son ocho de las existentes con LED ítem 2.03.01, incluye alambrado, canalización y polarización (conductor chaqueta aislante verde y terminal de ojo).	10.00	u	\$100.00	\$1,000.00	
2.06	Interruptor de doble. suministro e instalación con terminal de conexión a tierra, 15 a, 120/277 v, de palanca y carcasa termoplástica resistente al alto impacto, color marfil y placa de acero inoxidable, caja rectangular de 4"x2" de hierro galvanizado pesada, para controlar luminarias.	4.00	c/u	\$35.00	\$140.00	
2.07	Tomacorriente doble polarizado, suministro e instalación, cuerpo entero, configuración nema 5-20R, 3 hilos, 20A, 125V, de nylon extrafuerte, resistente al alto impacto y la placa de acero inoxidable caja rectangular de 4"x2", de hierro galvanizado pesada (incluye alambrado, canalización y polarización). a ubicar en las paredes del laboratorio.	8.00	C/U	\$45.00	\$360.00	

## 1.4.2 FORMATO DE PRESUPUESTO DESGLOSADO

ITEM	Descripción	Cantidad	Unidad	P.U. Mat(\$)	P.U.M.O.(\$)	P.U.Adm.(\$)	P.U.(\$)	P.Total(\$)
1	Suministro de equipos importados							
1.1	Panel HiDM CS1U-420MS (Canadian Solar) 420Wp, monocristalino	288	U	250.00			250.00	72,000.00
1.2	Inversor Fronius Symo 20.0-3 480V	6	U	4,800.00			4,800.00	28,800.00
1.3	Conermex Combiner Box CCD-4S-TL, fusibles de cartucho gPV; 15A; 1kVCC; para cada terminal + y - de cada string.	6	U	275.00			275.00	1,650.00
1.4	Fronius 100A Positive Input Combiner DC Connector Kit, 42,0201,4479	6	U	33.00			33.00	198.00
1.5	Fronius 100A Negative Input Combiner DC Connector Kit, 42,0201,4480	6	U	33.00			33.00	198.00
1.6	Supresor de picos CITEL Serie 200M, trifásico, 200kA, 277/480 Vac.	1	U	725.00			725.00	725.00
1.7	Gastos por importación	1		31,071.30			31,071.30	31,071.30
	<b>SUBTOTAL 1</b>							<b>134,642.30</b>
2	Adquisición e instalación del sistema DC							
2.1	Estructura soporte MFV, rieles de aluminio para montaje de 4.2m (para cuatro módulos en vertical) y elementos para soporte (pernos, arandelas, tuercas)	72	U	35.00	10.00	11.25	56.25	4,050.00
2.2	Panel HiDM CS1U-420MS (Canadian Solar) 420Wp, monocristalino (Instalación)	288	U		10.00	90.00	100.00	28,800.00
2.3	Alimentadores desde cada String de MFV a las Combiner Box CCD-4S-TL, 3 cables PV XLPE #12 aislado 1kV, en tubería EMT $\phi$ 3/4", elementos de conexión, tuberías sostenidas con abrazaderas.	150	M	10.50	2.00	3.13	15.63	2,343.75
2.4	Inversor Fronius Symo 20.0-3 480V (Instalación)	6	U		150.00	1,237.50	1,387.50	8,325.00
2.5	Alimentador para Inversores Fronius Symo 20.0-3 480V, compuesto por 2x PV XLPE #6 + 1x PV XLPE #8 (Tierra) aislados a 2kV, en tubería EMT $\phi$ 1", desde Combiner Box CCD-4S-TL hasta el inversor.	120	M	10.95	2.00	3.24	16.19	1,942.50
	<b>SUBTOTAL 2</b>							<b>45,461.25</b>

### 1.4.3 EJEMPLO DE CÁLCULO DEL PORCENTAJE DE ADMINISTRACIÓN

**Determinar el % de administración requerido para construir un proyecto de electrificación con las siguientes características:**

- 25km de línea primaria y secundaria.
- Ubicación: Morazán. Área Rural.
- Duración: 8 meses.
- Monto total materiales: \$175,00
- Monto total mano de obra: \$75,000
- Asuma: La empresa desarrolla simultáneamente 3 proyectos similares.

- **Administración de campo = gastos administrativos en la obra.**

Alquiler de vivienda= \$150/mes x 8 meses = **\$1,200**

Vigilancia= 2 personas x \$25= \$50 x 3 días x 2 veces/mes x 8 meses = **\$2,400**

Combustible= 70km/día x 1/(30km/gal) x \$4/gal x22 días = \$205/mes

+ 150km x 2días/30 mes x 2(ida/vuelta) x \$4/gal = \$80/mes = \$285/mes x 8= **\$2,280**

Depreciación automóvil: \$40/día x22 días x8 meses = **\$7,040**

(Depreciación en concepto de alquiler)

Equipos y materiales = \$200x 8 meses = **\$1,600**

Comunicación:

Celular \$20x 8 meses = **\$160**

Por tanto: **Adm. Campo = \$14, 680**

- **Administración de Oficina (3 proyectos)**

	<b>Mensual</b>
Alquiler	\$500
Agua	\$15
Luz	\$45
Teléfono	\$50
Promoción	\$75
Papelería	\$25
<b>Total</b>	<b>\$710</b>

**Subtotal 1= \$710x8 meses = \$5680**

Secretaria	\$500
Ordenanza	\$400
Gerente	\$2000
Supervisor	\$1200 x2 = 2,400
<b>Total</b>	<b>\$5300</b>

**Subtotal 2 = \$5300 x 1.43 (carga empresarial) x 8 meses = \$60, 632**

**Nota: Se ha supuesto que la carga empresarial de los salarios de los empleados es 1.43**

Contador= \$200/mes x 8 meses = \$1600

Auditor = \$500/año

Alcaldía = \$50x8 = \$400

**Subtotal 3= \$1600+\$500+\$400 = \$2500 x 1.43 (carga empresarial) = \$3,575**

Por tanto: **Adm. Oficina = \$69,887/ 3 proyectos = \$23,296**  
**(Suponiendo 3 proyectos similares en ejecución)**

- **Gastos del proyecto**

**Gastos Oferta = \$750**

Garantía oferta: 10%

G. fiel cumplimiento: 20%

G. Buena Obra: 10%

G. Daño Terceros: 10%

G. Anticipo: 20%

**Monto total estimado de la obra: \$400,000**

**$\Sigma 70\%$  x Valor de la Obra = \$280,000**

Banco = 1.5% = **\$4200**

T. Supervisor (6 viajes/mes) = (200kmx2) / (40km/gal) = (10gal) (\$4) (6)(8) = **\$1920**

Depreciación vehículo = \$20 x 6 viajes x 8 meses = **\$960**

Viáticos = \$15x 6 viajes x 8 meses = **\$720**

Utilidades= **\$60,000** (es decir **\$7,500** por mes)

Por tanto: **Gastos proyecto = \$60,000+\$4200+\$1920+\$960+\$720+\$750 = 68,550**

**Total, de gastos administrativos: Adm. Campo + Adm. Oficina + Gastos Proyecto**

**\$14, 680 + \$23, 296 + \$68,550 = \$106, 526**

## **Resumen**

**Costos Directos = Total Material + Total mano de obra = \$175,000 + \$75,000 = \$250,000**

**Costos Indirectos = Total Gastos Administrativos = \$106, 526**

**Monto total Obra = Costos Directos + Costos Indirectos = \$356, 526**



- **Cálculo del % de administración**

$$\%Ad = \frac{\text{Monto Total}}{\text{Costos Directos}} - 1$$

$$\%Ad = \frac{\$356,526}{\$250,000} - 1 \simeq 1.43 - 1 = 0.43(100\%) = 43\%$$

## 1.5 ESPECIFICACIONES EN CONTRATOS DE CONSTRUCCIÓN

Las especificaciones definen las normas, procedimientos y exigencias a emplearse en el desarrollo de un proyecto. Son un complemento de los documentos del contrato y de los planos de la obra. Se clasifican en:

- **Especificaciones Generales:** Se refieren a aspectos tales como: alcance de las obras, tiempos de entrega, experiencia del personal, aspectos de seguridad, entre otros.
- **Especificaciones Técnicas:** Describen cada uno de los rubros contenidos en un proyecto, por ejemplo: trabajos preliminares, aspectos de seguridad, señalización, canalizaciones, conductores, tableros, protecciones, tomas, luminarias, sistema de tierra, subestación, red primaria, entre otros. Contienen además los procedimientos de ejecución, aceptación, materiales herramientas y equipos a utilizar, su forma de medición (metros, S.G., por unidad instalada, etc.) y la forma de pago por el trabajo realizado. En estas se hace referencia a las Normas, manuales y reglamentos a emplear para la instalación, seguridad industrial, medioambientales, etc.

A continuación, se presentan una serie de ejemplos de especificaciones técnicas:

En las siguientes especificaciones se hace referencia a algunas normas típicas publicadas en folletos o manuales. Debe entenderse que se aplicarán las normas que aparezcan en la edición o revisión más reciente al momento de la presentación de la oferta.

Las abreviaturas de las normas usadas en las presentes especificaciones son las siguiente:

**CODIGO:** Código Nacional Eléctrico de los Estados Unidos de América (NEC).

**NEMA:** National Electrical Manufacturer Association.

**IEEE:** Institute of Electrical and Electronics Engineers.

**UL:** Underwriters Laboratories.

### 1. TOMAS DE CORRIENTE

#### a. Tomas de corriente dobles.

Todos los tomas de corriente, siempre y cuando no se especifiquen lo contrario, serán tipo cuerpo entero, de pared, dobles, color blanco, 15 Amp., 127-277Volts., polarizados tipo tres clavijas (NEMA 5-15R). Similar a Bticino Matix. Serán alojados en cajas rectangulares de 4"x2" plásticas, a una altura de 30 cms. sobre el nivel del piso terminado o especificada por el Supervisor al momento de la ejecución de la obra. En instalaciones superficiales de tomas, las canalizaciones de la parte expuesta a daño mecánico deberán efectuarse en tubería EMT, IMC o Aluminio y las cajas serán metálicas 4x2 del tipo intemperie UL, debidamente polarizadas.

#### **b. Tomas de corriente trifilares 208V.**

Los tomas de corriente trifilares serán de pared, 20 y 50 Amp., 250 Volts., polarizados tipo tres clavijas. Serán alojados en cajas cuadradas de 4"x4", a una altura de 30 cms. sobre el nivel del piso terminado o especificada por el supervisor al momento de la ejecución de la obra. En instalaciones superficiales de tomas, la canalización en la parte expuesta a daño mecánico deberá efectuarse en tubería EMT, IMC o Aluminio y las cajas serán metálicas 4x2 o 4x4 del tipo intemperie UL, debidamente polarizadas.

En general, se deberá tener cuidado de aislar completamente las terminales de conexión de los tomacorrientes cuando sean instalados.

### **2. LUMINARIAS**

“El Contratista” instalará las luminarias especificadas y descritas en el cuadro de luminarias que aparecen en planos, incluyendo sus bombillos o tubos fluorescentes. El tipo, marca y número de catálogos sirve para que el “Contratista” conozca cuales son las luminarias que se desean instalar.

La definición y tropicalización de las luminarias será realizado por arquitectura.

Las luminarias de montaje empotrado en cielo falso se suspenderán de la estructura o de la losa por medio de tensores de alambre galvanizado # 16 doble y entorchado, ajustados de tal manera que las luminarias queden perfectamente niveladas y a ras del cielo falso sin ejercer presión alguna sobre este.

Las luminarias de montaje superficial en pared o losa se sujetarán mediante anclas y pernos y deberán ser dimensionados según el peso de cada aparato.

### **3. INTERRUPTORES PARA LUMINARIAS**

Los interruptores a colocarse serán del tipo dado, color blanco, 16Amp., 127-277Volts., de una, dos o tres vías, uno o dos polos, según sea especificado en los planos. Similar a Bticino Matix. Serán alojados en cajas rectangulares de 4"x2", a una altura de 1.20 cms. sobre el nivel del piso terminado o especificada por el supervisor al momento de la ejecución de la obra. En instalaciones superficiales de tomas, la canalización en la parte expuesta a daño mecánico deberá efectuarse en tubería EMT, IMC o Aluminio y las cajas serán metálicas 4x2 del tipo intemperie UL, debidamente polarizadas.

En general, se deberá tener cuidado de aislar completamente las terminales de conexión de los interruptores cuando sean instalados.

#### **1.5.1 DOCUMENTOS DEL CONTRATO**

Se definen como un conjunto de documentos que constituyen el contrato de construcción o desarrollo de un proyecto, entre los que se encuentran:

- Acuerdo entre propietario y contratista. Objetivos del proyecto.
- Condiciones del contrato y su forma de contratación.
- Fianzas y garantías.
- Plan de oferta.
- Planos del proyecto y sus especificaciones.

- Programa de trabajo.
- Condiciones para el desarrollo de las obras.
- Forma como se manejarán las adiciones y modificaciones del proyecto.
- Bitácora de la obra.
- Adendas.
- Cartel de licitación.
- Otros.

## 1.6 ORGANISMOS DE INSPECCIÓN

Lo descrito en este apartado ha sido tomado del sitio web del “*Organismo Salvadoreño de Acreditación*” (OSA), con el fin de dar a conocer los requisitos que son necesarios para el diseño, ejecución y supervisión, de nuevos proyectos en el área eléctrica, en específico instalaciones eléctricas en BT y MT.

Según lo establecido en el acuerdo **No. 387-E-2018**, el cual fue emitido por la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET), en el año 2019, las compañías distribuidoras deben solicitar un **certificado de conformidad** como requisito indispensable para la conexión de nuevos suministros de energía, siempre y cuando la instalación se encuentre dentro de alguna de las categorías que se describen a continuación:

- Gran Demanda.
- Nuevas Redes de Distribución Propiedad de Terceros.
- Nuevas Urbanizaciones.

### 1.6.1 QUE SON LOS ORGANISMOS DE INSPECCIÓN ACREDITADOS (OIA)

Los organismos de inspección acreditados, “*Son personas naturales o jurídicas debidamente acreditadas por el Organismo Salvadoreño de Acreditación (OSA), que realizan la revisión de planos e inspección de instalaciones eléctricas para verificar el cumplimiento de la “Norma Técnica de Conexiones y Reconexiones Eléctricas en Redes de Distribución de Baja y Media Tensión” y extienden un certificado de conformidad a aquellas instalaciones o planos que cumplen con dicha normativa*”.

El organismo salvadoreño de acreditación (OSA), evalúa a los organismos de inspección, en el cual verifica que el organismo de inspección cumpla con los requisitos de acreditación establecidos internacionalmente, como la ISO/IEC 17020:2012. los cuales son Requisitos para el funcionamiento de diferentes tipos de organismos que realizan la inspección, cumpliendo también con criterios específicos establecidos por el OSA.

El alcance bajo el cual los “organismos de inspección acreditados” han sido acreditados, se resume en la tabla 1-16.

Campo de Inspección	Actividad de Inspección	Método de Referencia
Instalaciones Eléctricas en Media y Baja Tensión	Revisión de planos de Diseño	Procedimiento de Evaluación de la Conformidad de la Norma Técnica de Conexiones y Reconexiones Eléctricas en Redes de Distribución de Baja y Media Tensión.  Acuerdos de SIGET: No. 387-E-2018 No. 125-E-2018 No. 58-E-2017 No. 93-E-2008 y sus modificaciones (No.1087-E-2013)
	Inspección de Instalaciones Eléctricas (Nuevos servicios, Modificaciones, Servicios Provisionales, Reconexiones)	
	Revisión de Planos Como Construido	

Tabla 1- 16. Alcance de los organismos de inspección acreditados. Tomado de: (OSA, 2019).

El fin común para el que estos organismos de inspección realizan su labor; es “*garantizar a la población salvadoreña instalaciones eléctricas seguras, además se garantiza el bienestar de los usuarios y sus bienes*”.

Con la inspección realizada por los OIA:

- Se mitigan posibles causas de fallas eléctricas o calentamiento en cables, tomacorrientes e interruptores.
- Se reduce el riesgo de sufrir choques eléctricos por fallas en los equipos.
- Se minimiza la posibilidad de que ocurran incendios por causa de cortocircuitos.
- Se minimizan pérdidas de energía causada por malas conexiones.

En nuestro país SIGET tomó como referencia el NEC del año 2008 versión en español, como reglamento obligatorio para el diseño de instalaciones eléctricas, sin embargo, es recomendable utilizar versiones del NEC más recientes, ya que este se va actualizando conforme pasan los años.

La labor realizada por los OIA, no es gratuita, tiene un costo monetario, SIGET ha definido los precios a ser cancelados por los usuarios que solicitan la inspección a ser realizada, esto se describe en la tabla 1-17.

Código SIGET	Tipo de Servicio	Cargo por primera inspección o revisión	Cargo por inspección o revisión adicional
INB	Inspección de instalaciones eléctricas para conexión de servicio BIFILAR para pequeñas demandas en baja tensión (Ej. 120V)	\$ 45.22	\$ 28.26
INT	Inspección de instalaciones eléctricas para conexión de servicio TRIFILAR para pequeñas demandas en baja tensión (Ej. 240V)	\$ 45.22	\$ 28.26
INTF	Inspección de instalaciones eléctricas para conexión de servicio TRIFÁSICA para pequeñas demandas en baja tensión.	\$ 45.22	\$ 28.26
RPD	Revisión de planos de diseño de instalaciones eléctricas para mediana o gran demanda.	\$ 120.87	\$ 35.49
RPC	Revisión de planos como construidos e inspección de instalaciones eléctricas para mediana y gran demanda.	\$ 140.20	\$ 82.63

Tabla 1- 17. Tarifas máximas a ser canceladas a los OIA. Tomado de: (OSA, 2019).

Las instalaciones eléctricas que deben de ser inspeccionadas por los OIA; son todas las que operen en baja tensión (menor de 600 V), o media tensión (menor que 115 kV) ya sea pequeña, mediana o gran demanda, esto incluye los servicios residenciales.

Según el Acuerdo No. 125-E-2018 emitido por la SIGET, y el documento llamado “**Organismos de Inspección acreditados en el sector eléctrico**”, (OSA, 2019), las compañías distribuidoras deberán de requerir un certificado de conformidad de sus instalaciones eléctricas para realizar la conexión según las siguientes etapas:

***Etapas 1:*** Se requerirá certificado de conformidad de las instalaciones eléctricas clasificadas en la categoría de Gran Demanda, tanto en baja tensión (BT) como en media tensión (MT), así como las nuevas redes de distribución propiedades de terceros o de nuevas urbanizaciones. Para este último caso se incluyen las instalaciones eléctricas de las viviendas o locales construidos por el urbanista dentro de la urbanización.

***Etapas 2:*** Se requerirá certificado de conformidad de las instalaciones eléctricas clasificadas en la categoría de Mediana Demanda en baja y media tensión, además de las descritas en la etapa 1.

***Etapas 3:*** Se requerirá certificado de conformidad de las instalaciones eléctricas clasificadas en la categoría de Pequeña Demanda en baja tensión excluyendo a los Servicios Residenciales, adicional a los descritos en las dos etapas anteriores.

***Etapas 4:*** Se requerirá certificado de conformidad de las instalaciones eléctricas clasificadas en la categoría de Servicios Residenciales que estén ubicados en las áreas urbanas de los municipios de San Miguel, Santa Ana y los municipios que conforman el Área Metropolitana de San Salvador\*, además de los detallados en las etapas anteriores.

***Etapas 5:*** Se requerirá certificado de conformidad de las instalaciones eléctricas clasificadas en la categoría de Servicios Residenciales que estén ubicados en las áreas urbanas de todas las cabeceras departamentales del país, además de lo descrito en las etapas anteriores.

***Etapas 6:*** Se requerirá certificado de conformidad de las instalaciones eléctricas clasificadas en la categoría de Servicios Residenciales de todo el país, además de los detallados en las etapas anteriores.

Las solicitudes de inspección y los procedimientos a seguir pueden encontrarse en: [www.osa.gob.sv](http://www.osa.gob.sv)

### **Aspectos técnicos a ser verificados en la inspección**

Los aspectos técnicos que serán evaluados en la revisión de planos de diseño de las instalaciones eléctricas se describen a continuación:

- Norma Técnica de Conexiones y Reconexiones Eléctricas en Redes de Distribución en Media y Baja Tensión y sus modificaciones (Acuerdo No. 93-E-2008 y No. 1087-E-2013)
- National Electrical Code 2008 (NEC 2008) versión en español, o versiones más recientes.
- Estándares para la Construcción de Líneas Aéreas de Distribución de Energía Eléctrica.

Nota: en cuanto al cumplimiento del NEC 2008, se verificarán las redes de puesta a tierra, el nivel de aislamiento en alimentadores, tipos y dimensiones de las canalizaciones y cajas, dimensionamiento de los conductores, códigos de colores de los conductores, separación de circuitos de iluminación y tomacorrientes, tipo de tomacorrientes, tablero de protección, entre otros.

Para una mejor comprensión en cuanto a los requisitos a cumplir y una mayor información con lo que respecta a los Organismos de Inspección Acreditados (OIA); se recomienda visitar el sitio web: [www.osa.gob.sv](http://www.osa.gob.sv).

A continuación, se presenta un ejemplo sobre algunas de las actividades a ser verificadas por el organismo de inspección acreditado:

<b>Generalidades sobre la actividad de inspección</b>	<b>Código NEC</b>
Identifique las partes de la instalación sujetas a inspección y cubiertas por el NEC	90.2 a y b
Verifique que la instalación ha sido efectuada con forme a planos y especificaciones	
Verificar si el rango de interrupción es adecuado a las condiciones de la instalación	110.9, 110.24
Verifique el cierre de cajas u otros no se encuentren tapados	110.12 a, 408.7
Verifique el adecuado montaje y espacio de ventilación del equipo	110.13 b
Verifique el uso de terminales, empalmes...	110.14 a y b
Verifique el rango de temperatura de las terminaciones, barras...	110.14 c
Verifique la existencia de señales de peligro o advertencia	110.16
Verifique la configuración NEMA de los equipos y su adecuación al ambiente del sitio de instalación	110.28
Verifique la adecuada distancia y espaciamiento de trabajo alrededor del equipo	110.26 a y b
Verifique que el espacio de trabajo no esté siendo empleado como bodega	110.26 b

<b>Métodos Generales de Alambrado</b>	<b>Código NEC</b>
Identifique el método de alambrado empleado y su idoneidad con las condiciones del local	capítulo 3
verifique que todos los conductores de un circuito estén agrupados juntos o en el mismo ducto	300.3 b, 210.4 d, 404.c
Compruebe que el nivel de aislamiento de los conductores, cuando diferentes sistemas ocupan el mismo ducto o caja	300.3 c y 2
Compruebe la no existencia de bordes afilados, tornillos o clavos y su adecuada protección	300.4 a, b, d, e, f.
Compruebe los factores de llenado en las canalizaciones y otros factores de agrupamiento	300.5 y tabla 300.5
Verifique que las canalizaciones y ductos son empleados solo para conductores eléctricos	300.8
Verifique la continuidad eléctrica de los ductos metálicos y cajas	300.10
Compruebe la adecuada soportaría de las canalizaciones o cables, soportados independientemente del cielo falso y de las luminarias	300.11
Verifique la continuidad de conductores de tierra en circuitos de ramal	30.13
Verifique la cantidad de conductores en la canalización	300.17
Verifique la instalación de todos los ductos, antes de instalar el conductor	300.18 (a)
Verifique la soportaría adecuada y su espaciamiento en canalizaciones	300.19
Verifique la correspondencia de los tableros con los requerimientos de diseño. Capacidad en barras, numero de circuitos, interruptor principal, capacidad interruptora, voltaje y clasificación NEMA basado en condiciones ambientales	
Verifique que las aberturas sin utilizar se encuentren tapadas	408.7

<b>Interruptores y receptáculos</b>	<b>Código NEC</b>
Verifique que los interruptores abren el conductor de fase	404.20
En las instalaciones húmedas los interruptores deben tener las tapaderas y cajas adecuadas al ambiente	404.40
Verifique que los interruptores se encuentran a menos de dos metros de altura y que sean operados de lugares accesibles	404.8/240.24 a
compruebe que todas las partes metálicas en cajas e interruptores estén aterrizadas	404.9 b/404.12
compruebe que el rango de operaciones encuentre dentro del rango de uso del interruptor o receptáculo	404.14/406.3 a /430.109
verifique que en general, los Dimmers están instalados para alumbrado incandescente	404.14 e
Verifique que en locales húmedos o a la intemperie se empleen receptáculos, tomas, con accesorios adecuados	406.90
Verifique que los tomas con tierra aislada, están apropiadamente identificados conectados a conductores de tierra aislada	406.3 d
Verifique la conexión adecuada de los tomas; fase, neutro, tierra y tierra aislada (polaridad)	406.4 / 250.146 / 20.11
Verifique la capacidad de los tomas es compatible con su uso	210.21 / 210.14



<b>Acometida de servicio alimentadores y circuitos de ramal</b>	<b>Código NEC</b>
Verifique que se tiene un solo servicio de entrada, si hay otro, identifíquelo y porque se justifica	230.2 a-d.
verifique el libramiento de la acometida en cuanto al paso de calles, edificaciones, techos y otros	230.9, 230.24, 230.26, 230.27, 680.8
Verifique que existe un gancho para la acometida, adecuadamente instalado y solo para uso de la acometida	230.28 y 230.29
Verifique la adecuada profundidad de los conductores de acometidas subterráneas y su apropiada protección de daño físico.	230.32, 230.50, 230.51, 300.5
Verifique la canalización y su pendiente, de manera que no haya empozamiento de agua dentro de la tubería.	230.53 y 230.54
Verifique los conductores de acometida de acuerdo a la carga	230.23 y 230.31
Verifique la existencia de medio de desconexión cerca de la acometida y adecuada capacidad de la protección, adyacente al medio de desconexión	230.70, 230.90, 230.91
Verifique que los conductores del alimentador, son adecuados a la carga	215.2, 215.5, 220.40, 220.61
Verifique la capacidad del conductor de alimentador en relación a la carga continua o no continua	215.2, 215.3, 220.62
Verifique que un medio de desconexión de 1000 amperios o más, requiere un equipo de protección "Ground Fault protection"	215.10, 230.95
Verifique que los alimentadores del transformador y cualquier otro, estén adecuadamente protegidos por dispositivos d sobre corriente	240.4 e y f, 240.21 b y c
verifique que los conductores puestos en paralelo no deben ser menores a 1/0	310.4 a

<b>Sistema de Tierra</b>	<b>Código NEC</b>
Determine que existen electrodos de tierra en el local y que otro hay existente	250.50, 250.52 a1-7,8
Verifique la capacidad de los conductores del electrodo de tierra y de los puentes	250.66, 250.64 f, 250.53 c
Verifique la no existencia de empalmes en el conductor de electrodo de tierra, y si lo están si han sido adecuadamente unido	250.64 c, 250.64 f
Verifique el tamaño correcto y la instalación de cualquier varilla, placa o tubería empleada	250.52, 250.53 a, b y g.
Verifique que los marcos metálicos y estructuras del edificio este aterrizado.	250.104 c
Verifique que la tubería de alimentadores y cajas estén adecuadamente aterrizados.	250.52 a1, 250.92 a y b
Verifique que el sistema derivado este apropiadamente polarizado, con sus electrodos de tierra, puentes...	220.61, 250.25 c
Identifique el equipo que requiere polarización.	250.110, 112, 114 y 116
Verifique el tamaño adecuado del conductor de tierra del equipo y su identificación.	250.118, 122 y 119
Verifique el aterrizamiento del tablero y los conductores de tierra del equipo en el tablero.	408.40
Verifique la adecuada instalación del conductor de tierra aislado.	250.146 d, 250.96 b, 406.3 d, 408.40
Mida la red de tierra de la instalación y compare con los valores normalizados.	

<b>Transformadores</b>	<b>Código NEC</b>
Verifique que la protección de sobre corriente por encima de 600V es adecuada.	TABLA 450.3 A,240.4, 240.21 B,240.100
Verifique que la protección de sobre-corriente por debajo de 600 V es adecuada.	TABLA 450.3B, 240.4, 240.21B, 240.100
Verifique la adecuada ventilación del transformador, espaciamiento de paredes y obstrucciones.	450.9
Verifique que el transformador posee un adecuado medio de desconexión.	450.14
Verifique en el caso de transformadores secos instalados en el interior, se encuentren separado de combustibles, cuartos resistentes al fuego o en bóvedas.	450.21
Verifique que transformadores secos en el exterior tengan su protección tipo intemperie.	450.22
Verifique que transformadores inmersos en aceite estén instalados de acuerdo a su aplicación y tipo de líquido aislante.	450.23 - 450.48
Verifique que los dispositivos de protección, pararrayos, cortacircuitos, seccionadores... corresponden con los niveles de voltaje empleados y los correspondientes niveles de aislamiento BIL y capacidad de cortocircuito.	490.21 B2, C3, C4, 280.4A

## REFERENCIAS

- [1] BP. (2019). *BP Statistical Review of World Energy 2019*. Londres: BP Statistical Review of World Energy. Obtenido de BP Statistical Review of World Energy 2019.
- [2] CNE. (2010). *Política Energética Nacional de El Salvador 2010 - 2024*. San Salvador: Consejo Nacional de Energía.
- [3] DIGESTYC. (2017). *Encuesta de Hogares y Propósitos Múltiples*. San Salvador: DIGESTYC.
- [4] CNE. (15 de diciembre de 2020). *Consejo Nacional de Energía*. Obtenido de [cne.gob.sv: http://estadisticas.cne.gob.sv/](http://estadisticas.cne.gob.sv/)
- [5] Unidad de Transacciones, S.A. de C.V. (2019). *Boletín Estadístico Anual 2019*. La Libertad, El Salvador: Unidad de Transacciones.
- [6] SIGET. (2019). *Boletín de Estadísticas Eléctricas N° 21*. San Salvador: SIGET.
- [7] SIGET. (2020). *Boletín de Estadísticas Eléctricas - Primer Semestre 2020*. San Salvador: SIGET.
- [8] CNE. (2018). *Rendición de Cuentas*. San Salvador: CNE.
- [9] CNE. (2019). *Plan Indicativo de la Expansión de la Generación Eléctrica de El Salvador 2019 - 2028*. San Salvador: CNE.
- [10] School, O. B. (28 de Septiembre de 2015). *obsiess.school*. Obtenido de <https://www.obs-edu.com/int/blog-project-management/viabilidad-de-un-proyecto/costos-directos-e-indirectos-de-un-proyecto>
- [11] OSA. (22 de 10 de 2019). *Organismo Salvadoreño de Acreditación*. San Salvador, El Salvador. Obtenido de [www.osa.gob.sv](http://www.osa.gob.sv)

# CAPÍTULO 2

**TABLAS NEC Y ELEMENTOS DE UNA  
INSTALACIÓN ELÉCTRICA.**

## 2.1 ACOMETIDAS

Se le llama “acometida eléctrica”, al tramo de línea entre el punto de entrega del servicio eléctrico por parte del distribuidor y el medidor del usuario.

La acometida puede ser:

- Secundaria o primaria, es decir en baja o media tensión.
- Aérea o subterránea.

En el año 2008, la Superintendencia de Electricidad y Comunicaciones (SIGET), a través del “**ACUERDO 93-E-2008**” normalizó el estándar para acometidas en BT y MT.

A continuación se presenta los criterios que comprende el diseño de éstas, según este acuerdo.

### 2.1.1 ACOMETIDAS EN BAJA TENSIÓN

Las acometidas se clasifican por la cantidad de hilos y fases, tal y como se describen a continuación:

- a) Bifilar (CAB: Conexión de acometida bifilar)
- b) Trifilar (CAT: Conexión de acometida trifilar)
- c) Trifásico (CF: Conexión de acometida trifásica trifilar)
- d) Tetrafilar (CTF: Conexión de acometida trifásica tetrafilar)

*“En el caso que los suministros a conectar sean más de uno, éstos se deberán servir por medio de una sola acometida, la cual alimentará el panel de medidores.*

*Para cargas mayores a cincuenta (50) kVA o cuando el usuario lo decida, éste deberá construir su propia subestación en media tensión (MT), debiendo solicitar al distribuidor información para la conexión de dicho servicio” (SIGET, 2008).*

En el “**artículo 64**”, de este referido acuerdo, se describen los tipos de conexiones, los cuales son:

1. *“Conexión simple: Consiste en el suministro de energía eléctrica a un solo usuario”.*
2. *“Conexión en derivación (banco de medidores de energía): se deberán utilizar, cuando se tenga que suministrar energía eléctrica a más de dos usuarios, empleándose para ello sub-acometidas y cajas de derivación”.*

Éstas a su vez se subclasifican en:

- a) *“En edificaciones verticales con dos o más plantas, las conexiones deberán ser centralizadas en un solo punto, en la base o primera planta de la edificación en zona de fácil y permanente acceso”.*
- b) *“En edificaciones horizontales, las conexiones podrán ir centralizadas ubicadas en zona de fácil y permanente acceso. En caso de los condominios con vías públicas o privadas accesibles, las conexiones deberán ubicarse en cada edificación o inmueble”.*

Para los inmuebles en donde se requiera más de una acometida, el “**artículo 65**”, permite instalación de estas, en los casos descritos a continuación:

- a) *“Cuando se requieran diferentes tipos de servicios (monofásico o trifásico) o niveles de tensión”.*
- b) *“Donde los requerimientos de demanda de una instalación monofásica sean superiores a los que el distribuidor suministra normalmente para un solo servicio”*
- c) *“Cuando el usuario así lo requiera en función de sus necesidades, en estos casos el distribuidor determinará la viabilidad de la solicitud”.*
- d) *“En inmuebles de gran superficie, cuando éste se desarrolla en un área extensa y las condiciones así lo exijan”.*

Los requisitos de instalación de la acometida aérea, según el “**artículo 67**” de este acuerdo, son los siguientes:

- a) *“Dispositivo para impedir la entrada de agua en la canalización de los conductores de entrada”.*
- b) *“Espacio adecuado para la instalación de la acometida”.*
- c) *“Canalización desde el cuerpo terminal hasta el Centro General de distribución de Cargas”.*
- d) *“La conexión de la empresa eléctrica debe hacerse en los cables que salen del cuerpo terminal de las instalaciones del usuario, éste último deberá dejar una longitud mínima de treinta centímetros (30 cm) de conductor que permita la conexión del medidor por parte del distribuidor”*

En la figura 2-1, se observa la forma correcta de realizar la conexión e instalación de acometidas: bifilar y trifilar, respectivamente.

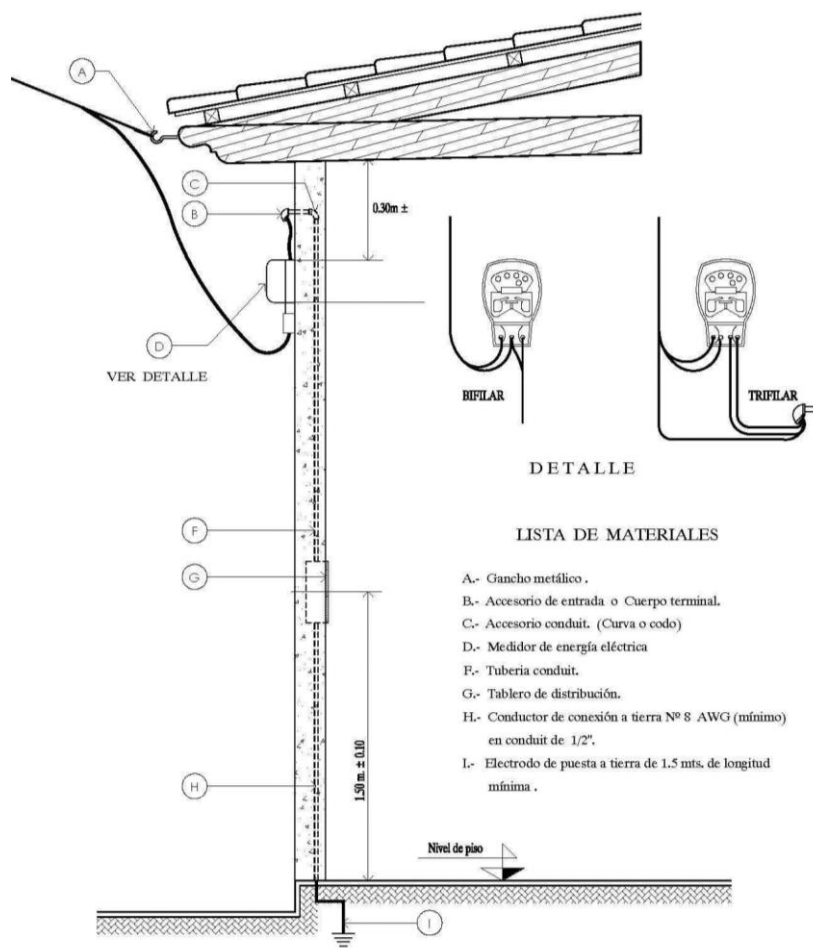


Figura 2- 1. Ilustración de conexión de acometida bifilar y trifilar. Tomado de: (SIGET, 2008).

La acometida en secundario normalmente la efectúa el distribuidor, con cable Dúplex o Triplex, cable ACSR y cable WP forro plástico.

### 2.1.2 ACOMETIDAS SUBTERRÁNEAS

Para el diseño e implementación de acometidas subterráneas, el “ACUERDO 93-E-2008”, describe los requisitos a ser cumplidos. A continuación, se describen los artículos a cumplir para que el diseño de estas, este bajo NORMA SIGET.

Según el “**artículo 68**”, los conductores de entrada de acometidas subterráneas que se instalen en tubos o en otro tipo de canalización, deberán cumplir los requisitos descritos a continuación:

- a) *“En las áreas bajo andenes o pasajes peatonales y donde haya circulación de vehículos tales como: calles, autopistas, caminos, entrada de autos y parqueos, la profundidad mínima debe ser de setenta y seis (76) centímetros”.*
- b) *“Cuando los conductores de conexión de las acometidas subterráneas bajen desde un poste se proveerá una protección mecánica hasta un punto no menor que tres punto cero (3.0) metros del nivel del suelo. Los cables de la acometida subterránea deberán ser continuos sin añadiduras o empalmes, además la tubería a ser instalada deberá resistir las condiciones ambientales a que estará expuesta.*



*Se deberá dejar una longitud mínima de cincuenta (50) centímetros de conductor para la conexión con la red del distribuidor”.*

En la figura 2-2. Se puede observar detalladamente lo descrito en este artículo, cabe mencionar que el numeral 6 de esta figura, corresponde a la tapadera de un pozo de registro. Para diseño y construcción de un pozo de registro bajo norma SIGET, es recomendable leer el “**artículo 41 – 44**”, de este referido acuerdo.

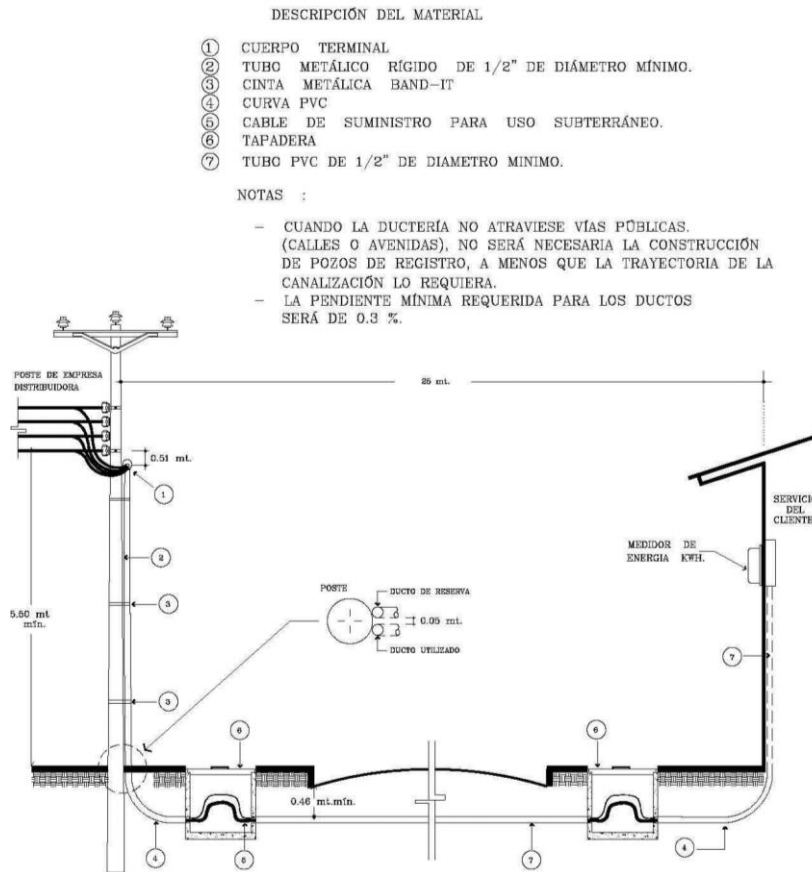


Figura 2- 2. Ilustración de acometida subterránea. Tomado de: (SIGET, 2008).

En el “**artículo 70**”, se especifica las características que deberá tener los cables utilizados en acometidas subterráneas, dado la naturaleza de estas, en el cual se describe lo siguiente:

*“los conductores de fase y neutro de la acometida subterránea en baja tensión deben ser cables unipolares de cobre con aislamiento tipo RHH, RHRW, RHHW o XHHW, para setenta y cinco grados Celsius (75 °C) y el calibre mínimo a utilizar es el No. 6 AWG, para tensiones de hasta seiscientos (600) voltios. Podrán utilizarse en última instancia conductores con aislamiento tipo THHN. El conductor neutro debe marcarse diferenciándolo de los demás conductores”.*

Según el “**Artículo 72**”, el diámetro del ducto que llega a la base del medidor debe ser como mínimo 1 ½”, tipo conduit. Si la corriente de carga excede los 100 amperios, el diámetro mínimo de la ductería debe ser 2 ¼”, para acoplarse a la base del medidor.

### 2.1.3 ACOMETIDAS EN MEDIA TENSIÓN

Para las acometidas aéreas en MT, debe cumplirse con las condiciones constructivas descritas a continuación:

1. *“Partir de un poste de la red de distribución”.*
2. *“No cruzar terrenos de terceros a menos que se presente los respectivos permisos”.*
3. *“Mantener las distancias mínimas de seguridad exigidas entre las estructuras energizadas y las edificaciones, según el Acuerdo 29-E-2001”.*
4. *“El punto de recepción de la acometida, no debe estar a más de veinticinco (25) metros de la red de distribución”.*

Al momento de solicitar la conexión del suministro de energía eléctrica, el usuario deberá cumplir lo que dicta el **“artículo 76”**, el cual especifica:

1. *“Definición del punto de entrega de energía eléctrica de común acuerdo con el distribuidor”*
2. *“Punto de colocación del equipo de medición”.*
3. *“De no ser posible la instalación del medidor de energía eléctrica en el límite de la propiedad pública, el usuario podrá solicitar su instalación en el interior de su inmueble, debiendo garantizar el acceso al distribuidor cuando éste lo requiera. El usuario construirá, operará y mantendrá todas las instalaciones de su propiedad”.*
4. *“En los casos de suministro de energía eléctrica a Grandes Usuarios que hacen transacciones en el Mercado Mayorista, deberán cumplirse las disposiciones establecidas en el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista”.*

Todas las estructuras a ser instaladas, para realizar las conexiones a la red de distribución aérea en media tensión, deben cumplir con lo establecido en el **“Estándar de Construcción de las Líneas Aéreas de Distribución de Energía Eléctrica”** de SIGET.

Para la conexión en línea aérea exclusiva para un usuario final, según lo descrito en el **“artículo 78”**, *“la derivación se realizará desde un poste de la red de distribución.”*

Además, de lo descrito anteriormente, las protecciones necesarias que serán proporcionados por parte del distribuidor deben ser dispositivos de seccionamiento y protección, estos se instalarán en el poste de derivación de la acometida, cuyos dispositivos serán propiedad del distribuidor. Estos serán utilizados para maniobras por parte del distribuidor.

*“La propiedad del usuario comienza a partir del punto de conexión entre la red del distribuidor y el usuario, exceptuando el sistema de medición cuando éste sea proveído por el distribuidor”.*

En el poste de recepción de acometida cuya propiedad es del usuario, deberán ser instalados los equipos de protección de la derivación, que permita al usuario conectar y desconectar la línea cuando él así lo requiera, por ejemplo: cambiar los fusibles, mantenimiento en la instalación en general etc. Sin necesidad de cortar la línea principal ni maniobrar las protecciones del distribuidor.

Las protecciones a instalar por el distribuidor podrían estar compuestas por:

1. “Cortacircuitos (Fusibles)”.
2. “Reconectador trifásico”.
3. “Interruptor automático”.
4. “Otro medio aprobado por la SIGET”.

Estas protecciones serán evaluadas por el distribuidor, podrán variar según la naturaleza y característica del usuario.

“Todos los elementos de seccionamiento y protección de la instalación del usuario deben cumplir con lo establecido en las normas y reglamentos aplicables vigentes en el país. Además, aquellos elementos que formen parte de la conexión y deban ser calibrados, se requerirán los certificados de calibración correspondientes. Para el ajuste de los dispositivos de protección, el distribuidor deberá realizar los estudios de coordinación de protecciones necesarios”.

Según el **artículo 82**, “el ducto de acometida subterránea debe ser instalado tan rectilíneo como sea posible, con una inclinación mínima 0.3%”. En la figura 2-3, se observa un breve ejemplo de cómo debería ser diseñada esta acometida.

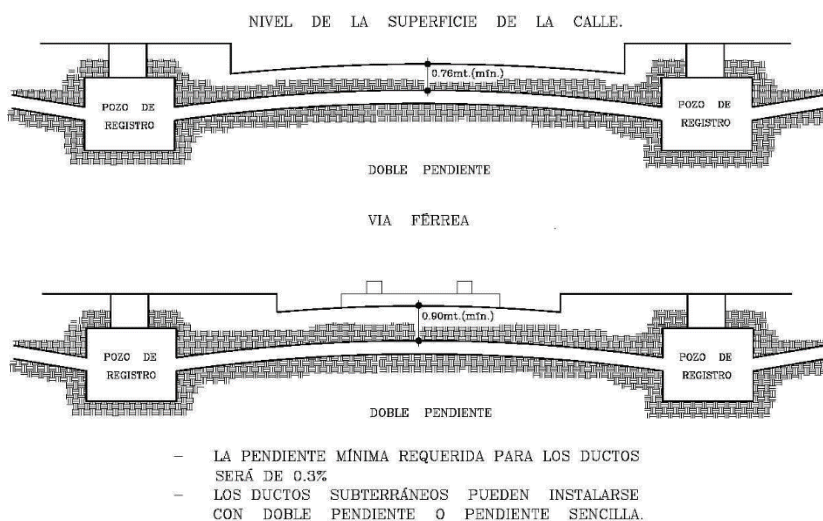
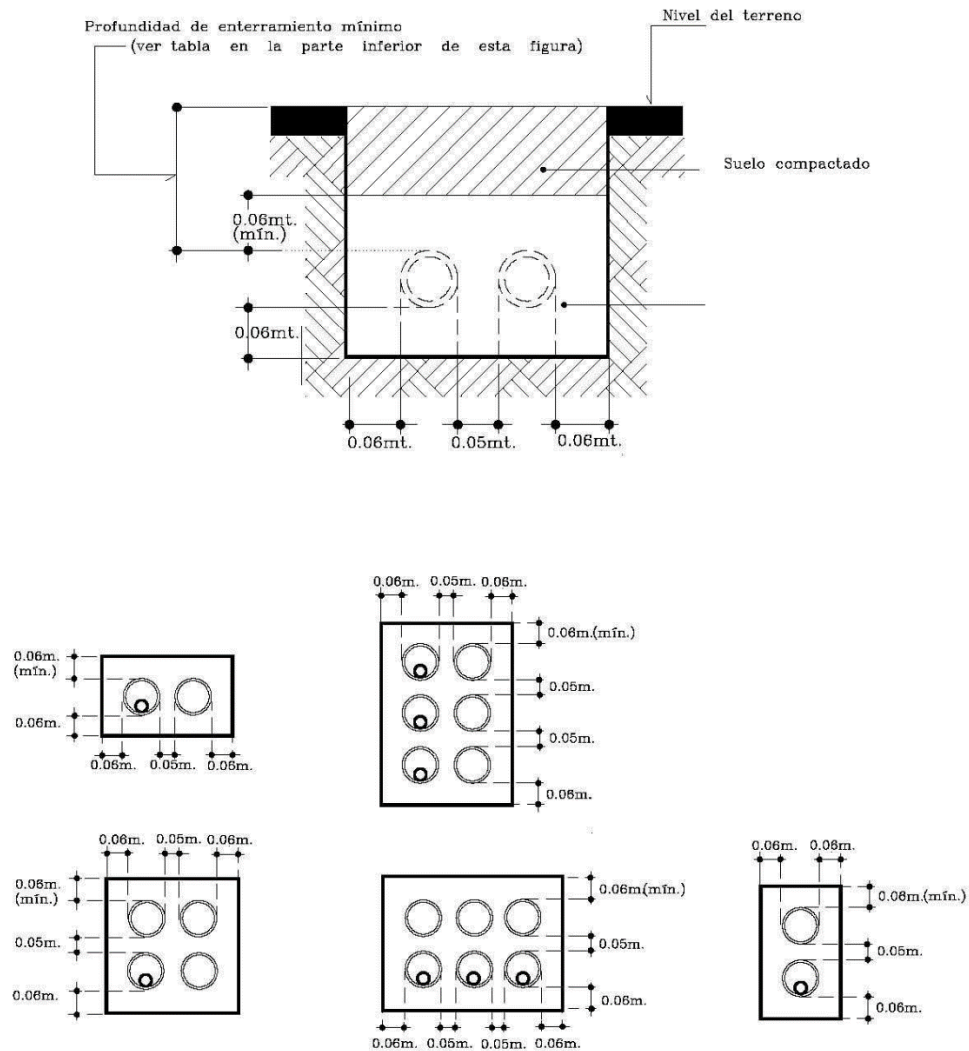


Figura 2- 3. ilustración de la inclinación en tuberías subterránea. Tomado de: (SIGET, 2008).

Los ductos instalados en la acometida subterránea, según lo especifica el “**artículo 85**”, deberán cumplir las condiciones siguientes:

1. “Se utilizará ductería conduit galvanizada, y podrá utilizarse como segunda alternativa tubo PVCEB35 u otro de características similares o superiores, toda vez que éste se proteja con una capa de concreto no menor de cinco (5) centímetros”.
2. “Deberá cumplirse que la sección transversal total ocupada por los cables eléctricos de la acometida no sea mayor del sesenta por ciento (60%) de la sección transversal del ducto”.

Lo contemplado en este artículo, se puede apreciar claramente en la figura 2-4, donde se observa una representación ilustrativa de cómo debe estar instalada la ductería dentro de la acometida subterránea.



Profundidad mínima de enterramiento de ducto rígido no metálico en trayectoria lateral a la calle (cm).				
Voltaje de Sistema.	120/240v.	4160v.	13,200v.	23,000v.
Ducto rígido no metálico	45.8	45.8	45.8	66.0

Figura 2-4. Ilustración de instalación de ductos. Tomado de: (SIGET, 2008).

Según el “**artículo 86**”, los pozos de registro no serán necesarios, cuando la distancia entre el poste de punto de entrega o pozo de distribución de punto de entrega y el punto de recibo sea menor o igual a 30 m, siempre y cuando los ductos no atraviesen vías públicas (calles o avenidas).

### DESCRIPCIÓN DEL MATERIAL

- ① TERMINAL PARA CABLE SUBTERRÁNEO
- ② CABLE PARA USO SUBTERRÁNEO
- ③ TUBO METÁLICO RÍGIDO DE 4" DE DIÁMETRO MÍNIMO
- ④ CINTA METÁLICA BAND-IT
- ⑤ CURVA PVC
- ⑥ TAPADERA
- ⑦ TUBO PVC DE 4" DE DIÁMETRO MÍNIMO

### NOTAS :

- SE INSTALARÁ UN (1) DUCTO DE RESERVA
- CUANDO LA DUCTERÍA NO ATRAVIESE VÍAS PÚBLICAS (CALLES O AVENIDAS), NO SERÁ NECESARIA LA CONSTRUCCIÓN DE POZOS DE REGISTRO, A MENOS QUE LA TRAYECTORIA DE LA CANALIZACIÓN LO REQUIERA.
- LA PENDIENTE MÍNIMA REQUERIDA PARA LOS DUCTOS SERÁ DE 0.3 %.

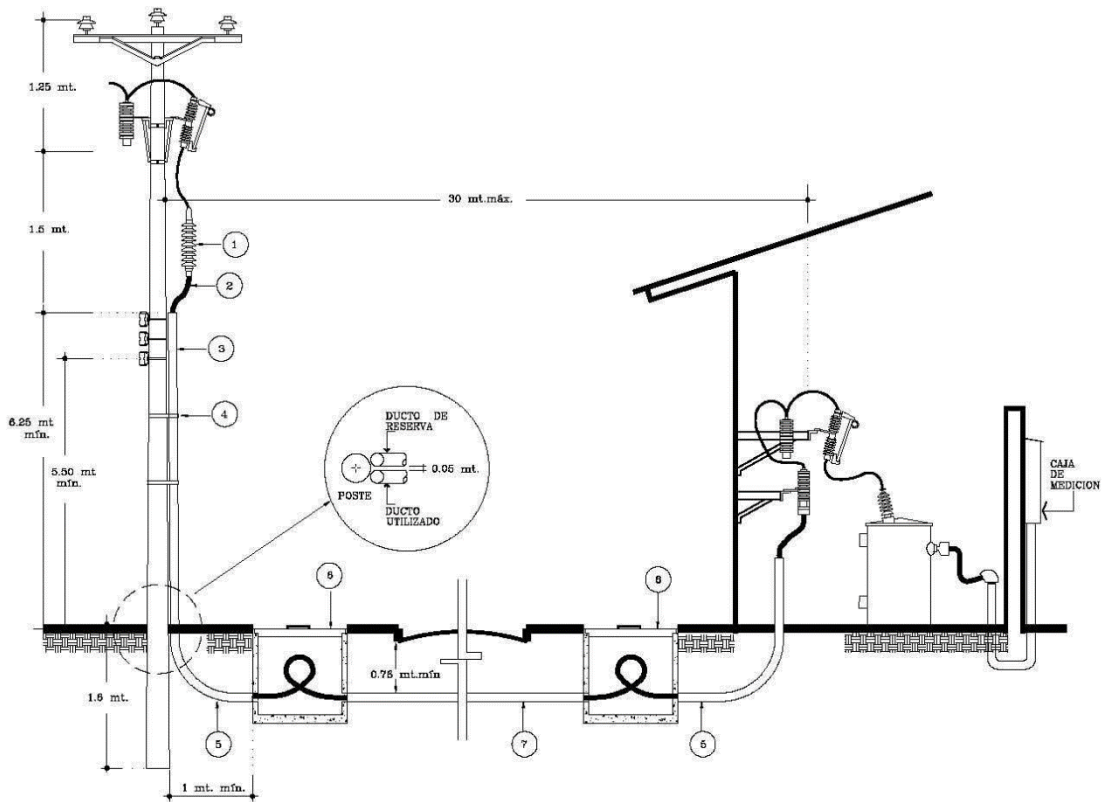


Figura 2- 5. Ilustración de instalación de acometida subterránea. Tomado de: (SIGET, 2008).

Los diferentes pozos de registro a implementar en la instalación, deben ser diseñados, considerando el nivel de tensión y tipo de conductor, tomando en consideración las recomendaciones dadas por el fabricante en cuanto al radio de curvatura máximo que este puede soportar.

Para los conductores, se recomienda no debe tener más de dos curvas, esto para evitar inconvenientes al momento de ser instalado.

Para los conductores empleados en las acometidas subterráneas de media tensión, según el “**artículo 91**”, estos: “deben tener aislamiento *EPR (Ethylene Propylene Rubber)*, *XLPE (Cross Linked Polyethylene)* o de características similares o superiores. El calibre mínimo debe ser #2 AWG de Cobre”.

Para determinar la sección transversal del ducto de acometida subterránea en media tensión, el criterio a implementar es “*que la sumatoria de las secciones transversales de los cables de la acometida sea menor o igual al 40% de éste*”.

En los extremos del cable de potencia es recomendable la instalación de una estructura de soporte para las terminales de dicho cable.

## 2.2 MEDICIÓN Y FACTURACIÓN

### 2.2.1 DEMANDA

Es la cantidad de potencia que un consumidor utiliza en cualquier momento (variable en el tiempo). Dicho de otra forma: la demanda de una instalación eléctrica en los terminales receptores, tomada como un valor medio en un intervalo determinado. El período durante el cual se toma el valor medio se denomina intervalo de demanda. La duración que se fije en este intervalo dependerá del valor de demanda que se desee conocer, así, por ejemplo, si se quiere establecer la demanda en amperios para la sección de un juego de fusibles, deberán ser analizados valores de demanda con un intervalo cero, no siendo el mismo caso si se quiere encontrar la demanda para aplicarla a un transformador o cable, que será de 10 o 15 minutos.

Para establecer una demanda es indispensable indicar el intervalo de demanda ya que sin él no tendría sentido práctico. La demanda se puede expresar en kVA, kW, kVAR, A, etc. La variación de la demanda en el tiempo para una carga dada origina el ciclo de carga que es una *curva de carga* (demanda vs tiempo).

#### DEMANDA MÁXIMA

La demanda máxima corresponde a la carga mayor que se presenta en un sistema en un período de trabajo previamente establecido. En la figura 2, la carga máxima es la que se presenta a las 18 horas. Es esta demanda máxima es la que ofrece mayor interés ya que aquí es donde se presenta la máxima caída de tensión en el sistema y por lo tanto cuando se presentan las mayores pérdidas de energía y potencia.

### 2.2.1 CURVAS TÍPICAS DE CARGA DIARIA EN DIFERENTES SECTORES

Estas curvas se dibujan para el día pico de cada año del período estadístico seleccionado. Las curvas de carga diaria están formadas por los picos obtenidos en intervalos de una hora para cada hora del día, estas dan una indicación de las características de la carga en el sistema, sean estas predominantemente residenciales, comerciales o industriales y de la forma en que se combinan para producir el pico. Su análisis debe conducir a conclusiones similares a las curvas de carga anual, pero proporcionan mayores detalles sobre la forma en que han venido variando durante el período histórico y constituye una base para determinar las tendencias predominantes de las cargas del sistema, permite seleccionar en forma adecuada los equipos de transformación en lo que se refiere a la capacidad límite de sobrecarga, tipo de enfriamiento para transformadores de subestaciones y límites de sobrecarga para transformadores de distribución.

En la figura 2-6 se muestran ejemplos de las curvas de carga diarias típicas para carga residencial, comercial, industrial y alumbrado público, muestran el porcentaje pico contra el tiempo y permite observar el comportamiento de cada una de ellas de tal forma que al combinarlos en una sola gráfica resulta una curva de perfil de carga similar a la de la figura 2-7.

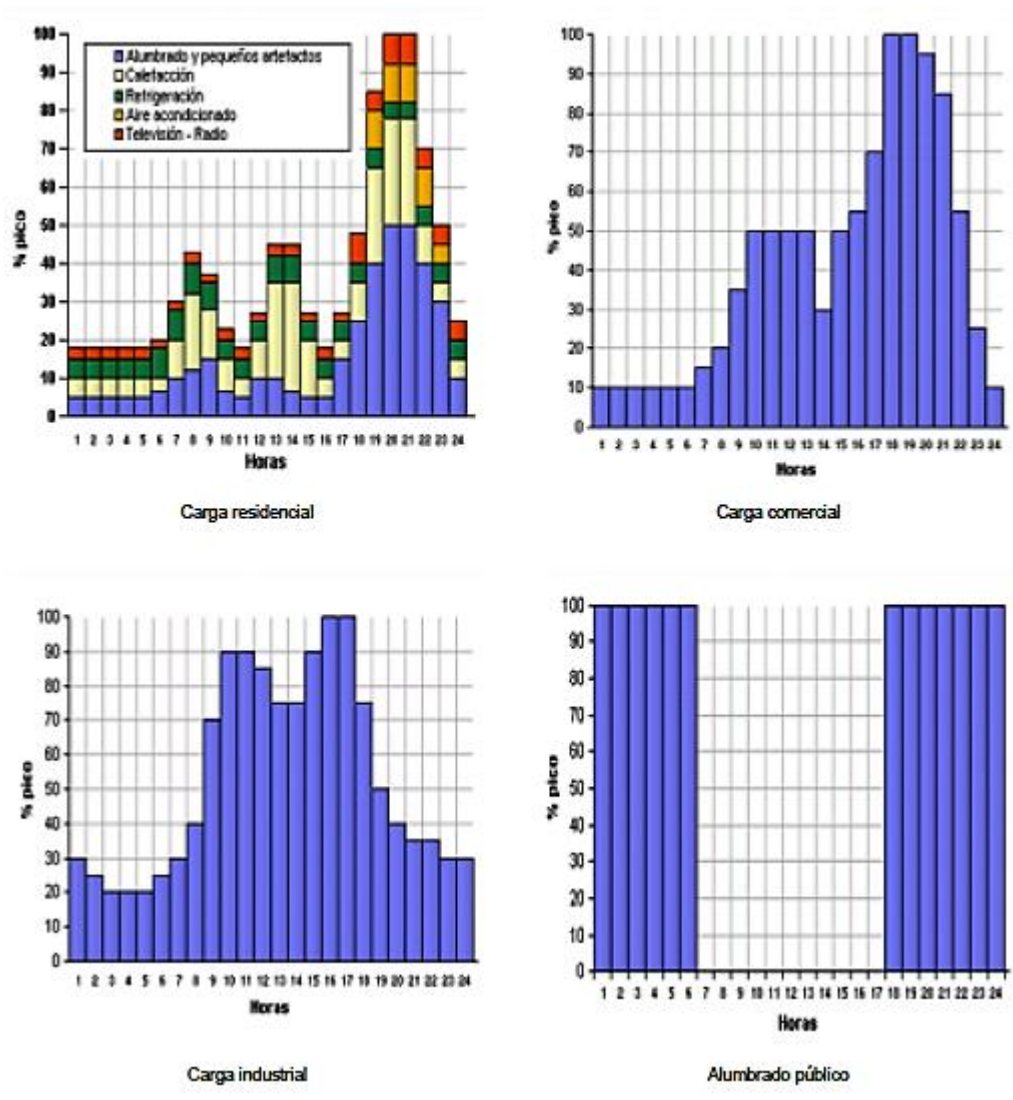


Figura 2- 6. Curvas típicas de carga diaria en los diferentes sectores de consumo.

### 2.2.2 GRÁFICA DEL PERFIL DE CARGA

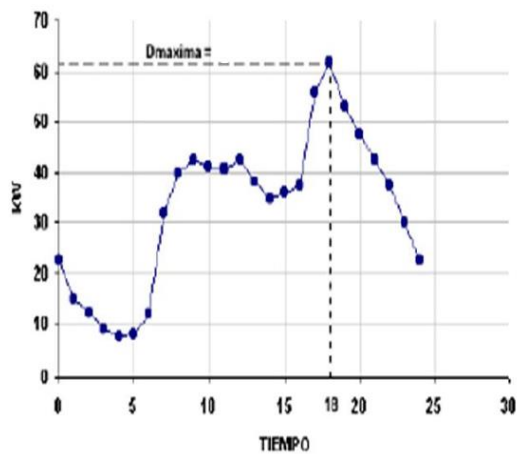


Figura 2- 7. Curva característica del perfil de carga.

Las gráficas del perfil de carga usualmente se obtienen instalando un analizador de redes durante una semana o solicitando al distribuidor la descarga del medidor, este medidor también permite leer los valores instantáneos de corriente y voltaje empleando el método alterno de presentación de datos utilizando un imán. Los medidores se programan para el almacenamiento de datos cada 15 minutos.

A continuación, se muestran las curvas características del perfil de carga de El Salvador, presentadas en el 2011 al CNE por

MULTICONSULT Y CIA. LTDA, en el informe: “Estudio Caracterización de la Curva de Demanda y Uso Final de la Energía para ser Aplicados al Desarrollo de Proyectos de Eficiencia Energética.”. Estas curvas fueran elaboradas con datos obtenidos de la SIGET correspondientes al año 2009.

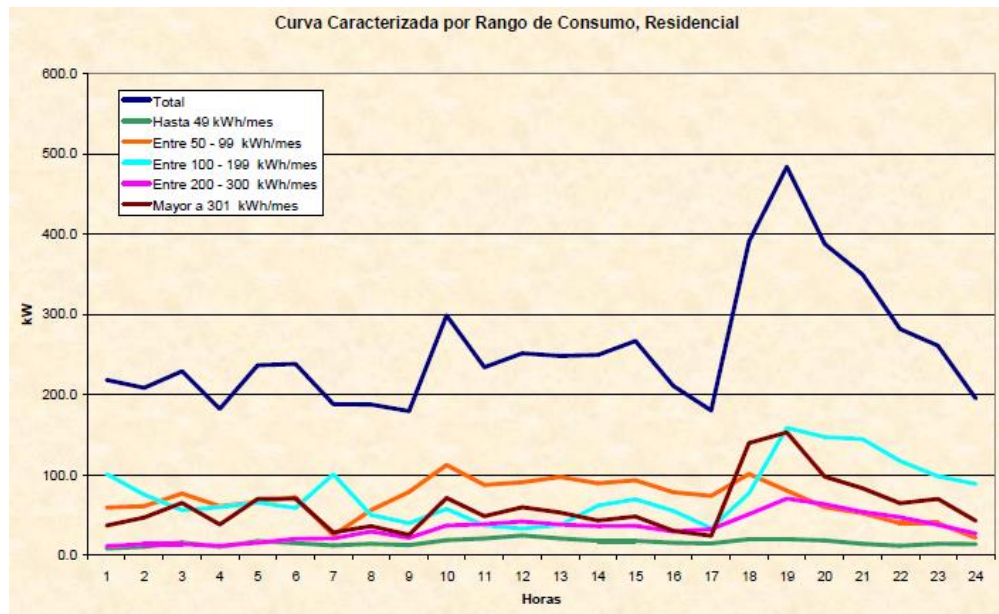


Figura 2- 8. Curva total caracterizada por rangos de consumo, sector residencial. Tomado de: (MULTICONSULT Y CIA. LTDA, 2011).

La figura 2-8, nos muestra el perfil de carga total del sector Residencial, caracterizado por rangos de consumo. Para el año 2009 la demanda máxima ocurrió entre las 7:00 p.m. y las 8:00 p.m. definida por los consumidores entre 100 - 199 kWh/mes y mayores de 300 kWh/mes.

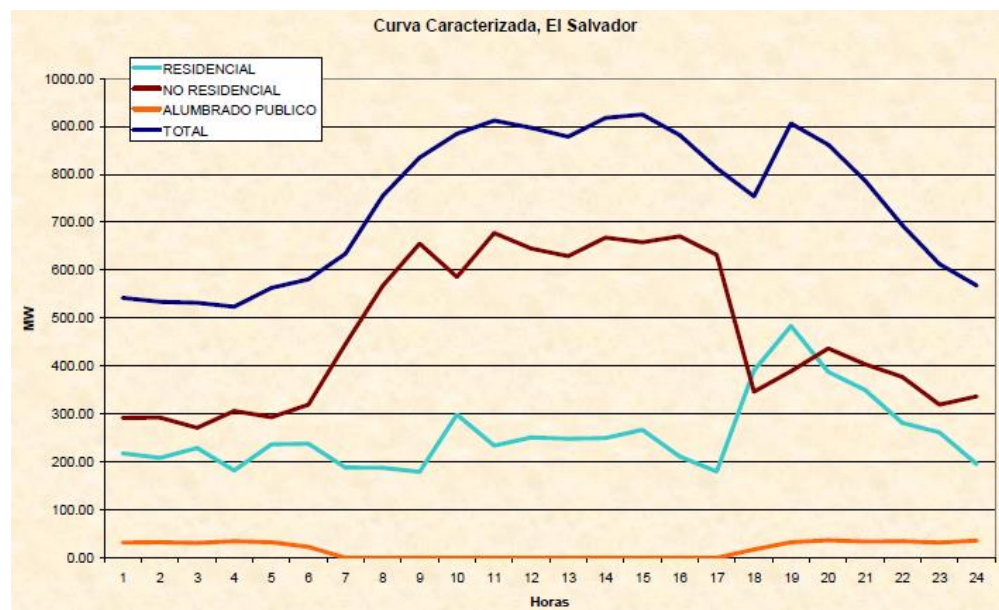


Figura 2- 9. Curva de carga nacional caracterizada por sector de consumo, El Salvador. Tomado de: (MULTICONSULT Y CIA. LTDA, 2011).



La figura 2-9, nos muestra la curva de carga nacional caracterizada por sector de consumo, para el año 2009. Este perfil de carga presento una demanda máxima de 925 MW, a las 3:00 pm, además a las 7:00 pm se presenta otro pico ligeramente por debajo del anterior. El sector residencial influye principalmente en la noche, mientras que el sector no residencial en la tarde.

En las siguientes figuras, se muestran las curvas típicas de carga correspondientes a los días laborales (figura 2-10), así como los días sábados y domingo, (figuras 2-11 y 2-12 respectivamente). Estas curvas representan la demanda registrada en los meses de abril, mayo y junio del año 2019.

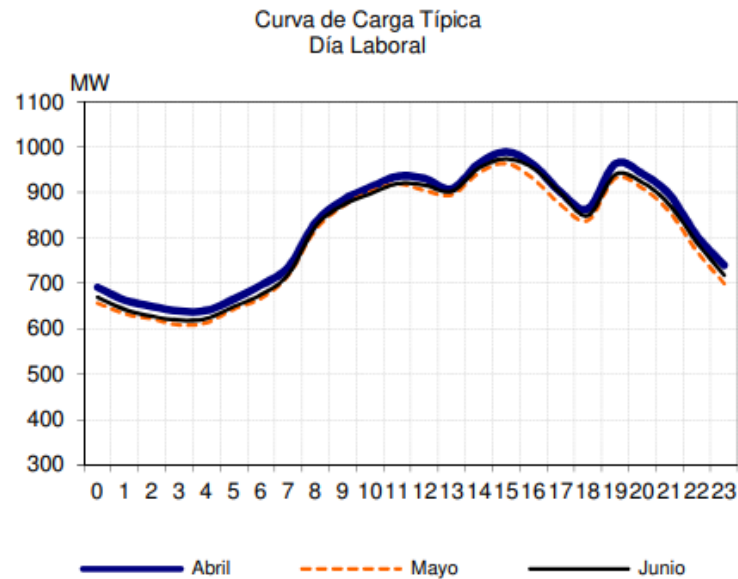


Figura 2- 10. Curva de carga típica, día laboral. Tomado de: (Unidad de Transacciones, S.A. de C.V., 2019).

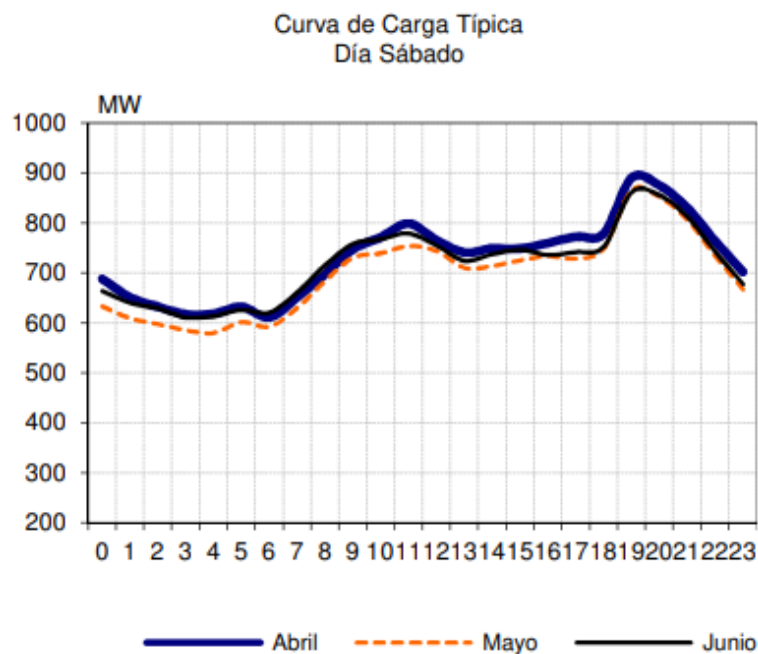


Figura 2- 11. Curva de carga típica, día sábado. Tomado de: (Unidad de Transacciones, S.A. de C.V., 2019).

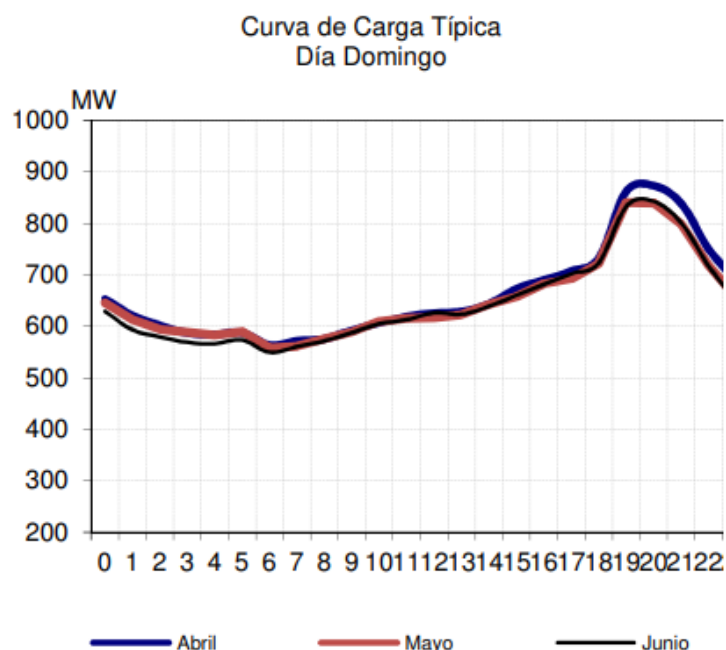


Figura 2- 12. Curva de carga típica, día domingo. Tomado de: (Unidad de Transacciones, S.A. de C.V., 2019).

Al comparar la curva de carga total de la figura 2-9 correspondiente al año 2009, con la curva de la figura 2-10, correspondiente al año 2019, se observa que el comportamiento es muy similar con la diferencia de que el pico de máxima demanda aumento unos 75 MW, pasando de 925 MW a aproximadamente 1000 MW, siempre en el rango entre las 3:00 p.m. y las 4:00 p.m.

En cuanto a las curvas de carga correspondientes a los días sábado y domingo, la reducción de la demanda es significativa, especialmente el día domingo que es donde la mayoría de las empresas no laboran. El pico de demanda máxima para el día sábado se registró entre las 7:00 p.m. y las 8:00 p.m. y fue de poco más de 900 MW, mientras que para el día domingo el pico de máxima demanda estuvo por debajo de los 900 MW, siempre entre el rango de las 7 y 8 de la noche.

### 2.2.3 MEDICIÓN

La medición de energía (kWh) y demanda (kW) la efectúa el distribuidor en el lado primero o secundario.

- **En el lado primario:** cuando la subestación es mayor de 300 kVA, se requiere TC y TP.
- **En el lado secundario:** con medición de potencia y energía cuando la potencia instalada es menor o igual a 300 kVA, pero mayor de 10kW. El medidor puede además de la potencia y la energía, efectuar mediciones horarias en punta, valle, resto. Requieren TC cuando se demandan más de 200 A. El TP puede ser necesario o no dependiendo del voltaje del medidor.

En el caso de menos de 10 KW, usualmente sector residencial, el medidor solo mide energía. La potencia o cargo de distribución se calcula a partir del consumo de energía, el medidor es sencillo y de bajo costo, no requiere TC ni transformador de Potencial TP. El cargo por distribución corresponde al 30% del total a pagar por el consumidor, es determinado cada 5 años y ajustado anualmente en base a los costos de operación de cada distribuidora de energía, esto permite el mantenimiento a la red de distribución del servicio eléctrico.

Los medidores con demanda, miden en cada instante, pero almacenan los valores promedios cada 15 minutos, siendo esta la información disponible al usuario.

### Clases de medidores:

Los medidores se clasifican según su corriente nominal, estos pueden ser Clase 10, Clase 20, Clase 100 o Clase 200, es decir 10, 20, 100 o 200 Amperios respectivamente. El voltaje de operación deberá ser en los rangos de 120, 240 y 480V, con frecuencia de operación de 60Hz. Estos medidores pueden ser electromecánicos (Clase 100) o electrónicos (Clase 20 y 200).

Todos los medidores, excepto los de uso residencial, pueden contar con las siguientes funciones básicas de registro en pantalla:

- kWh por tiempo de uso y totales.
- Demanda en kW, kVA y kVAR, por tiempo de uso (TOU) y totales.
- Factor de potencia promedio e instantáneo, en atraso adelantado o total.
- Valores instantáneos de voltaje por fase.
- Valores instantáneos de corriente por fase.
- kW, kVA y kVAR instantáneos.
- Funciones de diagnóstico del circuito medido (tipo de conexión, ángulos de fase, etc.)

Exactitud de los medidores:

EQUIPO	EXACTITUD (%)
Medidor de estado solido	0.2
Transformador de corriente	0.3
Transformador de potencial	0.3

Los medidores electromecánicos deben ser ajustados al 100% de exactitud, con un margen de error de  $\pm 2\%$ , ajustados con cargas del 10% y del 100%.

A continuación, se presentan dos ejemplos de medidores digitales:



Figura 2- 13. Medidor digital VL28, clase 20 A.

<b>Código del medidor</b>	VL28
<b>Tarifa</b>	Tarifa horaria
<b>Tipo de conexión</b>	Socket
<b>Voltaje</b>	120 – 480V Y-Δ
<b>Clase</b>	20 A
<b>Corriente de prueba</b>	2.5 A
<b>Tipo de medición</b>	kWh – kW - kVARh

Es un medidor de estado sólido y se usa en servicios con tarifa horaria. Se requieren transformadores para instrumentos de corriente y potencial (dependiendo de la clase del medidor) para que pueda realizar la medición de energía. Nos presenta el consumo y demanda en Tarifas Horarias, así como el total de energía reactiva (kVARh).



Figura 2- 14. Medidor digital BD2R, clase 10 A.

<b>Código del medidor</b>	BD2R
<b>Tarifa</b>	Tarifa horaria
<b>Tipo de conexión</b>	Tablero
<b>Voltaje</b>	120 V
<b>Clase</b>	10 A
<b>Corriente de prueba</b>	5 A
<b>Tipo de medición</b>	Multifunciones

Se utiliza en servicios de tarifas horarias: mide la energía que se consume en kWh, kW y kVARh, Se puede tener comunicación telefónica al medidor por medio de un modem y obtener información instantánea de Amperaje, Voltaje, kVA, Consumos, Factor de Potencia.

Los medidores que suelen utilizar las empresas de distribución de energía eléctrica para usos comerciales y domiciliarios, son del tipo “autocontenido”, es decir que la energía pasa por el dispositivo y este realiza la medición respectiva, este tipo de contadores son de clase 100 y clase 200, que miden hasta 100 A y 200 A respectivamente, valores de corriente que la mayoría de residencias y comercios pequeños consumen.

Para consumos mayores a 200 A, se utilizan contadores clase 10 o clase 20, pero ambos son diseñados para medir 5 amperios con suficiente precisión. Para estos casos se requiere del uso de transformadores de corriente (TC) del tipo dona (para menos de 600 V), con una relación de transformación apropiada para la corriente nominal correspondiente. Esto es necesario ya que no es viable hacer circular corrientes de 600 A o mayores directamente por el contador, los transformadores de corriente proporcionan una imagen fiel de la corriente primaria en el rango de 0 a 5 Amperios, se realiza la medición y mediante un factor de conversión se obtiene la medición real del consumo total.

Cuando las cargas son mayores y las empresas distribuidoras determinan que la medición debe hacerse en el lado de media tensión para medir y cobrar las pérdidas de los transformadores y demás equipos del usuario, se utilizan transformadores de potencial (TP) y transformadores de corriente (TC), con la finalidad de:

- Bajar el voltaje de media tensión a un valor de 120 V y la corriente a 5 amperios.
- Aislar el alto voltaje para que los contadores (que son equipos de bajo voltaje < 600 V) puedan trabajar con total seguridad.

Los TP y TC deben ser apropiados para el voltaje a medir, es decir que deben poseer un aislamiento diseñado para poder soportar altos voltajes, además contar con una precisión que garantice la medición apropiada de los parámetros eléctricos.

## 2.2.4 MEDICIÓN EN BAJA TENSIÓN, MEDIANAS DEMANDAS

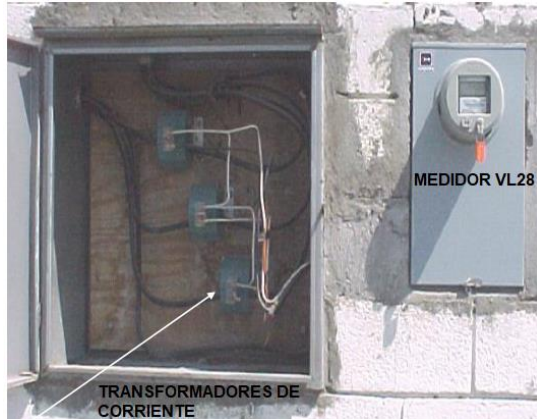


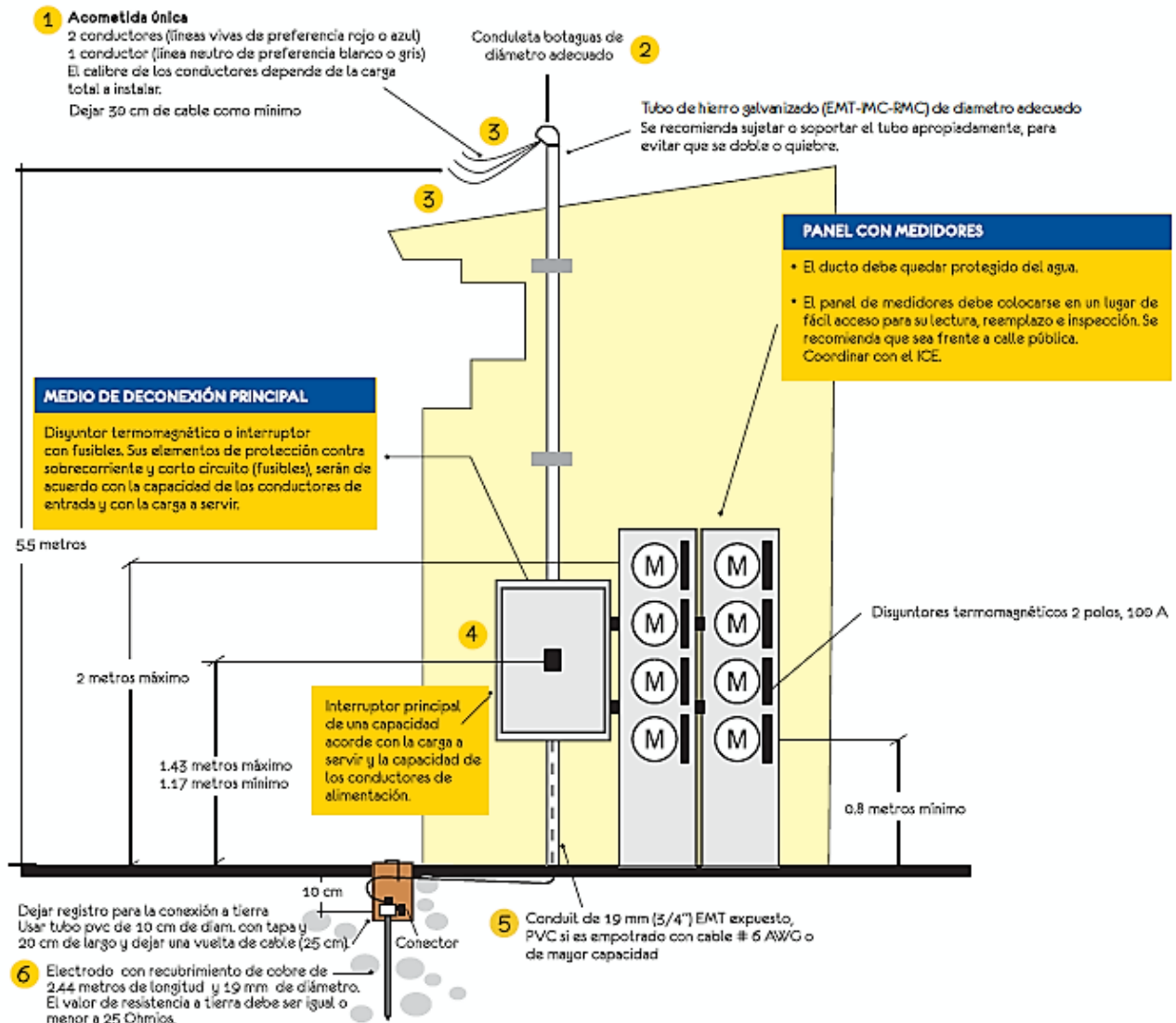
Figura 2- 15. Medidor VL28 y transformadores de corriente para cada fase.

En la figura 2-15, se observa la instalación de un medidor VL28 para tarifas horarias, así como 3 transformadores de corriente, uno para cada fase del sistema.

Para medianas demandas el ACUERDO N° 93.-E-2008 establece que se requiere de medición de energía con o sin discriminación horaria y potencia máxima, a su vez se debe declarar la demanda máxima del sistema, y el tipo de equipo de medición requerido es un medidor de energía activa por bloques horarios y demanda máxima.

## MEDIDORES EN INMUEBLES DE OCUPACIÓN MULTIPLE

A continuación, se muestra un ejemplo de medidores en panel vertical con interruptor principal:



<b>REFERENCIAS</b>	<b>1.</b> Es necesario calcular los conductores y los elementos asociados. Por ejemplo: si tenemos 6 viviendas, c/u con carga a instalar de 10kW, la carga total sería 60kW. En este caso el conductor recomendado para la acometida sería cable #2 THHN.	<b>4.</b> Cuando se requiera instalar medidores a una altura de 0.8m y 2m en ductos múltiples, se permite la ubicación de interruptores vinculados a esos medidores a una altura no inferior a 0.5m y no superior a 2.3m del nivel del suelo. Las alturas se miden desde el centro del dispositivo.
	<b>2.</b> El calibre del conductor puede variar con la carga (kW) a instalar, así mismo el cable de la conduleta y el de la canalización.	<b>5.</b> El calibre del conductor de puesta a tierra varía de acuerdo con el calibre de los conductores de la acometida. El cable #8 indicado, corresponde a conductores de acometida de #8 AWG a #2 AWG.
	<b>3.</b> Los conductores expuestos o cables multiconductores sin una cubierta externa deben tener una separación no menor a 0.9 metros de las aberturas de los inmuebles tales como: ventanas, puertas o similares.	<b>6.</b> Para el diseño de la puesta a tierra consultar el capítulo 10 del ACUERDO N° 93.-E-2008 de la SIGET.

En la Sección II “Instalación de medidores en tableros comunes en baja tensión” del ACUERDO N° 93.-E-2008 de la SIGET, **Art. 103** dice lo siguiente “En edificios de ocupación múltiple los medidores deben estar agrupados y servidos por una sola acometida”, según la ilustración de la figura 2-16.

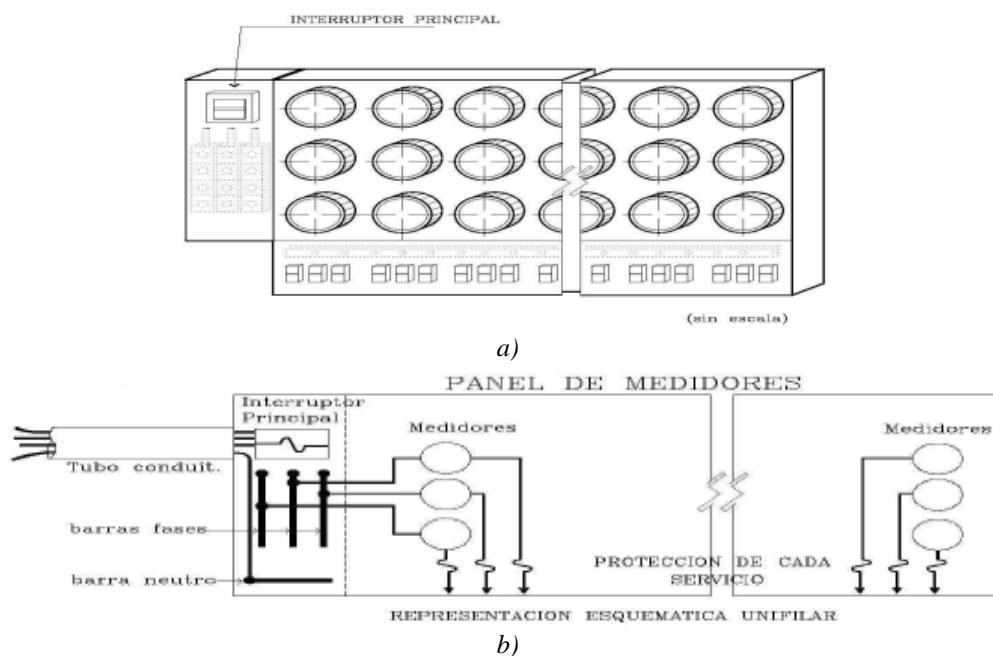


Figura 2- 16. a) Ilustración de paneles de medidores. b) Representación esquemática unifilar. Tomado de: (SIGET, 2008).

“**Art. 104.** Los grupos de medidores deben colarse en un lugar de fácil acceso para su lectura, reemplazo e inspección. La cantidad de medidores debe estar de acuerdo con el número de servicios eléctricos a medir, asimismo, el espacio donde se ubiquen, debe tener suficiente iluminación y área para que trabaje el personal del distribuidor.”

“El número máximo de medidores por tablero podrá ser sesenta (60) unidades, no obstante, ello dependerá del espacio horizontal disponible.”

“No se permitirá su instalación en espacios destinados para bodegas, sótanos, lugares poco iluminados, sin ventilación o que pongan en riesgo la integridad física de las personas.”

*“Art. 105. Los ductos que se coloquen en áreas externas a los edificios deben ser capaces de soportar las condiciones ambientales a las cuales estarán expuestos.”*

*“Art. 106. Cuando se instale un grupo de medidores sobre la pared, la altura mínima y máxima respecto al nivel del suelo será de ochenta centímetros (80 cm) y dos punto cinco (2.5) metros, respectivamente.”*

*“Art. 110. Las líneas de alimentación del(os) tablero(s) múltiple(s) de medidores saldrán directamente de la subestación. Dicha alimentación deberá hacerse dentro de un ducto y accesorios tipo conduit galvanizados, sin cajas de registro e identificados con pintura permanente preferiblemente de color blanco.”*

*“Art. 112. El tablero de medidores deberá estar protegido por un interruptor general y las salidas de cada medidor por un interruptor termomagnético integrado físicamente al tablero. Dichos interruptores deberán tener una capacidad interruptiva de acuerdo a la corriente de cortocircuito que pueda producirse.”*

### **2.2.5 MEDICIÓN SECUNDARIA EN MEDIA TENSIÓN, DEMANDAS MENORES O IGUALES A 300KVA**

Para demandas menores o iguales a 300kVA, en nuestro país se emplea usualmente la medición en el secundario de la subestación. En la sección IV: SUMINISTRO EN MEDIA TENSION MEDIDO EN MEDIA TENSION (SIGET, 2008) se establecen los requisitos necesarios para la instalación de medición en media tensión:

*“Art. 117. Para la instalación de la medición en media tensión se debe cumplir con los requisitos siguientes:”*

1. *“La distancia entre los transformadores de medida y el panel de medición no deberá superar los cinco (5) metros.”*
2. *“Los transformadores de corriente y transformadores de potencial deberán cumplir con lo establecido en las normas aprobadas por la SIGET.”*
3. *“Los transformadores de corriente y de potencial deberán estar conectados correctamente, para asegurar una buena medición.”*
4. *“Los transformadores de corriente y de potencial deberán estar dimensionados conforme a la carga a servir.”*
5. *“El cableado desde los transformadores de corriente y los transformadores de potencial hacia la bornera del panel de medición, deberá ser de cable de cobre flexible y debe bajar protegido por tubería galvanizada de al menos una pulgada (1”) de diámetro.”*
6. *“Las masas de los transformadores de medida deberán estar aterrizadas.”*
7. *“Las conexiones a los transformadores de corriente y los transformadores de potencial deberán ser mediante terminales.”*
8. *“Las cajas de borneras de los transformadores de corriente y los transformadores de potencial deberán permitir la instalación de sellos.”*
9. *“El panel de medición deberá llevar una bornera de conexiones.”*

“Art. 118. Para la instalación del equipo de medición en media tensión, el usuario deberá solicitar la asesoría y aprobación del distribuidor con la finalidad de dejar los espacios necesarios para la instalación del equipo.”

“Art. 119. Cuando la subestación esté construida en bóveda o interior, será necesario que el interesado instale un "rack" para los transformadores de la medición.” Ver Figuras 2-17, 2-18 Y 2-19.

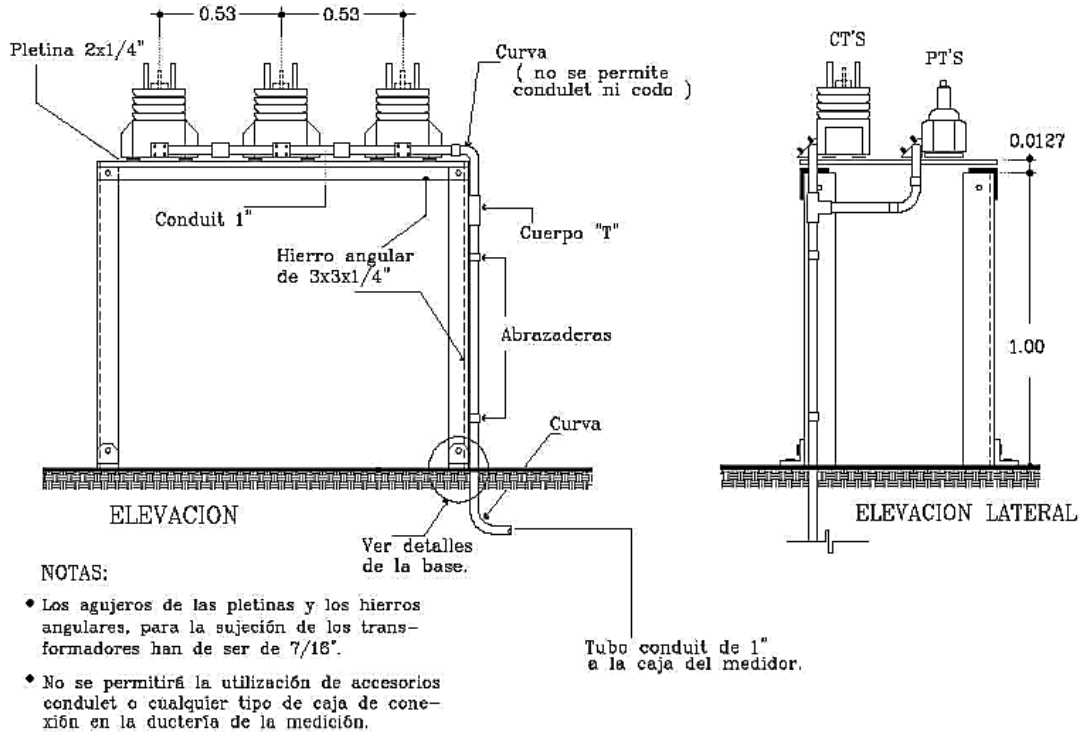


Figura 2- 17. Ilustración de instalación de transformadores des instrumento en rack. Tomado de: (SIGET, 2008).

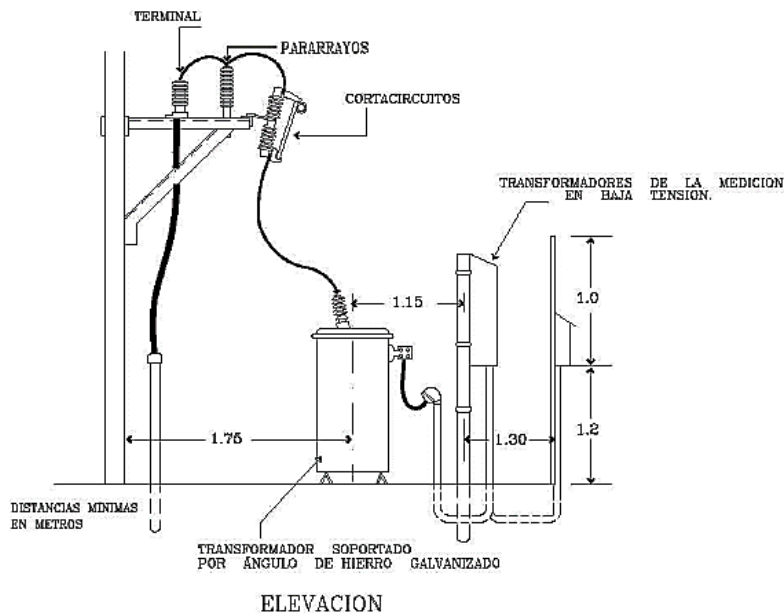


Figura 2- 18. Vista en elevación de instalación de trasformadores en una subestación. Tomado de: (SIGET, 2008).



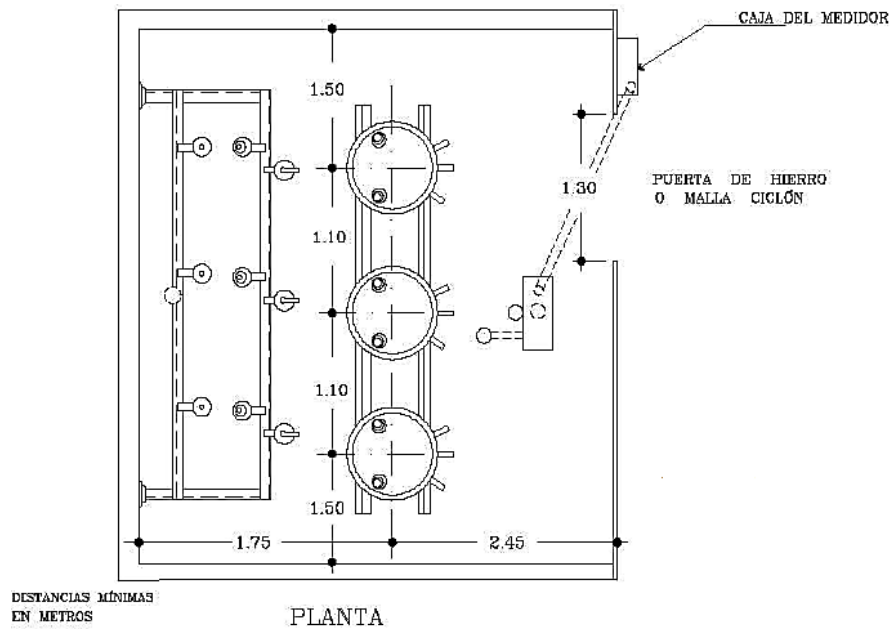


Figura 2- 19. Vista en planta de instalación de transformadores en subestación. Tomado de: (SIGET, 2008).

“Art. 120. La caja del medidor deberá instalarse en la parte exterior de la malla de la subestación, y debe estar sin obstáculos para accesibilidad del personal del distribuidor.” Ver Figura 2-20.

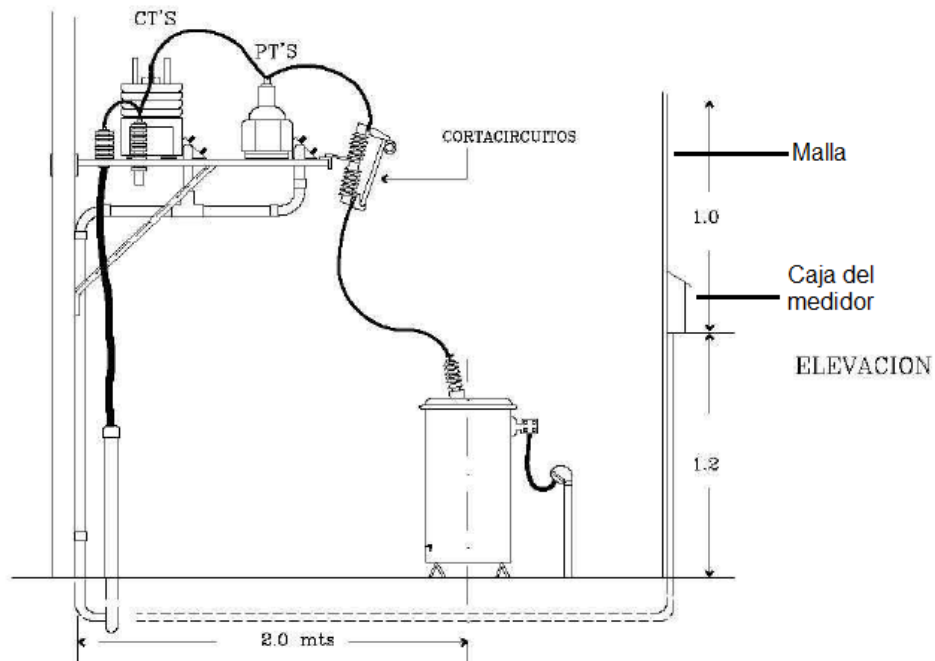


Figura 2- 20. Ilustración de instalación de sistema de medición en subestación. Tomado de: (SIGET, 2008).

## 2.2.6 MEDICIÓN PRIMARIA EN MEDIA TENSIÓN, GRANDES DEMANDAS, MAYORES DE 300KVA

Para grandes demandas, es decir demandas mayores de 300kVA la medición se efectúa en el primario de la subestación, se instalan los respectivos transformadores de corriente y potencial en estructuras de montaje ya sea en postes o en otro tipo de estructuras metálicas.



*Figura 2- 21. Transformadores de corriente y potencial instalados en poste para medición primaria en media tensión.*



*Figura 2- 22. Conductores para distribución subterránea.*

*Figura 2- 23. Subestación eléctrica para gran demanda.*

El tipo de cable a utilizar para estas aplicaciones debe ser aislado de acuerdo al nivel de voltaje de la red primaria, esto para contar con mayores índices de confiabilidad y seguridad, se debe tener en cuenta si el cable será utilizado para tendido aéreo o para distribución subterránea como el que se observa en la figura 2-25.

### CABLE AISLADO PARA TENDIDO AÉREO

El aislamiento del cable está diseñado para soportar el estrés producido por las altas tensiones y para prevenir el contacto directo del conductor con otra clase de objetos o personas.

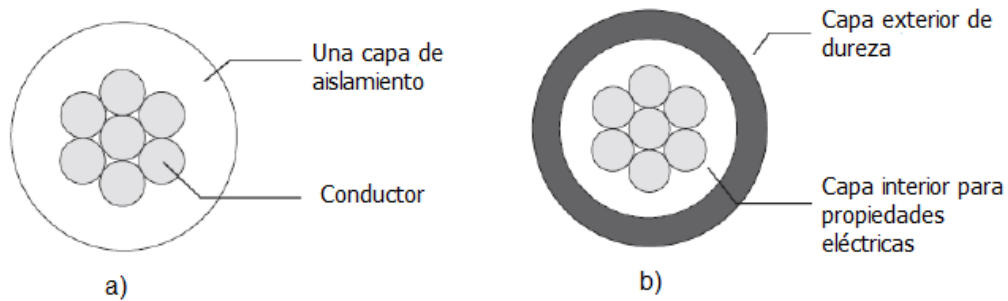


Figura 2- 24. Cable aislado para tendido aéreo. a) Diseño de una capa, b) Diseño de dos capas.

### CABLE AISLADO PARA DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEA

Estos cables pueden ser utilizados en ambientes húmedos o secos, instalados en ductos, conduit o directamente enterrados.

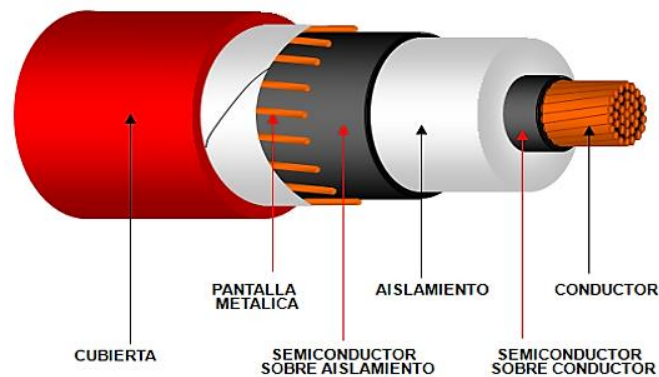
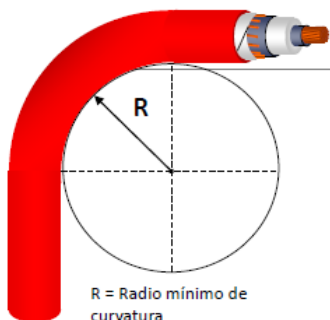


Figura 2- 25. Componentes de un cable aislado para distribución subterránea.

## RADIO MÍNIMO DE CURVATURA PARA CABLES MAYORES A 600 V Y MENORES O IGUALES A 35 KV



TIPO DE CABLE	RADIO MÍNIMO DE CURVATURA
Monoconductor sin pantalla metálica	8 D
Monoconductor con pantalla metálica o con cubierta de plomo	12 D

D: diámetro exterior del cable.

### 2.2.7 TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO

Los dispositivos de medición, así como los relés de protección por lo general no pueden soportar elevados valores de tensión y de corriente, para ello se utilizan transformadores de medida y de protección, a través de los cuales se pueden llevar señales de tensión y de corriente, de un valor proporcional muy inferior al valor nominal, a los dispositivos de medida y de protección.

Como las mediciones y el accionamiento de las protecciones se hallan referidas, en última instancia, a la apreciación de tensión y corriente, se dispone de dos tipos fundamentales de transformadores de medida y protección.

- **Transformadores de tensión o de potencial (TP):** Se utilizan para la transformación del voltaje a valores seguros y medibles mediante instrumentos análogos o digitales.
- **Transformadores de corriente (TC):** Se utilizan para la transformación de corriente a valores seguros y medibles mediante instrumentos análogos o digitales.

Estos transformadores pueden utilizarse para protección, medición, o para ambos casos simultáneamente siempre y cuando la potencia y clase de precisión sean adecuadas a la función que desarrollen.

#### RANGOS COMERCIALES DE TC Y TP

##### Rangos comerciales de Transformadores de potencia (T.P)

Devanado Primario (V)	Devanado Secundario (V)
220; 440; 2200; 3300	110
15; 30; 50; 75	150
3300; 6600	110

Tabla 2- 1. Rangos comerciales de transformadores de potencia (T.P.).

## Rangos comerciales de Transformadores de corriente (T.C)

Devanado Primario (A)	Devanado Secundario
10; 15; 30; 50; 100; 250; 300; 500; 750; 1500	5A-3450V
10; 15; 30; 50; 100; 250; 300; 500; 750; 1500	5A-6900V
0.5; 0.75; 1; 1.5; 2; 3; 5; 7.5; 10; 15; 20; 30; 50; 75; 100; 500	5A-250V

Tabla 2- 2. Rangos comerciales de transformadores de corriente (T.C).

Normalmente los TC se construyen con corrientes secundarias de 1 A y 5 A. Por razones técnicas, pero ante todo por razones económicas, se recomienda una corriente secundaria de 1A, especialmente si los cables de medida son largos. En nuestro país los TC con corriente secundaria de 5A son bastante utilizados.

### 2.2.7.1 TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

Son aparatos en los que la corriente secundaria, dentro de las condiciones normales de operación, es prácticamente proporcional a la corriente primaria, aunque ligeramente desfasada. Desarrollan dos tipos de función: transformar la corriente, así como aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión.

Los TC se pueden fabricar para servicio interior o exterior. Los de servicio interior son más económicos y se fabrican para tensiones de servicio de hasta 36 kV, con aislamiento en resina sintética. Los de servicio exterior para media tensión se fabrican con aislamiento de porcelana y aceite, o con aislamientos a base de resinas que soportan todo tipo de condiciones climatológicas. Para altas tensiones se utilizan aislamientos a base de papel y aceite dentro de un recipiente metálico, con aisladores pasatapas de porcelana. Actualmente se utilizan resinas dentro de un aislador de porcelana, o gas SF<sub>6</sub> y cubierta de porcelana. Algunos transformadores y equipos de protección pueden tener incorporados, de fábrica dentro de los mismos Bushings primarios, TC de protección o de medición.



Figura 2- 27. TCs de baja tensión con aislamiento de resina, diseñados para medición.



Figura 2- 26. TCs de baja tensión rectangulares, para usos de medición y monitoreo.

Los TC, tanto de medida como de protección, se construyen con núcleos de chapa magnética de gran permeabilidad. Cuando un núcleo se diseña para un transformador de medida se utiliza una chapa de rápida saturación, mientras que, si es diseñado para protección, la chapa a utilizar será de saturación débil o lenta. En la siguiente grafica se observa esta característica:

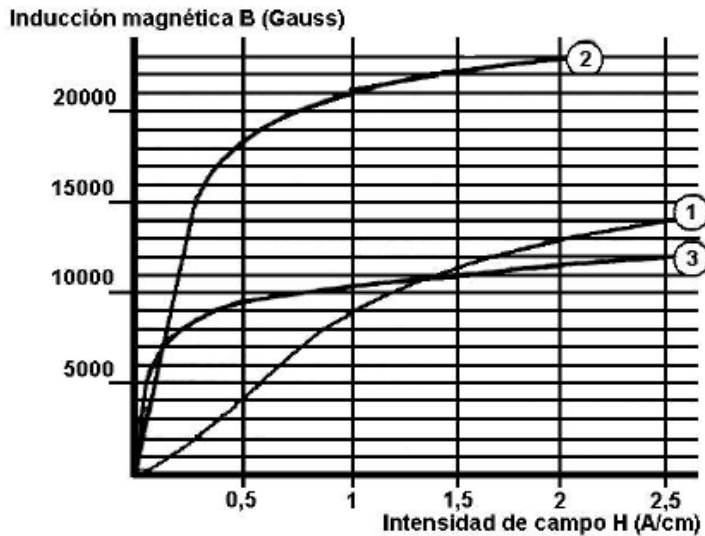


Figura 2- 28. Curvas de Inducción magnética vs Intensidad de campo para chapas magnéticas de gran permeabilidad.

1. Chapa con alto porcentaje de silicio.
2. Chapa de aleación ferromagnética a base de níquel (30% al 70%) de gran permeabilidad magnética y débil poder de saturación.
3. Ídem anterior, pero con gran poder de saturación.

Las chapas de las curvas 2 y 3 se llaman comercialmente Mu-Metal o Permalloy. Con esta distinción de núcleos se garantiza, cuando se utiliza una chapa de gran permeabilidad y de rápida saturación en los transformadores para medida, una buena precisión para corrientes primarias no superiores al 120 % de la corriente primaria nominal, mientras que las sobrecorrientes y cortocircuitos no se transfieren al secundario gracias a la rápida saturación de la chapa.

### Funcionamiento de TC en caso de sobrecorriente

En caso de sobrecorriente, la corriente secundaria asignada aumenta proporcionalmente con la corriente primaria asignada hasta el valor de corriente primaria límite asignada (para los aparatos de medida).

La relación de transformación ente corriente primaria límite asignada y la corriente primaria asignada da como resultado el factor de seguridad para los aparatos de medida relativo al núcleo. De acuerdo con ese factor, la corriente primaria límite asignada está sujeta a ciertos límites de error. Los núcleos de medida, el error de corriente  $F_i$  es superior a -10% para poder proteger a los aparatos de medida, contadores, etc., contra sobrecorrientes de forma segura.

El núcleo de protección, el error compuesto  $F_g$  es de un 5% (5P) o 10%(10P) como máximo para asegurar el disparo por protección deseado.

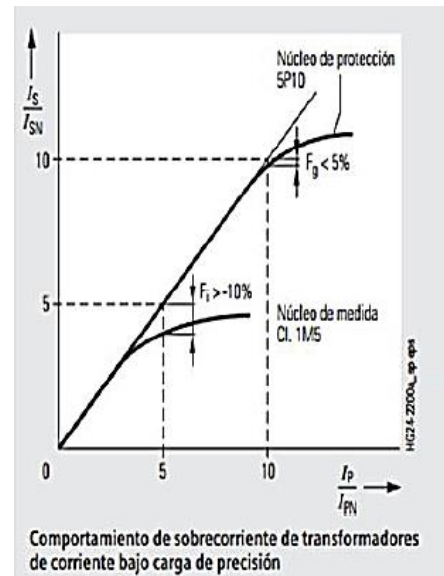


Figura 2- 29. Comportamiento de sobrecorriente de transformadores de corriente bajo carga de precisión.

**Clase de precisión para medición:** La clase de precisión se designa por el error máximo admisible, en por ciento, que el transformador puede introducir en la medición, operando con su corriente nominal primaria y la frecuencia nominal.

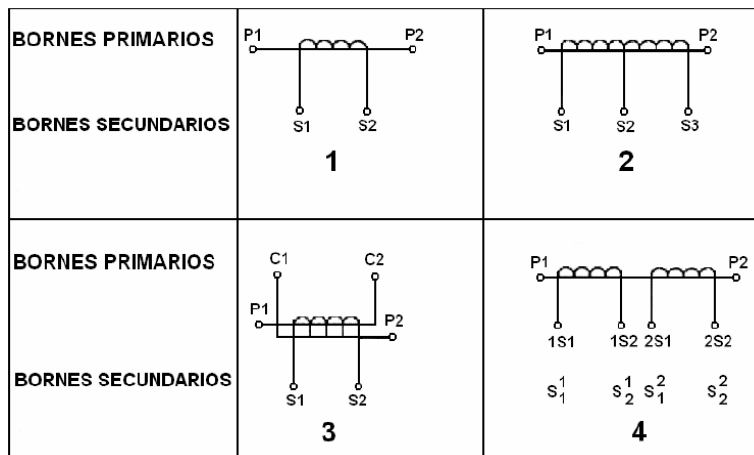
**Precisiones normalizadas en transformadores de corriente**

Clase	Utilización
<b>0.1</b>	Aparatos para mediciones y calibraciones de laboratorio.
<b>0.2 a 0.3</b>	Mediciones de laboratorio y alimentaciones para los kilowatímetros hora de alimentadores de potencia.
<b>0.5 a 0.6</b>	Alimentación para kilowatímetros hora de facturación en circuitos de distribución e industriales.
<b>1.2</b>	Alimentación a las bobinas de corriente de los aparatos de medición en general, indicadores o registradores y a los relés de las protecciones diferenciales, de impedancia y de distancia.
<b>3 a 5</b>	Alimentación a las bobinas de los relés de sobrecorriente.

*Tabla 2- 3. Precisiones normalizadas en transformadores de corriente.*

Los bornes de los arrollamientos primario y secundario deben poder ser identificados con fiabilidad. Para ello, en la norma IEC 60185 se indica el criterio a seguir para su nomenclatura, siendo aquellos bornes que empiecen con P y C los del arrollamiento primario, y los que empiecen con S los del arrollamiento secundario. En las figuras a continuación se visualizan los diferentes casos. A continuación, se presentan los diferentes tipos de arrollamientos para el primario y secundario de un TC:

- 1- Transformador de simple relación.
- 2- Transformador con toma intermedia en el secundario.
- 3- Transformador con dos secciones en el arrollamiento primario para su conexión en serie o paralelo.
- 4- Transformador con dos arrollamientos secundarios y núcleos independientes.



*Figura 2- 30. Tipos de arrollamientos para primario y secundario de un TC.*

En media tensión debido al riesgo de sobretensiones, los transformadores de corriente no pueden ser operados con bornes secundarios abiertos, sino únicamente en cortocircuito con la carga del equipo de medida.

En la figura 2-31, podemos observar diferentes diseños de transformadores de corriente para media tensión de la marca CIC (Challenge Industrial Co., Ltd). El número 1 está diseñado para uso en exteriores, mientras que los números 2 y 3 para uso en interiores, los 3 modelos utilizan resina epoxi cicloalifática como aislante.



Figura 2- 31. TC's de media tensión (30 - 36 kV).

### 2.2.7.2 TRANSFORMADORES DE POTENCIAL

Un transformador de tensión es un dispositivo destinado a la alimentación de aparatos de medición y/o protección con tensiones proporcionales a las de la red en el punto en el cual está conectado. El primario se conecta en paralelo con el circuito por controlar y el secundario se conecta en paralelo con las bobinas de tensión de los diferentes aparatos de medición y de protección que se requiere energizar. Cada transformador de tensión tendrá, por lo tanto, terminales primarios que se conectarán a un par de fases o a una fase y tierra, y terminales secundarios a los cuales se conectarán aquellos aparatos. En estos aparatos la tensión secundaria, dentro de las condiciones normales de operación, es prácticamente proporcional a la tensión primaria, aunque ligeramente desfasada.

Desarrollan dos funciones: transformar la tensión y aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión.

Estos transformadores se fabrican para servicio interior o exterior, y al igual que los de corriente, se fabrican con aislamientos de resinas sintéticas (epoxy) para tensiones bajas o medias de hasta 33 kV, mientras que para altas tensiones se utilizan aislamientos de papel, aceite, porcelana o con gas SF<sub>6</sub>.



Figura 2- 32. TP's para media tensión, encapsulados en resina.



La clasificación principal de los transformadores de tensión se basa en el destino o utilización del transformador distinguiéndose los siguientes tipos: Transformadores de tensión para medida: Son los concebidos para alimentar equipos de medida. Una de sus características fundamentales es que deben ser exactos en las condiciones normales de servicio. El grado de exactitud de un transformador de medida se mide por su clase o precisión, la cual nos indica en tanto por ciento el máximo error que se comete en la medida. La norma IEC especifica que la clase o precisión debe mantenerse cuando la tensión que se aplica en el arrollamiento primario se encuentre comprendida en un rango que va del 80 al 120 % de la tensión primaria nominal, asimismo también debe mantenerse dicha precisión cuando la carga conectada al secundario del transformador esté comprendida entre el 25 y el 100 % de la carga nominal y con un factor de potencia de 0,8 inductivo. Las clases de precisión normales para los TT monofásicos para medidas son:

0,1 – 0,2 - 0,5 – 1,0 – 3,0

Transformadores de tensión para protección: Son aquellos destinados a alimentar relés de protección. Si un transformador va a estar destinado para medida y protección, se construye normalmente con dos arrollamientos secundarios, uno para medida y otro para protección, compartiendo el mismo núcleo magnético, excepto que se desee una separación galvánica. Por esta razón, en la norma IEC, se exige que los transformadores de protección cumplan con la clase de precisión de los transformadores de medida.

#### Límites de error de tensión y de ángulo de fase

El error de tensión y de desfase a la frecuencia nominal no debe superar los valores de la siguiente tabla de la IEC:

Clases de precisión de los transformadores de tensión				
Clase de precisión	Límites de tensión	Error de tensión %	Ángulo de error en minutos	Ángulo de error en centirradianes
0,1	0,8 – 1,2 Un	± 0,1	± 5	± 0,15
0,2	0,8 – 1,2 Un	± 0,2	± 10	± 0,30
0,3	0,8 – 1,2 Un	± 0,3	± 20	± 0,60
1,0	0,8 – 1,2 Un	± 1	± 40	± 1,20
3,0	1 Un	± 3	---	---

Tabla 2- 4. Clases de precisión de los transformadores de tensión.

#### Requerimientos adicionales para transformadores de tensión para medición

Todos los TT destinados a protección deben cumplir con alguna de las clases de precisión definidas en la tabla anterior, y además deben ser de una de las clases de precisión definidas en el párrafo 30.1 de la IEC.

Las clases de precisión normales de TT para protección son “3P” y “6P”, y los mismos límites de error de tensión y de desfase son normalmente aplicables tanto al 5% de la Un como a la tensión correspondiente al factor de tensión nominal. A 2% de la Un, los límites de error son llevados al doble de aquellos válidos al 5% de la Un.

<b>Clases de precisión de los transformadores de tensión para protección</b>			
<b>Clase de precisión</b>	<b>Error de tensión %</b>	<b>Angulo de error en minutos</b>	<b>Angulo de error en centirradiantes</b>
3P	± 3,0	± 120	± 3,5
6P	± 6,0	± 240	± 7,0

Tabla 2- 5. Clases de precisión de los transformadores de tensión para protección.

### 2.2.7.3 EJEMPLO DE SELECCIÓN DE UN TC PARA MEDICIÓN

Se necesita seleccionar un TC para medición, para un circuito que alimenta un transformador, cuyos datos se muestran a continuación:

#### Datos del transformador

Potencia aparente (S)	120 kVA
Tensión primaria (Vp)	13,800 V
Tensión secundaria (Vs)	480 V
Corriente nominal del primario (Ip)	47 A
Corriente nominal del secundario (Is)	1,347 A
Corriente de cckto en barras principales del tablero (Iccb)	7,700 A

#### Selección del TC por corriente nominal:

La recomendación de selección de un TC para medición, es que el valor en el primario para la relación de transformación sea 1.5 veces la corriente del primario, esto con el fin de evitar que el instrumento a conectar este en el límite de su rango. Por tanto:

$$I_{tc} = I_p * 1.5 = (47 A * 1.5) = 70.5 A \approx 71 A$$

En la siguiente tabla del estándar Std. C57.13 (IEEE Power Engineering Society, 2008), “valores estandarizados de relación de transformación para TC”, se recomienda tomar el valor estándar inmediato superior al calculado.

Current ratings (A)			
Single ratio		Double ratio with series-parallel primary windings	Double ratio with taps in secondary winding
10:5	800:5	25 × 50:5	25/50:5
15:5	1200:5	50 × 100:5	50/100:5
25:5	1500:5	100 × 200:5	100/200:5
40:5	2000:5	200 × 400:5	200/400:5
50:5	3000:5	400 × 800:5	300/600:5
75:5	4000:5	600 × 1200:5	400/800:5
100:5	5000:5	1000 × 2000:5	600/1200:5
200:5	6000:5	2000 × 4000:5	1000/2000:5
300:5	8000:5		1500/3000:5
400:5	12000:5		2000/4000:5
600:5			

Por tanto, en la tabla anterior, en la columna “single ratio” (Para medición no es usual utilizar TC con multirelación) vemos que el valor más cercano a 71 A es 75 A, pero siguiendo con la recomendación se optara por seleccionar el TC de relación de transformación estándar **100:5 A**.

Otros criterios a tomar en cuenta para la correcta selección del TC son:

- Tener en cuenta la tensión del sistema y consultar con el fabricante las relaciones de transformación disponibles para ese nivel de tensión.
- Los TC utilizados para medición deben tener una precisión con un error no mayor al 10% hasta 1.2 veces la corriente nominal en el secundario, valor a partir del cual se puede producir la saturación. Por lo tanto, en el caso de los TC para medición no es necesario realizar una comprobación de saturación.

### 2.2.8 FACTURACIÓN

Es importante conocer la forma de facturación que emplean las empresas distribuidoras de energía eléctrica, ya que con el apropiado conocimiento de nuestra factura podemos saber el comportamiento de nuestro consumo de energía durante el último semestre, ya sea de nuestro lugar de residencia, establecimiento de nuestro negocio, etc. Con ello se pueden tomar acciones para el ahorro de energía, que nos permitan gestionar de forma más eficiente su consumo.

Los factores considerados en la factura de electricidad son los siguientes:

- Energía consumida (kWh).
- Demanda facturada (kW).
- Factor de potencia (cuando hay penalización).
- Días facturados.
- Tarifas del periodo.
- Cargos fijos: de comercialización (\$/mes).
- Cargos variables: Cargo por energía (\$/kWh) y cargo por distribución (kW).
- Compensación por energía no servida.
- Alquiler de transformadores.

Para los suministros con medición horaria, se definen los horarios tarifarios de la siguiente forma:

- **Punta:** de las 18:00 hasta las 22:59.
- **Valle:** de las 23:00 hasta las 04:59.
- **Resto:** de las 05:00 hasta las 17:59.

Los niveles de tensión se dividen en baja tensión, media tensión y alta tensión:

- **Baja tensión (BT):** Suministros que se realizan a niveles de voltaje menores o iguales a 600V (0 hasta 600V).
- **Media tensión (MT):** Suministro que se realizan a niveles de voltaje mayores a 600V y menores a 115kV.
- **Alto tensión:** Sistemas de transmisión igual o superior a 115V.

## 2.2.8.1 FACTORES CONSIDERADOS EN EL COBRO DEL SERVICIO ELÉCTRICO

Los tres factores principales en la facturación de energía eléctrica son: cargo por comercialización, cargo por consumo de energía en kWh y cargo de distribución. En el artículo 41, sección IV “Medición y Facturación” del Acuerdo: “**Términos y Condiciones Generales al Consumidor Final del Pliego Tarifario del año 2021**” (SIGET, 2021), establecido por la SIGET dice lo siguiente:

*“Para todas las categorías tarifarias contenidas en este pliego tarifario, la factura del usuario final incluirá los siguientes cargos del servicio eléctrico:”*

- a) Cargo de Comercialización.*
- b) Cargo por Energía.*
- c) Cargo de Distribución.*

*Además, incluirá los siguientes costos y/o recargos:”*

- “Costos de Tasas Municipales según metodologías de la SIGET.”*
- “Si correspondiere, un recargo por factor de potencia, según se define en el artículo 52 de estos Términos y Condiciones.”*
- “Si correspondiere, un recargo por incidencia en la calidad del producto técnico (Niveles de Tensión; Perturbaciones en la onda de voltaje-flicker y tensiones armónicas-; Incidencia del Usuario en la calidad), de acuerdo a lo regulado en la Modificación a las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución y a la Metodología para el Control de la Calidad del Producto Técnico referente a la Campaña de Perturbaciones, contenida en el Acuerdo No.320-E-2011 o las que las sustituyan.”*

*“La factura del usuario final también deberá indicar los reintegros producto de auditorías y las compensaciones a pagar por la Distribuidora por incumplimientos a las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución y a la Metodología para el Control de la Calidad del Producto Técnico referente a la Campaña de Perturbaciones. En la factura se debe indicar en color constante, en letra grande y notablemente visible para el usuario, los aspectos que correspondan a reintegros o compensaciones a favor del usuario final.”*

*“Respecto del registro de cobros de bienes o servicios, la factura del usuario final deberá ser conforme a lo establecido en el marco legal y regulatorio vigente.”*

**Cargo por comercialización:** Es un cargo fijo que se cancela mensualmente por servicios como: emisión y reparto de facturas, atención en oficinas comerciales, disponibilidad del número de atención al cliente las 24 horas del día y los 365 días al año, entre otros. Corresponde al 5% del total a pagar por el consumidor, es determinado cada 5 años y ajustado anualmente.

**Cargo por consumo de energía:** Es el cobro por la energía consumida durante cada mes, el cual es establecido por las empresas generadoras y aprobado por la SIGET. (No lo establecen las empresas distribuidoras). Para los clientes catalogados en Medianas o Grandes Demandas, este cargo registra diferentes precios según los horarios en que haya sido efectuado el consumo (Tarifa Horaria), como se puede apreciar en el pliego tarifario.

Corresponde al 65% del total a pagar por el consumidor, no representa ninguna ganancia para el distribuidor ya que el 100% de este ingreso es un costo directo de producción, no generando ningún margen de utilidad. En base a la regulación, estos cargos son ajustados trimestralmente (15 de enero, 15 de abril, 15 de julio y 15 de octubre) y publicados por cada distribuidor mediante el pliego tarifario.

Los factores considerados en el cargo por consumo de energía son:

- Costo de producción de energía.
- Cargo por capacidad.
- Costos asociados a los CLP (Contratos a Largo Plazo).
- Cargos del Sistema, tales como:
  - Transporte de energía.
  - Cargos Regionales.
  - Servicios Auxiliares.
  - Cargos por Servicios (SIGET, UT).
  - Pérdidas.

**Cargo de distribución:** Este es el cargo que se cancela por la operación, mantenimiento y expansión de la red de distribución (cambiar cables, postes, transformadores, medidores, uso de nuevas tecnologías, entre otros). Así como la recuperación de inversiones que se realizan para mantener un óptimo servicio. Este cargo es asignado por la distribuidora. Corresponde al 30% del total a pagar por el consumidor, es determinado cada 5 años y ajustado anualmente en base a los costos de operación de cada distribuidor.

Los Cargos por Distribución (CDistr) se calculan dividiendo los costos anuales correspondientes al Costo de Capital Anual (CCA) más el Costo Total Anual de Operación y Mantenimiento (CTOM) para el subsistema correspondiente a cada nivel de tensión, entre la Capacidad Total de Transferencia (CTT) de dicho subsistema. Estos cargos son calculados de forma separada para las redes de Media Tensión (MT) y Baja Tensión (BT) y son expresados en valores monetarios unitarios por mes.

Las expresiones matemáticas utilizadas para el cálculo de los cargos por distribución, son las siguientes:

$$CDistr_{MT} = \frac{(CCA_{MT} + CTOM_{MT})}{(CTT_{BT} + CTT_{MT})}$$

$$CDistr_{BT} = \frac{(CCA_{BT} + CTOM_{BT})}{(CTT_{BT})}$$

Donde:

$CDistr_{MT}$ : Cargo de Distribución de la red de MT.

$CDistr_{BT}$ : Cargo de Distribución de la red de BT.

$CCA_{MT}$ : Costo Anual de Capital de la red de MT.

$CCA_{BT}$ : Costo Anual de Capital de la red de BT.

$CTOM_{MT}$ : Costo Total de Operación y Mantenimiento de la red de MT.

$CTOM_{BT}$ : Costo Total de Operación y Mantenimiento de la red de BT.

$CTT_{MT}$ : Es la suma de las potencias máximas de los clientes de media tensión. En el caso de las categorías tarifarias que requieran de medición de potencia, se considerara la suma del promedio de las potencias

registradas a los usuarios comprendidos en dichas categorías tarifarias para el año base del estudio. en el caso de las categorías tarifarias que no cuenten con medición de potencia, se considerara la potencia máxima obtenida (para toda la categoría tarifaria) del balance de potencia tarifario.

CTT<sub>BT</sub>: Es la suma de las potencias máximas de los clientes de baja tensión. En el caso de las categorías tarifarias que requieran de medición de potencia, se considerara la suma del promedio de las potencias registradas a los usuarios comprendidos en dichas categorías tarifarias para el año base del estudio. en el caso de las categorías tarifarias que no cuenten con medición de potencia, se considerara la potencia máxima obtenida (para toda la categoría tarifaria) del balance de potencia tarifario.

**Costos de Tasas Municipales:** Las empresas distribuidoras en acuerdo con las alcaldías municipales incluyen en su facturación los impuestos por aseo, alumbrado público y desechos sólidos, a manera de facilitar a los consumidores en el pago de estos en una sola factura.

**Recargo por bajo factor de potencia:** Este recargo se aplica a todos los contratos de suministro cuyo factor de potencia (FP) inductivo sea inferior a 0.90, debido a que un bajo factor de potencia aparte de generar problemas en las instalaciones del usuario, genera defectos en los sistemas de generación, transformación y distribución de la energía. Por lo cual en el artículo 52, del Acuerdo Términos y Condiciones 2021 (SIGET, 2021) se establece lo siguiente:

*“Art. 52.- Los contratos de suministro deberán incluir recargos cuando el factor de potencia (FP) inductivo sea inferior a 0.90. Cuando el contrato de suministro no contemple lo anterior, o el suministro se realice de conformidad con el presente pliego tarifario, el Distribuidor podrá aplicar los recargos siguientes:”*

*“1) Si el FP es igual o mayor que 0.75 y menor que 0.90, el cargo por energía será aumentado en 1% por cada centésima que el FP sea inferior a 0.90;”*

*“2) Si el FP es igual o mayor que 0.60 y menor que 0.75, el cargo por energía será aumentado en 15% más el 2% por cada centésima que el FP sea inferior a 0.75; y,”*

*“3) Si el FP fuese inferior a 0.60, el Distribuidor podrá suspender el suministro hasta tanto el usuario final adecúe sus instalaciones a fin de superar dicho valor límite.”*

*“La medición de factor de potencia se deberá realizar con conocimiento del usuario final, quien deberá ser informado de los resultados en la factura.”*

*“El Distribuidor deberá reiniciar el registro de factor de potencia cada vez que realice el correspondiente ciclo mensual de lectura de los medidores de energía eléctrica, y en ningún momento podrá facturar un factor de potencia que no haya sido reiniciado mensualmente.”*

*“En los casos que el factor de potencia sea inferior a 0.90, el Distribuidor deberá notificar al usuario final sobre la situación anómala y hacer de su conocimiento que, si no corrige dicha condición en un plazo de 90 días consecutivos contados a partir de la notificación, podría proceder a cobrar el recargo por bajo factor de potencia correspondiente, desde el momento en que fue notificado. Adicionalmente, deberá comunicarle que dicho recargo dejará de aplicarse en cuanto el factor de potencia sea igual o mayor a 0.90.”*

*“En todo caso el Distribuidor sólo podrá aplicar esta disposición cuando se realice el correspondiente ciclo de lectura después de transcurridos los 90 días y se confirme que la condición persiste.”*

“Si el usuario final corrige dentro del periodo de 90 días y en los subsiguientes 6 meses contados a partir del vencimiento de ese período reincide con un bajo factor de potencia, el Distribuidor deberá notificar al usuario final sobre su situación anómala considerándose una reincidencia y podrá proceder a cobrar el recargo por bajo factor de potencia correspondiente, desde el momento en que se notifique la reincidencia.”

### 2.2.8.2 LECTURA DE LA FACTURA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

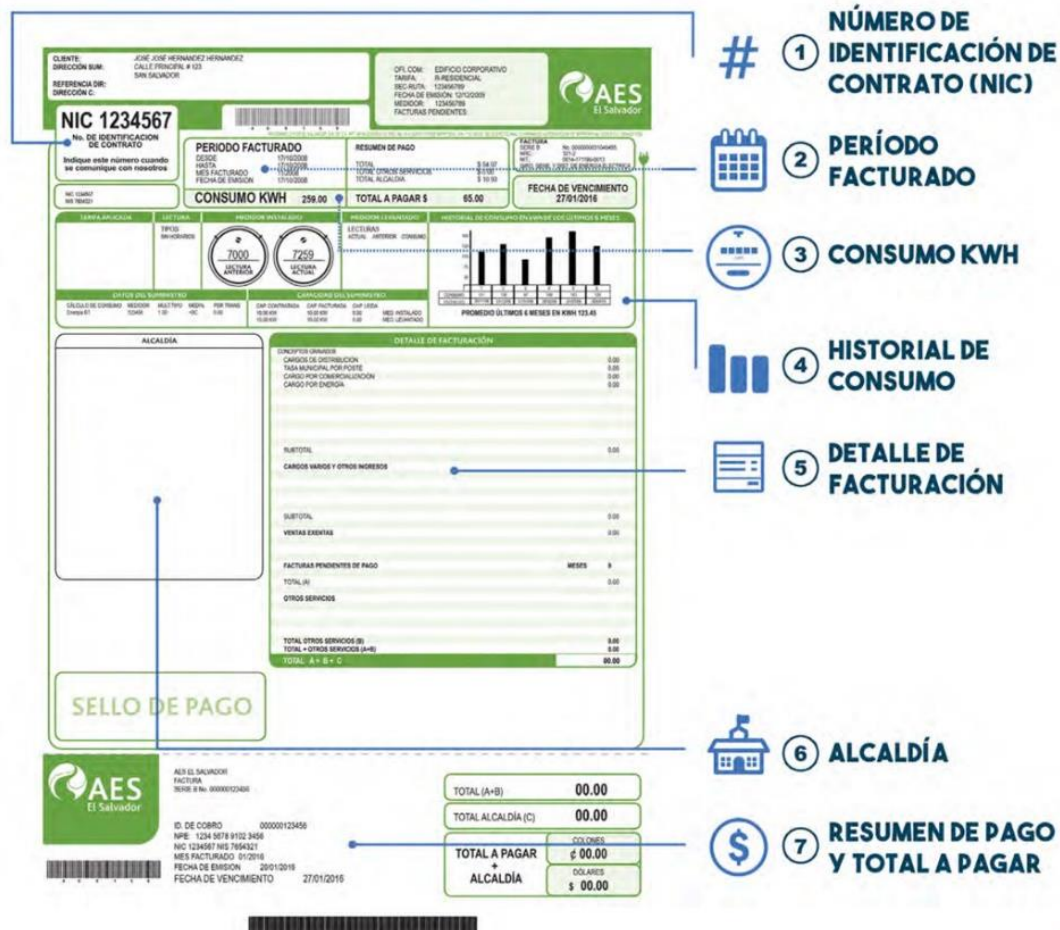


Figura 2- 33. Componentes de una factura de energía eléctrica.

#### 1. NÚMERO DE IDENTIFICACIÓN DE CONTRATO, NIC.

Está ubicado en la parte superior de la factura, el NIC es el número con el que una persona natural o empresa puede identificarse como cliente de AES El Salvador. Con este número es posible hacer consultas o requerimientos a la distribuidora, a través de sus canales de atención.

#### 2. PERÍODO FACTURADO

Es el período de consumo mensual de energía registrado por la distribuidora.

#### 3. CONSUMO kWh

Es la energía consumida y registrada por el medidor durante el mes, según las horas de uso de los aparatos electrónicos. Con relación a esto, es preciso identificar aquellos aparatos que consumen más energía durante el día para controlar su uso o sustituirlos por otros más eficientes.

#### **4. HISTORIAL DE CONSUMO**

Representa un elemento importante para la lectura y comprensión de la factura de energía, ya que muestra en un gráfico el comportamiento del consumo en kWh de los últimos seis meses. Su análisis puede ser de utilidad para quien busca disminuir su consumo y generar ahorro a través de prácticas más eficientes. No obstante, se debe tomar en cuenta que las variaciones registradas en el consumo de energía pueden estar ligadas al uso de aparatos electrodomésticos en mal estado, cambios en el voltaje por conexiones ilegales o daños en el medidor.

#### **5. DETALLE DE FACTURACIÓN**

Muestra los conceptos gravados y el importante que cada uno representa: Cargo por Energía, Cargo por Distribución, Cargo por Comercialización.

#### **6. ALCALDÍA**

Se detalla el cobro de las tasas municipales, que pueden variar según el municipio donde se emita la factura.

#### **7. RESUMEN DE PAGO Y TOTAL A PAGAR**

Muestra un resumen de los cobros contenidos en la factura, incluyendo las tasas municipales.



### 2.2.8.3 TÉRMINOS Y CONDICIONES GENERALES AL CONSUMIDOR FINAL DEL PLIEGO TARIFARIO DEL AÑO 2021

A continuación, se presentan los principales artículos del acuerdo “**Términos y condiciones generales al consumidor final del pliego tarifario del año 2021**” de la SIGET, En el capítulo 1, “Derechos y obligaciones” se contempla como primer punto los términos del contrato de suministro:

#### A. CONTRATO DE SUMINISTRO

**“Art.1.- Contrato de adhesión:** Es el documento hecho en formulario preelaborado, que suscribe un usuario a propuesta de un comercializador o distribuidor y que debe contener condiciones apegadas a este pliego tarifario, el cual debe ser firmado y el operador deberá entregar una copia impresa o digital al usuario final. El modelo de este contrato para cada Distribuidora deberá ser revisado por la SIGET en el mes de enero de cada año o cuando se modifique, o cuando sea necesario.

*Los distribuidores podrán celebrar contratos distintos de los contratos de adhesión o contratos de suministro de energía eléctrica, siempre y cuando proceda una real negociación entre las partes y cuando las condiciones pactadas incorporen mayores beneficios conmutativos al usuario que los contenidos en los términos y condiciones del pliego tarifario.”*

**“Contrato de suministro de energía eléctrica:** Es el acuerdo escrito por medio del cual un distribuidor que actúa como comercializador se obliga a entregar energía eléctrica al usuario final en forma continua durante un plazo determinado, por un precio y condiciones fijadas en este pliego tarifario y otras regulaciones vigentes.

*Si la prestación del servicio de energía eléctrica a los usuarios finales se está realizando sin existir un contrato de adhesión o de suministro, se entenderá que el suministro se está realizando de conformidad con este pliego tarifario.”*

Entre los artículos más importantes de la sección B “Categoría Tarifaria” se encuentran los siguientes:

#### B. CATEGORÍA TARIFARIA

**“Art. 8.- Para los efectos de este pliego tarifario, se clasifican las tarifas eléctricas en las categorías de demanda de potencia siguientes:**

**Pequeña Demanda:** Son aquellos servicios en los cuales la demanda máxima de potencia es menor o igual que 10 kilovatios (kW);

**Mediana Demanda:** Son aquellos servicios en los cuales la demanda máxima de potencia es mayor que 10 kW y menor o igual que 50 kW;

**Gran Demanda:** Son aquellos servicios en los cuales la demanda máxima de potencia es superior a 50 kW. Para efectos del presente pliego tarifario, se entenderá como demanda máxima de potencia, el máximo valor promedio medido durante quince minutos consecutivos, registrado en kW por el medidor en cada ciclo mensual de lectura de los medidores de energía eléctrica.”

**“Art. 10.- Los usuarios del servicio de energía eléctrica tienen derecho a exigir la tarifa que le sea propia de su clasificación basada en la demanda de potencia.**

*Los servicios suministrados a casas o apartamentos destinados exclusivamente para uso residencial se clasificarán en la Tarifa No. 1-R aun cuando tengan una demanda máxima de potencia mayor a 10 kW.*

*Los usuarios de las categorías de Pequeñas Demandas no residenciales tendrán derecho a optar por tarifas de categorías de Medianas Demandas, con o sin medición horaria de energía, si aceptan hacerse cargo de los costos de conexión correspondientes aprobados por la SIGET.*

*Para el caso de condominios residenciales, centros comerciales y aquellos suministros con similares características que las antes descritas en los cuales varios usuarios sean alimentados y medidos en Baja Tensión, a través de una subestación propia del condominio o centro comercial, serán clasificados en una tarifa de Baja Tensión.*

*En caso de que el suministro haya sido clasificado erróneamente en una categoría tarifaria que no le corresponde, el usuario final tendrá derecho a solicitar en todo momento que se corrija tal condición y a que el Distribuidor le reembolse los montos cobrados en exceso según corresponda, dicho reembolso se hará en un plazo máximo de treinta días calendario, a partir de la fecha de resolución del caso a favor del usuario final. En caso de que el Distribuidor incumpla dicho plazo, deberá pagar intereses sobre el monto a reembolsar, hasta la fecha en que se realice la devolución; dichos intereses se calcularán de conformidad a lo indicado en el Artículo No. 60 de estos Términos y Condiciones. Sin embargo, los montos cobrados en exceso sólo podrán ser reclamados dentro del plazo de dos años contados a partir de la fecha de vencimiento del primer documento de cobro, mediante el cual se constate la existencia de dicho error.”*

*“Art. 11.- Para todos aquellos servicios que cuenten con medición de potencia, el Cargo de Distribución será facturado de acuerdo a la potencia realmente demandada y registrada por el medidor en el mes correspondiente, independientemente de cuál sea la categoría tarifaria en que se ubique el usuario final.*

*El Distribuidor deberá reiniciar el registro de la demanda de potencia de forma presencial o remota, cada vez que realice el correspondiente ciclo mensual de lectura de los medidores de energía eléctrica.”*

A continuación, se muestran algunos de los artículos más importantes del capítulo IV. Facturación y medición:

*“Art. 30.- El Distribuidor podrá cobrar el costo de las inspecciones del equipo de medición que realice a solicitud del usuario final, únicamente si éstas exceden de dos dentro del mismo año calendario y si del resultado de las mismas, se compruebe que no han existido irregularidades en el equipo de medición o por parte del personal del Distribuidor.”*

*“Art. 31.- En el caso que existan desperfectos o problemas en los equipos de medición, el Distribuidor deberá corregirlos, calibrando o sustituyendo los mismos dentro de los próximos quince días calendario después de la fecha en que el usuario final presente el reclamo al Distribuidor, previa coordinación con el usuario o si no hubo reclamo, el plazo indicado se computará a partir del momento que el Distribuidor tuvo conocimiento de la situación. En este caso, el Distribuidor podrá estimar el consumo tomando en cuenta el equivalente al promedio de las últimas seis lecturas reales.*

*De no cumplirse lo anterior, el Distribuidor podrá realizar la calibración o sustitución del equipo de medición. En todo caso, los costos por la calibración o reemplazo del equipo de medición correrán por cuenta del Distribuidor, Asimismo, el Distribuidor tiene la obligación de dejar constancia en el medidor de la última fecha de calibración del equipo; dicha constancia debe contar con protección suficiente para que soporte las inclemencias del tiempo.”*

**“Art. 34.-** Los errores asociados al proceso de facturación deberán ser rectificadas en los plazos establecidos en las Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución. Dicho proceso comprende, todas las actividades involucradas desde la toma del registro de lectura del equipo de medición hasta la emisión del documento de cobro al usuario final.

Para formular cualquier solicitud de ajuste vinculado a errores en el proceso de facturación, el usuario final deberá hacerlo ante el Distribuidor dentro de los seis meses siguientes a partir de la fecha de vencimiento del documento de cobro objeto del reclamo; transcurrido este plazo, no habrá reclamación alguna.

El Distribuidor deberá pagar intereses al usuario final por las cantidades que éste le haya pagado con base en cobros indebidos por suministro de energía eléctrica, calculados desde el día en que el usuario final hizo el pago, hasta la fecha en que se realice la devolución, dichos intereses se calcularán de conformidad a lo indicado en el Artículo No. 60 de estos Términos y Condiciones.

Si por un error asociado al proceso de facturación del Distribuidor no se efectúa el cobro en un mes determinado, el Distribuidor podrá efectuar el cobro posteriormente, previa notificación de dicha situación al usuario final. En este caso, el Distribuidor deberá concederle al usuario final, un plan de pago, sin intereses, por un plazo que no sobrepase de seis meses. Asimismo, en estos casos, el Distribuidor solamente podrá efectuar cobros de facturaciones correspondientes a los últimos seis meses previos a la notificación. “

**“Art. 38.-** Los cargos de distribución se aplicarán en función de kilovatios (kW); cuando esto no sea posible y la potencia sea medida en kilovoltio amperio (kVA), se aplicará el correspondiente factor de potencia leído para determinar los kW equivalentes. Si no hubiese registro del factor de potencia, éste se tomará igual a 0.90.”

**“Art. 39.-** Los cargos contenidos en el presente Pliego Tarifario podrán ser ajustados automáticamente por el Distribuidor, de conformidad con lo dispuesto en el Art. 80 de la Ley General de Electricidad y el Art. 90 del Reglamento de dicha Ley. Los valores de dichos cargos se encuentran detallados en el Anexo 2 de los presentes términos y condiciones, que forma parte integrante de los mismos.

La SIGET podrá auditar la aplicación de estos ajustes, para verificar que han sido realizados conforme a lo establecido en el citado Reglamento.”

Para consultar los demás artículos del documento, “Términos y Condiciones Generales al Consumidor Final del Pliego Tarifario del año 2021, se puede acceder mediante el siguiente link:

<https://www.transparencia.gob.sv/institutions/siget/documents/434864/download>

A continuación, se presenta el pliego tarifario emitido por la SIGET, vigente del 15 de julio al 14 de octubre del año 2021:

## PLIEGO TARIFARIO VIGENTE DEL 15 DE JULIO AL 14 DE OCTUBRE (AÑO 2021)

SUPERINTENDENCIA GENERAL DE ELECTRICIDAD Y TELECOMUNICACIONES									
TARIFAS									
PRECIOS MAXIMOS PARA EL SUMINISTRO ELECTRICO									
VIGENTES A PARTIR DEL 15 DE JULIO 2021									
I. PEQUEÑAS DEMANDAS (0 < kW ≤ 10)									
BAJA TENSION									
a) Tarifa Residencial para consumos menores de 99 kWh/mes - BT									
Bloque 1: Primeros 99 kWh/mes									
		CAESS	DEL SUR	CLESA	EEO	DEUSEM	EDESAL	B&D	ABRUZZO
Cargo de Comercialización:									
Cargo Fijo	US\$/Usuario-m	0.816923	0.954878	0.748606	0.870470	0.792377	2.272636	0.826874	0.882635
Cargo de Energía:									
Cargo Variable	US\$/kWh	0.149435	0.158175	0.157365	0.157690	0.164433	0.153466	0.135047	0.147189
Cargo de Distribución:									
Cargo Variable	US\$/kWh	0.030689	0.050241	0.063110	0.067449	0.079060	0.065119	0.039357	0.037298
Bloque 2: Consumos entre 100 kWh/mes y 199 kWh/mes									
		CAESS	DEL SUR	CLESA	EEO	DEUSEM	EDESAL	B&D	ABRUZZO
Cargo de Comercialización:									
Cargo Fijo	US\$/Usuario-m	0.816923	0.954878	0.748606	0.870470	0.792377	2.272636	0.826874	0.882635
Cargo de Energía:									
Cargo Variable	US\$/kWh	0.148482	0.157062	0.155786	0.158609	0.165024	0.151909	0.135212	0.146825
Cargo de Distribución:									
Cargo Variable	US\$/kWh	0.033508	0.060188	0.028041	0.034854	0.037378	0.059850	0.034882	0.040825
Bloque 3: Consumos mayores o iguales a 200 kWh/mes									
		CAESS	DELSUR	CLESA	EEO	DEUSEM	EDESAL	B&D	ABRUZZO
Cargo de Comercialización:									
Cargo Fijo	US\$/Usuario-m	0.816923	0.954878	0.748606	0.870470	0.792377	2.272636	0.826874	0.882635
Cargo de Energía:									
Cargo Variable	US\$/kWh	0.145796	0.155895	0.154330	0.158232	0.164293	0.150723	0.135212	0.146628
Cargo de Distribución:									
Cargo Variable	US\$/kWh	0.042396	0.070608	0.079514	0.075058	0.080671	0.064471	0.036831	0.042499
Uso General									
		CAESS	DELSUR	CLESA	EEO	DEUSEM	EDESAL	B&D	ABRUZZO
Cargo de Comercialización:									
Cargo Fijo	US\$/Usuario-m	0.816923	0.954878	0.748606	0.870470	0.792377	2.272636	0.826874	0.882635
Cargo de Energía:									
Cargo Variable	US\$/kWh	0.145013	0.154809	0.150973	0.152217	0.156090	0.149060	0.126894	0.146674
Cargo de Distribución:									
Cargo Variable	US\$/kWh	0.034218	0.041825	0.039799	0.058856	0.061915	0.061011	0.036399	0.033622
Alumbrado Público									
		CAESS	DELSUR	CLESA	EEO	DEUSEM	EDESAL	B&D	ABRUZZO
Cargo de Comercialización:									
Cargo Fijo	US\$/Usuario-m	0.816923	0.954878	0.748606	0.870470	0.792377	2.272636	0.826874	0.882635
Cargo de Energía:									
Cargo Variable	US\$/kWh	0.134805	0.135314	0.133133	0.131873	0.135348	0.148817	0.135286	0.144340
Cargo de Distribución:									
Cargo Variable	US\$/kWh	0.035665	0.051192	0.063931	0.066396	0.070032	0.059639	0.043155	0.033642

**II. MEDIANA DEMANDA (10 < kW ≤ 50)**

<b>BAJA TENSION CON MEDICIÓN DE POTENCIA</b>									
		CAESS	DEL SUR	CLESA	EEO	DEUSEM	EDESAL	B&D	ABRUZZO
Cargo de Comercialización:									
Cargo Fijo	US\$/Usuario-m	0.816923	0.954878	0.748606	0.870470	0.792377	2.272636	0.826874	0.882635
Cargo de Energía:									
Cargo Variable	US\$/KWh	0.143355	0.153991	0.149109	0.149611	0.151985	0.144993	0.131387	0.146720
Cargo de Distribución:									
Potencia	US\$/KW-mes	14.081315	21.598128	22.424130	26.988660	28.455883	30.233598	16.937229	19.887423

<b>MEDIA TENSION CON MEDICIÓN DE POTENCIA</b>									
		CAESS	DEL SUR	CLESA	EEO	DEUSEM	EDESAL	B&D	ABRUZZO
Cargo de Comercialización:									
Cargo Fijo	US\$/Usuario-m	0.816923	0.954878	0.748606	0.870470	0.792377	2.272636	0.826874	0.882635
Cargo de Energía:									
Cargo Variable	US\$/KWh	0.133474	0.140760	0.137860	0.134830	0.137986	0.135671	0.124884	0.137152
Cargo de Distribución:									
Potencia	US\$/KW-mes	6.881023	6.791453	12.712465	17.324019	18.540127	9.410379	10.374532	5.123979

<b>BAJA TENSION CON MEDIDOR HORARIO</b>									
		CAESS	DEL SUR	CLESA	EEO	DEUSEM	EDESAL	B&D	ABRUZZO
Cargo de Comercialización:									
Atención al Cliente	US\$/Usuario-m	0.816923	0.954878	0.748606	0.870470	0.792377	2.272636	0.826874	0.882635
Cargo de Energía:									
Energía en Punta	US\$/KWh	0.163997	0.171618	0.175422	0.173243	0.183891	0.167109	0.150773	0.142996
Energía en Resto	US\$/KWh	0.134912	0.144864	0.138890	0.140961	0.142785	0.138168	0.120355	0.140358
Energía en Valle	US\$/KWh	0.162343	0.169001	0.172538	0.171987	0.183814	0.159020	0.147437	0.133729
Cargo de Distribución:									
Potencia	US\$/KW-mes	14.081315	21.598128	22.424130	26.988660	28.455883	30.233598	16.937229	19.887423

<b>MEDIA TENSION CON MEDIDOR HORARIO</b>									
		CAESS	DEL SUR	CLESA	EEO	DEUSEM	EDESAL	B&D	ABRUZZO
Cargo de Comercialización:									
Cargo Fijo	US\$/Usuario-m	0.816923	0.954878	0.748606	0.870470	0.792377	2.272636	0.826874	0.882635
Cargo de Energía:									
Energía en Punta	US\$/KWh	0.151926	0.157099	0.159987	0.154480	0.162992	0.156144	0.143311	0.126376
Energía en Resto	US\$/KWh	0.124983	0.132609	0.126669	0.125695	0.126558	0.129102	0.114398	0.124045
Energía en Valle	US\$/KWh	0.150395	0.154703	0.157356	0.153360	0.162924	0.148586	0.140140	0.118186
Cargo de Distribución:									
Potencia	US\$/KW-mes	6.881023	6.791453	12.712465	17.324019	18.540127	9.410379	10.374532	5.123979

**III. GRANDES DEMANDAS (>50 kW)**

<b>BAJA TENSION CON MEDIDOR HORARIO</b>									
		CAESS	DEL SUR	CLESA	EEO	DEUSEM	EDESAL	B&D	ABRUZZO
Cargo de Comercialización:									
Atención al Cliente	US\$/Usuario-m	12.253858	14.323192	11.229079	13.057050	11.885648	18.711930	16.400246	6.782011
Cargo de Energía:									
Energía en Punta	US\$/KWh	0.163997	0.171618	0.175422	0.173243	0.183891	0.167109	0.150773	0.142996
Energía en Resto	US\$/KWh	0.134912	0.144864	0.138890	0.140961	0.142785	0.138168	0.120355	0.140358
Energía en Valle	US\$/KWh	0.162343	0.169001	0.172538	0.171987	0.183814	0.159020	0.147437	0.133729
Cargo de Distribución:									
Potencia	US\$/KW-mes	14.081315	21.598128	22.424130	26.988660	28.455883	30.233598	16.937229	19.887423

<b>MEDIA TENSION CON MEDIDOR HORARIO</b>									
		CAESS	DEL SUR	CLESA	EEO	DEUSEM	EDESAL	B&D	ABRUZZO
Cargo de Comercialización:									
Cargo Fijo	US\$/Usuario-m	12.253858	14.323192	11.229079	13.057050	11.885648	18.711930	16.400246	6.782011
Cargo de Energía:									
Energía en Punta	US\$/KWh	0.151926	0.157099	0.159987	0.154480	0.162992	0.156144	0.143311	0.126376
Energía en Resto	US\$/KWh	0.124983	0.132609	0.126669	0.125695	0.126558	0.129102	0.114398	0.124045
Energía en Valle	US\$/KWh	0.150395	0.154703	0.157356	0.153360	0.162924	0.148586	0.140140	0.118186
Cargo de Distribución:									
Potencia	US\$/KW-mes	6.881023	6.791453	12.712465	17.324019	18.540127	9.410379	10.374532	5.123979

## 2.3 TABLAS NEC

El Código Eléctrico Nacional (NEC) o NFPA 70, ha sido elaborado por consenso, aprobado por el Instituto Nacional Americano de Normas, recomienda códigos, normas y prácticas, para el diseño de una buena y segura instalación eléctrica. Dado que es una norma bastante detallada, es muy útil en algunas aplicaciones específicas.

A continuación, se presentan las siguientes tablas, tomadas como referencia del “NEC 2008” (NFPA, 2008), y actualizadas a la versión “NEC 2017” (NFPA 7. , 2017); cuando existe un cambio significativo en ellas; y una breve descripción de la aplicación de las mismas.

### 2.3.1 CARGA DE ALUMBRADO PARA OCUPACIONES ESPECÍFICAS

Para instalaciones eléctricas en específico las comprendidas en la “**Tabla 220.12**” del referido código NEC versión 2017, en la cual describe “cargas de alumbrado mínimas” a ser instalada en estas ocupaciones. Notar que la unidad de medida está dada en  $\left(\frac{VA}{m^2}\right)$ . Sin embargo, es posible que en esta tabla se incluyan valores que no proporcionen la capacidad suficiente para la instalación contemplada.

Tipo de ocupación	Carga Unitaria	
	Volt-Ampere por metro cuadrado	Volt-Ampere por pie cuadrado
Cuarteles y auditorios	11	1
Bancos	39 <sup>b</sup>	3½ <sup>b</sup>
Barberías y salones de belleza	33	3
Iglesias	11	1
Clubes	22	2
Juzgados	22	2
Unidades de vivienda <sup>a</sup>	33	3
Garajes comerciales (almacenamiento)	6	½
Hospitales	22	2
Hoteles y moteles, incluidos apartamentos sin cocina para los inquilinos <sup>a</sup>	22	2
Edificios industriales y comerciales (áticos)	22	2
Casas de huéspedes	17	1½
Edificios de oficinas	39 <sup>b</sup>	3½
Restaurantes	22	2
Escuelas	33	3
Tiendas	33	3
Depósitos (almacenamiento)	3	¼
En cualquiera de las ocupaciones anteriores, excepto en viviendas unifamiliares y unidades individuales de vivienda bifamiliares y multifamiliares Lugares de reunión y auditorios	11	1
Recibidores, pasillos, armarios, escalera	6	½
Espacios de almacenamiento	3	¼

Tabla 2- 6. Cargas de alumbrado general por tipo de ocupación. Tomado de: (NFPA 7. , 2017, p.220.14).

a: Ver sección 220.14(J), NFPA 70

b: Ver sección 220.14(K), NFPA 70

### 2.3.2 CÁLCULOS DE LAS CARGAS DEL ALIMENTADOR Y DE LA ACOMETIDA

Para un alimentador o una acometida, la carga calculada no debe ser inferior a la suma de las cargas en los circuitos ramales que están siendo alimentados.

*“Los factores de demanda especificados en la “Tabla 220.42” del NEC versión 2017, estos se deben aplicar a la parte de la carga total calculada del circuito ramal para iluminación general. Estos factores no se deben aplicar para calcular el número de circuitos ramales para iluminación general”*

Nota: *“Los factores de demanda de esta Tabla no se deben aplicar a la carga calculada de los alimentadores o acometidas que dan suministro a áreas de hospitales, hoteles y moteles en las que es posible que se deba utilizar toda la iluminación al mismo tiempo, como quirófanos, comedores y salas de baile”.*

Tipo de ocupación	Parte de la carga de alumbrado a la que se aplica el factor de demanda (Volt-amperios)	Factor de demanda (%)
Unidades de vivienda	Primeros 3,000 o menos	100
	De 3,001 a 120,000	35
	A partir de 120,000	25
Hospitales *	Primeros 50,000 o menos	40
	A partir de 50,000	20
Hoteles y moteles, incluidos apartamentos sin cocina para los inquilinos*	Primeros 20,000 o menos	50
	De 20,001 a 100,000	40
	A partir de 100,000	30
Depósitos (almacenamiento)	Primeros 12,500 o menos	100
	A partir de 12,500	50
Todos los demás	Volt-amperios totales	100

*Tabla 2- 7. Factores de demanda para cargas de alumbrado. Tomado de: (NFPA 7. , 2017, p. 220.14).*

### 2.3.3 CARGAS DE RECEPTÁCULOS O TOMACORRIENTES EN UNIDADES DIFERENTES DE LAS DE VIVIENDA

En la “Tabla 220.44” del NEC versión 2017, se presentan los de factores de demanda para cargas de receptáculos en unidades diferentes de viviendas.

A continuación, se presenta la referida tabla.

Parte de la carga del receptáculo a la que se aplica el factor de demanda (volt-amperios)	Factor de demanda (%)
Primeros 10 KVA o menos	100
A partir de 10 KVA	50

*Tabla 2- 8. Factor de demanda para cargas de receptáculos. Tomado de: (NFPA 7. , 2017, p. 220.61).*

### 2.3.4 FACTOR DE DEMANDA Y CARGAS PARA ESTUFAS ELÉCTRICAS DOMÉSTICAS, HORNOS DE PARED, ETC.

En la tabla 220.55, de la versión del NEC 2017, se describen los factores de demanda para electrodomésticos de cocción de más de  $1\frac{3}{4}$  kW nominales. A continuación, se presenta la tabla correspondiente:

<b>Factor de demanda (%) (Véanse las notas)</b>			
<b>Número de Electrodomésticos</b>	<b>Columna A (menos de 3½ Kw nominales)</b>	<b>Columna B (de 3½ a 8¾ Kw nominales)</b>	<b>Columna C Demanda máxima (Kw) (véanse las notas no más de 12 Kw nominales)</b>
1	80	80	8
2	75	65	11
3	70	55	14
4	66	50	17
5	62	45	20
6	59	43	21
7	56	40	22
8	53	36	23
9	51	35	24
10	49	34	25
11	47	32	26
12	45	32	27
13	43	32	28
14	41	32	29
15	40	32	30
16	39	28	31
17	38	28	32
18	37	28	33
19	36	28	34
20	35	28	35
21	34	26	36
22	33	26	37
23	32	26	38
24	31	26	39
25	30	26	40
26-30	30	24	15 kW + 1 kW por cada estufa
31-40	30	22	
41-50	30	20	25 kW + ¾ kW por cada estufa
51-60	30	18	
61 y más	30	16	

Tabla 2- 9. Factor de demanda y cargas para estufas eléctricas domésticas, hornos de pared, et. Tomado de: (NFPA 7. , 2017, p.220.61).



**Notas:**

1. *Todas las estufas del mismo valor nominal y de más de 12 kW hasta 27 kW. Para estufas individuales de más de 12 kW, pero máximo 27 kW nominales, se debe aumentar la demanda máxima de la columna C un 5 % por cada kilowatt nominal adicional o mayor fracción por la cual la estufa excede los 12 kW.*
2. *Estufas de más de 8 ¾ kW hasta 27 kW de distinto valor nominal. Para estufas con potencia individual nominal de más de 8 ¾ kW y de diferente capacidad nominal, pero que no superen los 27 kW, se debe calcular un valor nominal promedio sumando las capacidades nominales de todas las estufas para obtener la carga total conectada (usando 12 kW por cada estufa de menos de 12 kW nominal) y dividiendo entre el número total de estufas. Después se debe aumentar la demanda máxima de la columna C un 5 % por cada kilowatt o mayor fracción en que este valor promedio exceda de 12 kW.*
3. *De más de 1 ¾ kW hasta 8 ¾ kW. En lugar del método proporcionado por la columna C, se permitirá sumar el valor nominal de la placa de características de todos los electrodomésticos de cocción de más de 1 ¾ kW nominales, pero de máximo 8 ¾ kW y multiplicar la suma por los factores de demanda especificados en las columnas A o B, para el número dado de electrodomésticos. Cuando el valor nominal de los electrodomésticos de cocción corresponda a ambas columnas A y B, se deben aplicar los factores de demanda de cada columna a los electrodomésticos de esa columna y sumar los resultados.*
4. *Carga del circuito ramal: se permitirá calcular la carga del circuito ramal de una estufa de acuerdo con la Tabla 220.55. La carga del circuito ramal para un horno de pared o una parrilla de mesón debe ser el valor nominal de la placa de características del electrodoméstico. La carga de un circuito ramal de una parrilla de mesón y máximo dos hornos de pared, conectados todos al mismo circuito ramal y situados en la misma estufa, se debe calcular sumando los valores nominales de la placa de características de cada electrodoméstico y considerando ese total como equivalente a una estufa.*
5. *Esta Tabla se aplica también a electrodomésticos de cocción de más de 1 ¾ kW nominales utilizados en programas educativos.*

### 2.3.5 VIVIENDAS MULTIFAMILIARES

**Cargas del alimentador o de la acometida.** Según la “*Tabla 220.84*” del NEC 2017, “*Se permitirá calcular la carga del alimentador o de la acometida que alimenta tres o más unidades de una vivienda multifamiliar*”. A continuación, se presenta la referida tabla.

Número de unidades de viviendas	Factor de Demanda (%)
3 - 5	45
6 - 7	44
8 - 10	43
11	42
12 - 13	41
14 - 15	40
16 - 17	39
18 - 20	38
21	37
22 - 23	36
24 - 25	35
26 - 27	34
28 - 30	33
31	32
32 - 33	31
34 - 36	30
37 - 38	29
39 - 42	28
43 - 45	27
46 - 50	26
51 - 55	25
56 - 61	24
62 y mas	23

*Tabla 2- 10. Factores de demanda para tres o más unidades de vivienda multifamiliar. Tomado de: (NFPA 70 , 2017, p.220.83).*

## 2.3.5 PUESTA A TIERRA Y PROTECCIÓN EQUIPOTENCIAL

### 2.3.5.1 CALIBRE DEL CONDUCTOR DEL ELECTRODO DE PUESTA A TIERRA DE CORRIENTE ALTERNA

Según el NEC 2017, “El calibre del conductor del electrodo de puesta a tierra en la acometida, en cada edificio o estructura alimentada por alimentador(es) o circuito(s) ramal(es) o en un sistema derivado separadamente de un sistema de C.A puesto a tierra o no.” Este no debe ser inferior al dado en la **Tabla 250.66**”. A continuación, se presenta los calibres de conductor mínimos a instalar.

Calibre del mayor conductor no puesto a tierra de entrada de la acometida, o área equivalente para conductores en paralelo <sup>a</sup> (AWG/kcmil)		Calibre del conductor del electrodo de puesta a tierra (AWG/kcmil)	
Cobre	Aluminio o aluminio recubierto de cobre <sup>b</sup>	Cobre	Aluminio o aluminio recubierto de cobre <sup>b</sup>
2 o menor	1/0 o menor	8	6
1 ó 1/0	2/0 ó 3/0	6	4
2/0 ó 3/0	4/0 ó 250	4	2
Más de 3/0 hasta 350	Más de 250 hasta 500	2	1/0
Más de 350 hasta 600	Más de 500 hasta 900	1/0	3/0
Más de 600 hasta 1,100	Más de 900 hasta 1,750	2/0	4/0
Más de 1100	Más de 1750	3/0	250

Tabla 2- 11. Conductor electrodo de puesta a tierra para sistemas de corriente alterna. Tomado de: (NFPA 70, 2017, p.250.68).

Notas:

1. Cuando se usan conjuntos múltiples de conductores para la entrada de la acometida como se permite en la sección 230.40, Excepción No. 2, el calibre equivalente del conductor más grande de entrada de la acometida se debe determinar por la mayor suma de las áreas de los conductores correspondientes de cada conjunto.
2. Cuando no hay conductores de entrada de la acometida, el calibre del conductor del electrodo de puesta a tierra se debe determinar por el calibre equivalente del mayor conductor de entrada de la acometida exigido para la carga que se va a alimentar.
  - a) Esta Tabla también se aplica a los conductores derivados de sistemas de c.a. derivados separadamente.
  - b) Véanse las restricciones de la instalación, en la Sección 250.64(A).

### 2.3.5.2 CALIBRE DE LOS CONDUCTORES DE PUESTA A TIERRA

Los conductores del tipo alambre a ser utilizados en puesta a tierra, en específico: cobre, aluminio, o aluminio recubierto de cobre, el calibre de estos no debe ser inferior al presentado en la “**Tabla 250.122**” del NEC 2017. Sin embargo, este conductor no puede ser mayor a los conductores que alimentan al equipo, normalmente este conductor, es un calibre inferior al de los conductores de alimentación del equipo.

Valor nominal o ajuste de dispositivos automáticos contra sobre-corriente en circuitos antes del equipo, conduit, etc., sin exceder de (Amperios):	Calibre (AWG o Kcmil)	
	Cobre	Aluminio o aluminio recubierto de cobre*
15	14	12
20	12	10
30	10	8
40	10	8
60	10	8
100	8	6
200	6	4
300	4	2
400	3	1
500	2	1/0
600	1	2/0
800	1/0	3/0
1,000	2/0	4/0
1,200	3/0	250
1,600	4/0	350
2,000	250	400
2,500	350	600
3,000	400	600
4,000	500	800
5,000	700	1,200
6,000	800	1,200

Nota: Cuando sea necesario cumplir con la sección 250.4 (A) (5) o (B) (4), el conductor de puesta a tierra del equipo debe ser dimensionado con un calibre mayor que el dado en esta Tabla.

\* Véanse las restricciones de instalación en la sección 250.120.

Tabla 2- 12. Calibre mínimo de conductores de puesta a Tierra de equipos para puesta a tierra de canalizaciones y equipos. Tomado de (NFPA 70 , 2017, p.250.136).

### 2.3.5.3 INSTALACIONES SUBTERRÁNEAS

Los requisitos mínimos de cubierta de cables conduit o canalizaciones enterradas directamente, deben cumplir con lo establecido en la “*Tabla 300.5*” del NEC 2017, la cual se muestra a continuación.

Ubicación del método de alambrado o circuito	Columna 1. Cables o conductores enterrados directamente		Columna 2. Conduit metálico rígido o conduit metálico intermedio		Columna 3. Canalizaciones no metálicas listadas para enterramiento directo sin encerramiento de concreto u otras canalizaciones aprobadas		Columna 4. Circuitos ramales para viviendas de 120 voltios nominales o menos con protección contra fallas a tierra (GFCI) y protección contra sobre corriente máxima de 20 amperios		Columna 5. Circuitos de control de riego y alumbrado del paisaje limitados a no más de 30 voltios e instalados con cables tipo UF o en otros cables o canalizaciones identificados	
	mm	pulgada	mm	pulgada	mm	pulgada	mm	pulgada	mm	pulgada
Todas las ubicaciones no especificadas más abajo	600	24	150	6	450	18	300	12	150	6
En zanjas por debajo de concreto de 50 mm (2 pulgadas) de espesor o equivalente	450	18	150	6	300	12	150	6	150	6
Bajo un edificio	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	(Solo en canalizaciones)						(Solo en canalizaciones)		(Solo en canalizaciones)	
Bajo baldosas de concreto para exteriores de mínimo 102 mm (4 pulgadas) de espesor, sin tráfico de vehículos y que las baldosas sobresalgan no menos de 152 mm (6 pulgadas) de la instalación subterránea	450	18	100	4	100	4	150	6	150	6
							(Enterrado directamente)		(enterrado directamente)	
							100	4	100	4
	(en canalizaciones)		(en canalizaciones)							
Bajo calles, carreteras, autopistas, callejones, accesos vehiculares y estacionamientos	600	24	600	24	600	24	600	24	600	24
Accesos vehiculares y estacionamientos exteriores para viviendas uni y bifamiliares y utilizados sólo para propósitos relacionados con la vivienda	450	18	450	18	450	18	300	12	450	18
En o bajo las pistas de los aeropuertos, incluidas las áreas adyacentes donde está prohibido el paso	450	18	450	18	450	18	450	18	450	18

Tabla 2- 13. Requisitos mínimos de cubierta en instalaciones de 0 voltios a 600 voltios nominales, enterramiento en milímetros (pulgadas). Tomado de: (NFPA 70 , 2017, p.137).

Notas:

1. “Cubierta se define como la distancia más corta entre un punto en la superficie superior de cualquier conductor, cable, conduit o canalización enterrados directamente, y el nivel superior del terreno terminado, concreto o cubierta similar”.
2. “Las canalizaciones aprobadas para enterramiento sólo con encerramiento de concreto requieren una cubierta de concreto de no menos de 50 mm (2 pulgadas) de espesor”.
3. “Se permitirán menores profundidades cuando los cables y conductores suben para terminaciones o empalmes o cuando se requiere tener acceso a ellos”.
4. “Cuando se usa uno de los métodos de alambrado presentados en las columnas 1-3 para uno de los tipos de circuitos de las columnas 4 y 5, se permitirá enterrar los cables a la menor profundidad”.
5. “Si se encuentra roca sólida que impide cumplir con la profundidad de la cubierta especificada en esta Tabla, el alambrado se debe instalar en canalizaciones metálicas o no metálicas permitidas para enterramiento directo. Las canalizaciones se deben cubrir con un mínimo de 50 mm (2 pulgadas) de concreto que penetre hasta la roca”.

## 2.3.6 CONDUCTORES

### 2.3.6.1 CALIBRE MÍNIMO DE CONDUCTORES

El calibre mínimo de los conductores a utilizar en instalaciones eléctricas, deber ser el que se detalla en la “**Tabla 310.5**” (NFPA, 2008), la cual se presenta a continuación:

Tensión nominal del conductor (Voltios)	Calibre mínimo del conductor (AWG)	
	Cobre	Aluminio o aluminio recubierto de cobre
De 0 a 2,000	14 (2.08 mm <sup>2</sup> )	12 (3.30 mm <sup>2</sup> )
De 2,001 a 8,000	8 (8.36 mm <sup>2</sup> )	8 (8.36 mm <sup>2</sup> )
De 8,001 a 15,000	2 (33.62 mm <sup>2</sup> )	2 (33.62 mm <sup>2</sup> )
De 15,001 a 28,000	1 (42.20 mm <sup>2</sup> )	2 (33.62 mm <sup>2</sup> )
De 28,001 a 35,000	1/0 (53.50 mm <sup>2</sup> )	1/0 (53.50 mm <sup>2</sup> )

Tabla 2- 14. Calibre mínimo de conductores. Tomado de: (NFPA, 2008).

**Blindaje:** debido a que los conductores están sometidos a esfuerzos mecánicos, condiciones ambientales, temperatura, humedad y el nivel de tensional al que estarán sometidos, en el apartado **310.6** (NFPA, 2008), se refiere a estos, el cual recomienda: “Los conductores aislados con dieléctricos sólidos que funcionan a más de 2,000 voltios en instalaciones permanentes, deben tener un aislamiento resistente al ozono y estar blindados.

*Todos los blindajes metálicos del aislamiento deben estar conectados al conductor del electrodo de puesta a tierra, a la barra colectora de puesta a tierra o al electrodo de puesta a tierra. El blindaje tiene por finalidad limitar los esfuerzos a los que la tensión eléctrica somete al aislamiento”*

### 2.3.6.2 AMPACIDAD PARA CONDUCTORES CON TENSIÓN NOMINAL 0 – 2000 VOLTIOS

#### FACTORES DE AJUSTE:

Estos se aplican en canalizaciones o en cables, cuando existen más de tres conductores portadores de corriente. Según la “**Tabla 310.15 B (3)(a)**” (NFPA, 2017), la ampacidad permisible debe ser reducido a los valores mínimos contenidos en esta.

Considerando:

- “El número de conductores portadores de corriente en una canalización o cable sea mayor de tres”.
- “Cuando los conductores individuales o cables multiconductores se instalan sin conservar su separación en una longitud continua mayor de 600 mm (24 pulgadas) y no están instalados en canalizaciones”.

Cada conductor portador de corriente de un grupo paralelo de conductores se debe contar como un conductor portador de corriente.

Número de conductores portadores de corriente	Porcentaje de los valores en las Tablas 310.16 a 310.19, ajustadas para temperatura ambiente, si es necesario.
4 - 6	80
7 - 9	70
10 - 20	50
21 - 30	45
31 – 40	40
41 en adelante	35

*Tabla 2- 15. Factores de ajuste para más de tres conductores portadores de corriente en una canalización o cable. Tomado de: (NFPA 70 , 2017, p.148).*

### 2.3.6.3 FACTORES DE CORRECCIÓN POR TEMPERATURA AMBIENTE, FACTORES BASADOS EN TEMPERATURA AMBIENTE DE 30 °C

La Tabla 310.15 (B) (2) (a), del NEC 2017, presenta factores de corrección que deben ser aplicados a conductores en canalizaciones tres o más conductores.

FACTORES DE CORRECCIÓN				
Temp. Ambiente (° C)	Para temperaturas ambiente distintas de 30° C (86° F), multiplique las anteriores ampacidades permisibles por el factor correspondiente de los que se indican a continuación:			Temp. Ambiente (° F)
	60(° C)	75(° C)	90(° C)	
10 o menos	1.29	1.2	1.15	50 o menos
15-20	1.22	1.15	1.12	51-59
16-20	1.15	1.11	1.08	60-68
21-25	1.08	1.05	1.04	70-77
26-30	1	1	1	78-86
31-35	0.91	0.94	0.96	87-95
36-40	0.82	0.88	0.91	96-104
41-45	0.71	0.82	0.87	105-113
46-50	0.58	0.75	0.82	114-122
51-55	0.41	0.67	0.76	123-131
56-60	--	0.58	0.71	132-140
61-65	--	0.33	0.65	141-149
66-70	--	--	0.58	150-158
71-75	--	--	0.5	159-167
76-80	--	--	0.41	168-176
81-85	--	--	0.29	177-185

Tabla 2- 16. Corrección por temperatura ambiente. Tomado de (NFPA 70,2017, p. 147).



### 2.3.6.4 AMPACIDAD PERMISIBLE EN CONDUCTORES AISLADOS PARA TENSIONES NOMINALES DE 0 A 2000 VOLTIOS Y 60° C A 90° C (140° F A 194° F), EN CANALIZACIÓN, CABLE O TIERRA

En la “*Tabla 310.15(B)(16)*” (NFPA 7. , 2017), se describe las características que deben cumplir los conductores portadores de corriente en una canalización, cable o tierra (enterrado directamente) y un máximo de tres conductores. A continuación, se presenta la referida tabla.

Temperatura nominal del conductor [Véase la Tabla 310.104 (A)]							
Calibre AWG o kcmil	60° C	75° C	90° C (194° F)	60° C (140° F)	75° C (167° F)	90° C (194° F)	Calibre AWG o kcmil
	TIPOS TW, UF	TIPOS RHW, THHW, THW, THWN, XHHW, USE, ZW	TIPOS TBS, SA, SIS, FEP, FEPB, MI, RHH, RHW-2, THHN, THWN-2, USE-2, THHW, THW-2, THWN-2, USE-2, XHHW, XHHW-2, ZW-2	TIPOS TW, UF	TIPOS RHW, THHW, THW, THWN, XHHW, USE, ZW	TIPOS TBS, SA, SIS, FEP, FEPB, MI, RHH, RHW-2, THHN, THWN-2, USE-2, THHW, THW-2, THWN-2, USE-2, XHHW, XHHW-2, ZW-2	
18**	--	--	18	--	--	--	--
16**	--	--	24	--	--	--	--
14**	25	30	35	--	--	--	--
12**	30	35	40	25	30	3	12**
10**	40	50	55	35	40	45	10**
8	60	70	80	45	55	60	8
6	80	95	105	60	75	85	6
4	105	125	140	80	100	115	4
3	120	145	165	95	115	130	3
2	140	170	190	110	135	150	2
1	165	195	220	130	155	175	1
1/0	195	230	260	150	180	205	1/0
2/0	225	265	300	175	210	235	2/0
3/0	260	310	350	200	240	270	3/0
4/0	300	360	405	235	280	315	4/0
250	340	405	455	265	315	355	250
300	375	445	500	290	350	395	300
350	420	505	570	330	395	445	350
400	455	545	615	355	425	480	400
500	515	620	700	405	485	545	500
600	575	690	780	455	545	615	600
700	630	755	850	500	595	670	700
750	655	785	885	515	620	700	750
800	680	815	915	535	645	725	800
900	730	870	975	580	700	790	900
1000	780	935	1045	625	750	845	1000
1250	890	1065	1185	710	855	965	1250
1500	980	1175	1305	795	950	1070	1500
1750	1070	1280	1425	875	1050	1185	1750
2000	1115	1385	1500	960	1150	1295	2000

Tabla 2- 17. Ampacidad permisible en conductores aislados entre 0 y 2000 V en canalización, cable o enterrado directamente. Tomado de: (NFPA 70 , 2017,p.150).

### 2.3.6.5 AMPACIDAD PERMISIBLE DE CONDUCTORES INDIVIDUALES AISLADOS PARA TENSIONES NOMINALES DE 0 A 2000 VOLTIOS AL AIRE LIBRE

Según la “**Tabla 310.17**” del NEC versión 2017, en ella se muestra la ampacidad permisible de los conductores a ser instalados en el aire libre, a una temperatura ambiente de 30° C. Esta tabla se presenta a continuación:

Temperatura nominal del conductor [Véase la Tabla 310.104(A)]							
Calibre	60° C (140° F)	75° C (167° F)	90° C (194° F)	60° C (140° F)	75° C (167° F)	90° C (194° F)	Calibre
AWG o kcmil	TIPOS TW, UF	TIPOS RHW, THHW, THW, THWN, XHHW, ZW	TIPOS TBS, SA, SIS, FEP, FEPB, MI, RHH, RHW- 2, THHN, THHW, THW- 2, THWN-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW- 2	TIPOS TW, UF	TIPOS RHW, THHW, THW, THWN, XHHW, ZW	TIPOS TBS, SA, SIS, FEP, FEPB, MI, RHH, RHW- 2, THHN, THHW, THW- 2, THWN-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW- 2	AWG o kcmil
			COBRE			ALUMINIO O ALUMINIO RECUBIERTO DE COBRE	
18	--	--	18	--	--	--	--
16	--	--	24	--	--	--	--
14*	25	30	35	--	--	--	--
12*	30	35	40	25	30	35	12*
10*	40	50	55	35	40	40	10*
8	60	70	80	45	55	60	8
6	80	95	105	60	75	80	6
4	105	125	140	80	100	110	4
3	120	145	165	95	115	130	3
2	140	170	190	110	135	150	2
1	165	195	220	130	155	175	1
1/0	195	230	260	150	180	205	1/0
2/0	225	265	300	175	210	235	2/0
3/0	260	310	350	200	240	275	3/0
4/0	300	360	405	235	280	315	4/0
250	340	405	455	265	315	355	250
300	375	445	505	290	350	395	300
350	420	505	570	330	395	445	350
400	455	545	615	355	425	480	400
500	515	620	700	405	485	545	500
600	575	690	780	455	540	615	600
700	630	755	855	500	595	675	700
750	655	785	885	515	620	700	750
800	680	815	920	535	645	725	800
900	730	870	980	580	700	790	900
1000	780	935	1055	625	750	845	1000
1250	890	1065	1200	710	855	965	1250
1500	980	1175	1325	795	950	1070	1500
1750	1070	1280	1445	875	1050	1185	1750
2000	1155	1385	1560	960	1150	1295	2000

Tabla 2- 18. Ampacidad permisible de conductores individuales aislados para tensiones de 0 a 2000 V, al aire libre. Fuente: (NFPA, 2008).

### 2.3.6.6 AMPACIDAD PERMISIBLE DE CONDUCTORES DESNUDOS O RECUBIERTOS, AL AIRE LIBRE CON BASE EN UNA TEMPERATURA DE 40 °C

La tabla 310.15 (B) (21) del NEC versión 2017, detalla la ampacidad permisible a esta temperatura:

Conductores de cobre				Conductores de aluminio AAC			
Desnudos		Recubiertos		Desnudos		Recubiertos	
AWG o kcmil	Amperios	AWG o kcmil	Amperios	AWG o kcmil	Amperios	AWG o kcmil	Amperios
8	98	8	103	8	76	8	80
6	124	6	130	6	96	6	101
4	155	4	163	4	121	4	127
2	209	2	219	2	163	2	171
1/0	282	1/0	297	1/0	220	1/0	231
2/0	329	2/0	344	2/0	255	2/0	268
3/0	382	3/0	401	3/0	297	3/0	312
4/0	444	4/0	466	4/0	346	4/0	364
250	494	250	519	266.8	403	266.8	423
300	556	300	584	336.4	464	336.4	492
500	773	500	812	397.5	522	397.5	548
750	1000	750	1050	477	588	477	617
1000	1193	1000	1253	556.5	650	556.5	682
--	--	--	--	636	709	636	744
--	--	--	--	795	819	795	860
--	--	--	--	954	920	--	--
--	--	--	--	1033.5	968	1033.5	1017
--	--	--	--	1271	1103	1272	1201
--	--	--	--	1590	1267	1590	1381
--	--	--	--	2000	1454	2000	1527

Tabla 2- 19. Ampacidad permisible de conductores desnudos o recubiertos. Tomado de: (NFPA 70 , 2017, p.154).

## 2.3.7 MOTORES

### 2.3.7.1 LETRAS CÓDIGO DE INDICACIÓN PARA MOTORES CON ROTOR BLOQUEADO

Según NEC 2017, las letras código marcadas en las placas de características de los motores, para indicar la entrada del motor con el rotor bloqueado, deben cumplir lo establecido en la “**Tabla 430.7 (B)**”. A continuación, se presenta las letras código en la siguiente tabla.

Letra código	Kilovolt-Ampere por caballo de fuerza con el rotor bloqueado
A	0 - 3.14
B	3.15 - 3.54
C	3.55 - 3.99
D	4.0 - 4.49
E	4.5 - 4.99
F	5.0 - 5.59
G	5.6 - 6.29
H	6.3 - 7.09
J	7.1 - 7.99
K	8.0 - 8.99
L	9.0 - 9.99
M	10.0 - 11.19
N	11.2 - 12.49
P	12.5 - 13.99
R	14.0 - 15.99
S	16.0 - 17.99
T	18.0 - 19.99
U	20.0 - 22.39
V	22.4 en adelante

*Tabla 2- 20. Letras código de indicación para rotor bloqueado. Tomado de: (NFPA 70, 2017, p.299).*

### 2.3.7.2 CONDUCTORES PARA CIRCUITOS DE MOTORES

En el “**artículo 430.21**” de la (NFPA, 2008), se especifica la ampacidad de los conductores capaces de conducir la corriente del motor sin sobrecalentarse en las condiciones especificadas.

Cabe mencionar que el *NEC* recomienda que esto no se debe aplicar a circuitos de motores de más de 600 voltios nominales.

**Servicio continuo.** “*Para servicio continuo, los conductores que conectan el secundario de un motor de corriente alterna de rotor devanado con su controlador, deben tener una capacidad de corriente no inferior al 125 por ciento de la corriente de plena carga del secundario del motor*”.

**Servicio no continuo.** “*Para servicio diferente del continuo, estos conductores deben tener una ampacidad, en porcentaje de la corriente de plena carga del secundario, no inferior a la especificada en la “Tabla 430.22 (E)”*”.

**Motores con arranque en estrella y funcionamiento en delta:** “la selección de los conductores del circuito ramal del lado de línea del controlador se debe basar en la corriente de plena carga del motor. La selección de los conductores entre el controlador y el motor se debe basar en el 58% de la corriente de plena carga del motor”

Clasificación del servicio	Porcentajes de valor nominal de corriente de las placas de características			
	Motor especificado para 5 min	Motor especificado para 15 min	Motor especificado para 30 y 60 min	Motor especificado para funcionamiento continuo
Servicio de corta duración: operación de válvulas, rodillos para elevación o descenso, etc.	110	120	150	--
Servicio intermitente: Elevadores de pasajeros y de carga de cabezales de herramientas, bombas, puentes levadizos, plataformas giratorias, etc. (Para soldadores de arco, véase la sección 630.11)	85	85	90	140
Servicio periódico: rodillos, máquinas de manipulación de minerales y carbón, etc.	85	90	95	140
Servicio variable	110	120	150	200

*Tabla 2- 21. Servicios por ciclo de trabajo. Tomado de: (NFPA 70 , 2017, p.303).*

### 2.3.7.3 DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN EN CIRCUITOS DE MOTORES

Según la (NFPA, 2008), en el “**Artículo 430.36**” se debe instalar un fusible en cada conductor no puesto a tierra y además debe instalarse uno en el conductor puesto a tierra, esto es cuando el sistema de alimentación es C.A, y este es trifásico o trifilar con conductor puesto a tierra.

Cuando se utilizan otros dispositivos de protección contra sobrecarga, el número mínimo permisible y la ubicación de las unidades de sobrecarga, tales como bobinas de disparo o relés, se deben determinar cómo lo sugiere la “**Tabla 430.37**” de la (NFPA 70, 2017). Tal como se describe a continuación:

<b>Tipo de motor</b>	<b>Sistema de alimentación</b>	<b>Número y ubicación de las unidades de protección contra sobrecarga tales como bobinas de disparo o relés</b>
Monofásico de c.a. o c.c.	Bifilar, una fase de c.a. o c.c., ninguno puesto a tierra.	1 en cualquier conductor.
Monofásico de c.a. o c.c.	Bifilar, una fase de c.a. o c.c, un conductor puesto a tierra	1 en el conductor no puesto a tierra.
Monofásico de c.a. o c.c.	Bifilar, una fase de c.a. o c.c., con conductor del neutro puesto a tierra.	1 en cualquier conductor no puesto a tierra.
Monofásico de c.a.	Cualquiera de las tres fases.	1 en el conductor no puesto a tierra.
Dos fases de c.a.	Trifilar, dos fases, ninguno puesto a tierra.	2, uno en cada fase.
Dos fases de c.a.	Trifilar, dos fases de c.a., con un conductor puesto a tierra.	2 en los conductores no puestos a tierra.
Dos fases de c.a.	Tetrafililar, dos fases de c.a., puesto a tierra o no puesto a tierra.	2, 1 por cada fase en los conductores no puesto a tierra.
Dos fases de c.a.	Neutro puesto a tierra o pentafililar, dos fases de c.a., no puesto a tierra.	2, 1 por fase en cualquier hilo de fase no puesto a tierra.
Trifásico de c.a.	Cualquiera de las tres fases.	3, 1 en cada fase*

*Tabla 2- 22. Unidades de protección contra sobrecarga. Tomado de: (NFPA 70, 2017,p.306).*

### 2.3.7.4 VALOR NOMINAL O AJUSTE PARA CIRCUITOS INDIVIDUALES DE MOTORES

En el “*Artículo 430.52*” del NEC 2017, se describe las características mínimas que debe cumplir los dispositivos de protección contra cortocircuitos y fallas a tierra de circuitos de ramal del motor. Estos dispositivos a su vez deben ser capaz de conducir la corriente de arranque del motor. En la “*Tabla 430.52*” del NEC, se describen los valores máximos de ajuste de los dispositivos de protección contra cortocircuito y falla a tierra, esta se presenta a continuación.

Tipo de motor	En porcentaje de la corriente de plena carga			
	Fusible sin retardo de tiempo (1)	Fusible de elemento dual (1) (de acción retardada)	Interruptor automático de disparo instantáneo	Interruptor automático de tiempo inverso (2)
Motores monofásicos	300	175	800	250
Motores polifásicos de c.a. distintos a los de rotor devanado	300	175	800	250
De jaula de ardilla: diferentes de los de diseño B energéticamente eficientes	300	175	800	250
De diseño B energéticamente eficientes	300	175	1100	250
Sincrónicos <sup>3</sup>	300	175	800	250
Con rotor devanado	150	150	800	150
De corriente continua (tensión constante)	150	150	250	150

*Tabla 2- 23. Valores nominales o de ajuste máximos de los dispositivos de protección contra cortocircuito y falla a tierra para circuitos de ramales de motor. Tomado de: (NFPA 70, 2017, p.308).*

### 2.3.7.5 CORRIENTES DE PLENA CARGA EN AMPERIOS PARA MOTORES DE CORRIENTE CONTINUA

Los valores comprendidos en la “*Tabla 430.247*” de la (NFPA 70. , 2017), son de corriente a plena carga, estos para motores que funcionan a su velocidad básica. A continuación, se presenta esta referida tabla:

Nota: Estos valores son promedios para corriente continua.

Valor nominal en caballos de fuerza (HP)	Valor nominal de tensión en la armadura*					
	90 voltios	120 voltios	180 voltios	240 voltios	500 voltios	550 voltios
1/4.	4	3.1	2	1.6	--	--
1/3.	5.2	4.1	2.6	2	--	--
1/2.	6.8	5.4	3.4	2.7	--	--
3/4.	9.6	7.6	4.8	3.8	--	--
1	12.2	9.5	6.1	4.7	--	--
1½	--	13.2	8.3	6.6	--	--
2	--	17	10.8	8.5	--	--
3	--	25	16	12.2	--	--
5	--	40	27	20	--	--
7 ½	--	58	--	29	13.6	12.2
10	--	76	--	38	18	16
15	--	--	--	55	27	24
20	--	--	--	72	34	31
25	--	--	--	89	43	38
30	--	--	--	106	51	46
40	--	--	--	140	67	61
50	--	--	--	173	83	75
60	--	--	--	206	99	90
75	--	--	--	255	123	111
100	--	--	--	341	164	148
125	--	--	--	425	205	185
150	--	--	--	506	346	222
200	--	--	--	675	330	294

*Tabla 2- 24. Corriente a plena carga en Amperios para motores DC. Tomado de: (NFPA 70 , 2017, p.320).*



### 2.3.7.6 CORRIENTES DE PLENA CARGA EN AMPERIOS PARA MOTORES MONOFÁSICOS DE CORRIENTE ALTERNA

Los datos comprendidos en la “**Tabla 430.248**” de la (NFPA 70, 2017), corresponden a valores de corriente de plena carga, los cuales pertenecen a motores que funcionan a la velocidad usual y motores con características normales de par. “*Las tensiones enumeradas son las nominales de los motores. Las corrientes enumeradas se permitirán para sistemas con intervalos de tensión de 110 a 120 voltios y de 220 a 240 voltios*”.

En la siguiente tabla se presentan estos datos.

<b>Caballos de fuerza (HP)</b>	<b>115 voltios</b>	<b>200 voltios</b>	<b>208 voltios</b>	<b>230 voltios</b>
1/6	4.4	2.5	2.4	2.2
1/4	5.8	3.3	3.2	2.9
1/3	7.2	4.1	4	3.6
1/2	9.8	5.6	5.4	4.9
3/4	13.8	7.9	7.6	6.9
1	16	9.2	8.8	8
1½	20	11.5	11	10
2	24	13.8	13.2	12
3	34	19.6	18.7	17
5	56	32.2	30.8	28
7½	80	46	44	40
10	100	57.5	55	50

*Tabla 2- 25. Corrientes de plena carga en amperios para motores monofásicos de c.a. Tomado de: (NFPA 70 , 2017, p.321).*

### 2.3.7.7 CORRIENTE DE PLENA CARGA EN AMPERIOS PARA MOTORES DE DOS FASES DE CORRIENTE ALTERNA (TETRAFILAR)

Los siguientes valores contenidos en la “**Tabla 430.249**” de la (NFPA 70 , 2017), “*corresponden a corrientes a plena carga, a motores que funcionan a velocidades usuales de motores con bandas y a motores con características normales de par*”. La corriente en el conductor común según este artículo, en un sistema de dos fases trifilar debe ser de 1.41 veces el valor nominal. Las tensiones relacionadas son las nominales de los motores. Las corrientes enumeradas se permitirán para sistemas con intervalos de tensión de 110 a 120 V, 220 a 240 V, 440 a 480 V y 550 a 600 V”.

Caballos de fuerza (HP)	Tipo de inducción de jaula de ardilla y de rotor devanado (amperios)				
	115 voltios	230 voltios	460 voltios	575 voltios	2300 voltios
½	4	2	1	0.8	--
¾	4.8	2.4	1.2	1	--
1	6.4	3.2	1.6	1.3	--
1 ½	9	4.5	2.3	1.8	--
2	11.8	5.9	3	2.4	--
3	--	8.3	4.2	3.3	--
5	--	13.2	6.6	5.3	--
7 ½	--	19	9	8	--
10	--	24	12	10	--
20	--	47	23	19	--
25	--	59	29	24	--
30	--	69	35	28	--
40	--	90	45	36	--
50	--	113	56	45	--
60	--	133	67	53	14
75	--	166	83	66	18
100	--	218	109	87	23
125	--	270	135	108	28
150	--	312	156	125	32
200	--	416	208	167	43

Tabla 2- 26. Corriente de plena carga en amperios para motores de dos fases de c.a. Tomado de: (NFPA 70 , 2017, p.321).

### 2.3.7.8 CORRIENTE DE PLENA CARGA DE MOTORES TRIFÁSICOS DE CORRIENTE ALTERNA

Los siguientes valores contenidos en la “**Tabla 430.250**” de la (NFPA 70 , 2017), corresponden a corrientes de plena carga, los cuales según el NEC: “*son típicos para motores que funcionan a las velocidades usuales de motores con bandas y motores con características normales de par. Las tensiones enumeradas son las nominales de los motores. Las corrientes enumeradas se permitirán para sistemas con intervalos de tensión de 110 a 120 voltios, 220 a 240 voltios, 440 a 480 voltios y 550 a 600 voltios*”.

Nota: “*Para factores de potencia de 90 por ciento y 80 por ciento, las cifras mostradas en la tabla se deben multiplicar respectivamente por 1.1 y 1.25*”.

Caballos de fuerza (HP)	Tipo de inducción de jaula de ardilla y de rotor devanado (amperios)							Tipo sincrónico de factor de potencia unitario* (amperios)			
	115 voltios	200 voltios	208 voltios	230 voltios	460 voltios	575 voltios	2300 voltios	230 voltios	460 voltios	575 voltios	2300 voltios
1/2	4.4	2.5	2.4	2.2	1.1	0.9	--	--	--	--	--
3/4	6.4	3.7	3.5	3.2	1.6	1.3	--	--	--	--	--
1	8.4	4.8	4.6	4.2	2.1	1.7	--	--	--	--	--
1½	12	6.9	6.6	6	3	2.4	--	--	--	--	--
2	13.6	7.8	7.5	6.8	3.4	2.7	--	--	--	--	--
3	--	11	10.6	9.6	4.8	3.9	--	--	--	--	--
5	--	17.5	16.7	15.2	7.6	6.1	--	--	--	--	--
7½	--	25.3	24.2	22	11	9	--	--	--	--	--
10	--	32.3	30.8	28	14	11	--	--	--	--	--
15	--	48.3	46.2	42	21	17	--	--	--	--	--
20	--	62.1	59.4	54	27	22	--	--	--	--	--
25	--	78.2	74.8	68	34	27	--	53	26	21	--
30	--	92	88	80	40	32	--	63	32	26	--
40	--	120	114	104	52	41	--	83	41	33	--
50	--	150	143	130	65	52	--	104	52	42	--
60	--	177	169	154	77	62	16	123	61	49	12
75	--	221	211	192	96	77	20	155	78	62	15
100	--	285	273	248	124	99	26	202	101	81	20
125	--	359	343	312	156	125	31	253	126	101	25
150	--	414	396	360	180	144	37	302	151	121	30
200	--	552	528	480	240	192	49	400	201	161	40
250	--	--	--	--	302	242	60	--	--	--	--
300	--	--	--	--	361	289	72	--	--	--	--
350	--	--	--	--	414	336	83	--	--	--	--
400	--	--	--	--	477	382	95	--	--	--	--
450	--	--	--	--	515	412	103	--	--	--	--
500	--	--	--	--	590	472	118	--	--	--	--

Tabla 2- 27. Corrientes de plena carga de motores trifásicos de c.a. Fuente: Tomado de: (NFPA 70 , 2017, p.322).

### 2.3.8 PROTECCIÓN PARA TRANSFORMADORES

En el “**artículo 450.3**” de la (NFPA 70 , 2017), especifica las protecciones contra sobre corriente que debe tener los transformadores.

En la “**Tabla 450.3 A**”, se describen los valores nominales o de ajuste máximo para protecciones contra sobrecorriente para transformadores mayores a 600 V (como porcentaje de la corriente nominal del transformador). A continuación, se presenta la tabla correspondiente.

Limitaciones sobre el lugar	Impedancia nominal del transformador	Protección del primario, más de 600 voltios		Protección del secundario (Ver Nota 2)		
				Más de 600 voltios		600 voltios o menos
		Interruptor automático (Ver Nota 4)	Valor nominal del fusible	Interruptor automático (Ver Nota 4)	Valor nominal del fusible	Valor nominal del interruptor automático o fusible
Cualquier lugar	No más del 6%	600% (Ver Nota 1)	300% (Ver Nota 1)	300% (Ver Nota1)	250% (Ver Nota1)	125% (Ver Nota 1)
	Más del 6%, pero máximo el 10%	400% (Ver Nota 1)	300% (Ver Nota 1)	250% (Ver Nota1)	225% (Ver Nota 1)	25% (Ver Nota 1)
Lugares supervisados únicamente (ver Nota 3)	Cualquiera	300% (Ver Nota 1)	250% (Ver Nota 1)	No se exige	No se exige	No se exige
	No más del 6%	600%	300%	300% (Ver Nota5)	250% (Ver Nota 5)	250% (Ver Nota 5)
	Más del 6%, pero máximo el 10%	400%	300%	250% (Ver Nota5)	250% (Ver Nota 5)	250% (Ver Nota 5)

Tabla 2- 28. Valores nominales o de ajuste máximo para protección contra sobrecorriente para transformadores mayores a 1000 V. Tomado de: (NFPA 70 , 2017, p.332).

#### Notas:

1. “Cuando el valor nominal del fusible o el ajuste del interruptor automático exigido no correspondan a un valor nominal o ajuste estándares, se permitirá tomar el valor nominal o ajuste estándar inmediatamente superior”.
2. “Cuando se exija protección contra sobrecorriente del secundario, se permitirá que el dispositivo de protección contra sobrecorriente del secundario esté compuesto por un máximo de seis interruptores automáticos o seis grupos de fusibles agrupados en un lugar. Cuando se utilicen dispositivos múltiples de protección contra sobrecorriente, el total de los valores nominales de los dispositivos no debe exceder el valor permitido para un solo dispositivo de protección contra sobrecorriente. Si como dispositivo de protección contra sobrecorriente se utilizan tanto interruptores como fusibles, el total de los valores nominales del dispositivo no debe exceder el permitido para los fusibles”.

3. *“Un lugar supervisado es aquel en que las condiciones de mantenimiento y supervisión aseguren que solamente personal calificado supervisará y prestará servicio a la instalación de transformadores”.*
4. *“Los fusibles accionados electrónicamente que se puedan ajustar para abrir a una corriente específica se deben ajustar de acuerdo con los ajustes para interruptores automáticos”.*
5. *“Se permitirá que un transformador equipado por el fabricante con protección térmica coordinada contra sobrecarga no tenga protección independiente del secundario”.*

En la **“Tabla 450.3 (B)”** de la (NFPA 7. , 2017), se muestran los valores nominales o de ajuste de protección contra sobrecorriente para transformadores menores o iguales a 1000 V, estos como un porcentaje de la corriente nominal del transformador. A continuación, se presentan los datos contenidos en la referida tabla.

Método de protección	Protección del primario			Protección del secundario (Ver Nota 2)	
	Corriente de 9 amperios o más	Corriente de menos de 9 amperios	Corriente de menos de 2 amperios	Corriente de 9 amperios o más	Corriente de menos de 9 amperios
Protección del primario solamente	125% (Ver Nota 1)	167%	300%	No se exige	No se exige
Protección del primario y secundario	250% (Ver Nota 3)	250% (Ver Nota 3)	250% (Ver Nota 3)	125% (Ver Nota 1)	167%

*Tabla 2- 29. Valores nominales o de ajuste máximo para protección contra sobrecorriente para transformadores menores o iguales a 1000 V. Tomado de: (NFPA 70 , 2017, p.333).*

Notas:

1. *“Cuando el 125 por ciento de la corriente no corresponde a un valor estándar de un fusible o interruptor automático no ajustable, se permitirá elegir el valor nominal estándar inmediatamente superior”.*
2. *“Cuando se exija protección contra sobrecorriente en el secundario, se permitirá que el dispositivo de sobrecorriente del secundario esté compuesto por máximo seis interruptores automáticos o seis grupos de fusibles agrupados en un lugar. Cuando se utilicen dispositivos múltiples de protección contra sobrecorriente, el total de todos los valores nominales de los dispositivos no deben exceder el valor permitido para un solo dispositivo de protección contra sobrecorriente”.*
3. *“Se permitirá que un transformador equipado por el fabricante con protección térmica coordinada contra sobrecarga y dispuesta para interrumpir la corriente del primario, tenga protección contra sobrecorriente en el primario con valor nominal o ajuste a un valor de corriente que no sea más de seis veces la corriente nominal del transformador, para transformadores que no tienen una impedancia de más del 6 por ciento y no más de cuatro veces la corriente nominal del transformador, para transformadores que tienen una impedancia de más del 6 por ciento pero no más del 10 por ciento”.*

### 2.3.9 ESPACIOS DE SEPARACIÓN MÍNIMA

Según lo especificado en el “**artículo 490.24**” de la (NFPA 70, 2017), este comprende las distancias de separación mínima entre conductores el cual recomienda: “*en instalaciones fabricadas en campo, la separación mínima de aire entre conductores desnudos vivos y entre estos conductores y las superficies adyacentes puestas a tierra, no debe ser inferior a los valores presentados en la **Tabla 490.24**”*. La tabla mencionada en este artículo se presenta a continuación:

Valor nominal de tensión (kV)	Nivel Básico de Impulso, B.I.L (kV)		Distancia mínima de seguridad de las partes vivas							
			Fase a fase				Fase a tierra			
			Interiores	Exteriores	Interiores	Exteriores	Interiores	Exteriores	Interiores	Exteriores
	mm	pulgada	mm	pulgada	mm	pulgada	mm	pulgada		
2.4 - 4.16	60	95	115	4.5	180	7	80	3	155	6
7.2	75	95	140	5.5	180	7	105	4	155	6
13.8	95	110	195	7.5	305	12	130	5	180	7
14.4	110	110	230	9	305	12	170	6.5	180	7
23	125	150	270	10.5	385	15	190	7.5	255	10
34.5	150	150	320	12.5	385	15	245	9.5	255	10
	200	200	460	18	460	18	335	13	335	13
46	--	200	--	--	460	18	--	--	335	13
	--	250	--	--	535	21	--	--	435	17
69	--	250	--	--	535	21	--	--	435	17
	--	350	--	--	790	21	--	--	635	25
115	--	550	--	--	1350	53	--	--	1070	42
138	--	550	--	--	1350	53	--	--	1070	42
	--	650	--	--	1605	63	--	--	1270	50
161	--	650	--	--	1605	63	--	--	1270	50
	--	750	--	--	1830	72	--	--	1475	58
230	--	750	--	--	1830	72	--	--	1475	58
	--	900	--	--	2265	89	--	--	1805	71
	--	1050	--	--	2670	105	--	--	2110	83

Tabla 2- 30. Distancia mínima entre conductores fase-fase y fase-tierra. Tomado de: (NFPA 70 , 2017, p.346).

**Nota:** “Los valores dados corresponden a las distancias mínimas de seguridad para partes rígidas y conductores desnudos en condiciones de servicio favorables. Estas distancias se deben aumentar para condiciones de movimiento de los conductores o bajo condiciones de servicio desfavorables, o cuando las limitaciones de espacio lo permitan. La selección de la tensión de impulso no disruptivo asociado para una tensión del sistema particular, se determina por las características del equipo de protección contra sobretensiones”.

## 2.4 EQUIPOS Y ELEMENTOS DE INSTALACIÓN EN BAJA TENSIÓN

### 2.4.1 ELABORACIÓN DE CUADROS DE CARGA

#### CUADRO DE CARGAS

El cuadro de cargas ofrece a quien este interpretando el plano eléctrico, una visión clara y amplia de las cargas que posee una instalación eléctrica. En él se encuentra identificado el número de circuitos, acompañado de una descripción breve de la carga correspondiente. Este cuadro debe contener la descripción del tipo de tablero a utilizar para manejar las cargas en el descritos, de igual forma la descripción de la acometida a utilizar para la conexión del tablero.

#### Ejemplo de cuadro de carga monofásico

Diagrama	N de Circuito	Espacio	Potencia Instalada (W)	Coef. De utilización	Potencia Real (kVA)	Corriente (A)		Voltaje	Proteccion	Descripcion
						A	B			
	1	1	1200	0.85	1020	8.5		120	1x 15 A	Circuito de 8 luminarias de 150Watts cada una.
	2	3	1800	0.8	1440			120	1x 15 A	Circuito de 9 toma corrientes polarizados.
	3	5 - 7	8000	0.8	6400	26.67	26.67	240	2x 30 A	Circuito de cocina electrica de 8000 Watts.
	4	9 - 11	4500	0.8	3600	15.00	15.00	240	2x 20 A	Circuito de calentador de agua de 4500 watts.
	5	13 - 15	4000	0.8	3200	13.33	13.33	240	2x 15 A	Circuito de Horno Electrico de 4000 Watts.
	6	21	1000	1	1000	8.33		120	1x 15 A	Circuito de Refrigeradora.
	7	2	1200	0.8	960	8.00		120	1x 15 A	Circuito para Lavadora.
	8	8	600	0.4	240		2.00	120	1x 15 A	Circuito de tomacorrientes para baños, 2 tomacorrientes de 200W, y 1 tomacorriente
	9	12	600	0.4	240		2.00	120	1x 15 A	Circuito de 3 tomacorrientes para cargas futuras.
Descripción: Tablero Monofásico, 24 Espacios, Barras de 125 Amperios, Modelo: CH24... 4 Hilos, Barra de neutro y tierra separadas			Potencia Real Instalada.	18100	79.83	71	Alimentación: 3 THHN #2 + 1 THHN #6 (Tierra). En tubería de 1 1/2"			
			Reserva de 20%	3620	15	15				
			Factor de Demanda.	0.9	85.3	77.4				
			Carga Instalada	19548						
			Corrientes en Barra.		85.3	77.4				

A continuación, se describen algunos de los campos contemplados en el cuadro de cargas:

Diagrama	N de Circuito	Espacio	Potencia Instalada (W)	Coef. De utilización	Potencia Real (kVA)
	1	1	1200	0.85	1020
	2	4	1800	0.8	1440

**Esquema Unifilar:** Describe la conexión en barra de cada Breaker.

**Espacio:** Espacio utilizado en el tablero. El circuito 1, utiliza el espacio uno del tablero.

**Potencia instalada:** Dato obtenido de placa de cada carga, o estimado. Para cada luminaria se suele asignar 100 VA y para cada tomacorriente 200 VA.

**Coefficiente de utilización:** Factor estimado de uso de la carga.

**Potencia Real:** Potencia instalada por coeficiente de utilización.

## BALANCEO DE CARGA MONOFÁSICO

Corriente (A)	
A	B
8.5	
	12
26.67	26.67
15.00	15.00
13.33	13.33
8.33	
8.00	
	2.00
	2.00

En una instalación eléctrica es sumamente necesario el balanceo de corrientes de fase, de forma tal que la sumatorias de corrientes por línea sean iguales o con pequeñas variaciones. En tableros monofásicos bastara con sumar y acomodar las cargas de tal forma que las corrientes sean aproximadamente iguales en ambas fases.

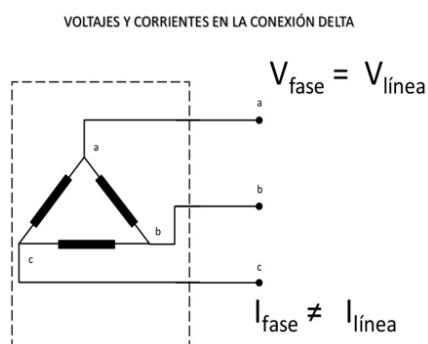
Si luego del balanceo aun no logran balancearse las cargas por completo, puede agregarse carga futura o fantasma para terminar de balancear, como se observa a continuación:

BARRA	A	B
Suma de corrientes	79.83	71
Carga fantasma o futura		8.83
Total	79.83	79.83

## Ejemplo de cuadro de carga trifásico

A	B	C	N de Circuito	Espacio	Potencia Instalada	Coef. De utilización	Potencia Real (kVA)	Potencia por Fase			Corriente	Voltaje	Proteccion	Descripcion
								PA	PB	Pc				
			1	1,2,3	14000	0.9	12.6	4.2	4.2	4.2	57.27	220	3x 60 A	Tablero de Maquinas de Planta 1
			2	4,5,6	14000	0.9	12.6	4.2	4.2	4.2	57.27	220	3x 60 A	Tablero de Maquinas de Planta 2
			3	7,8	3000	0.9	2.7	1.35	1.35		12.27	220	2x 15 A	Circuito de a/c para area de oficina.
			4	9,10	3000	0.9	2.7		1.35	1.35	12.27	220	2x 15 A	Circuito de a/c para area de Recepcion.
			5	12,13	3000	0.9	2.7	1.35		1.35	12.27	220	2x 15 A	Circuito de a/c para area de Ventas.
TABLERO TRIFASICO, 18 ESPACIOS, CODIGO BTN164L18					Carga Instalada (kVA)	33.3	11.1	11.1	11.1	3 THHN #1/0 + 1 THHN #8; TUBERIA 2"				
					Reserva 20%	6.66	Corriente en Fase							
					Total	39.96	50.45	50.45	50.45					
					FD=0.833	33	Corriente en Línea (Ix√3)							
							87.39	87.39	87.39					

Para instalar cargas monofásicas en tableros trifásicos, se debe tener en cuenta los conceptos de corriente de línea y corriente de fase, ya que las cargas monofásicas podrían formar conexiones delta entre las fases.



**Si la conexión es en Y**, las corrientes de línea son las mismas de fase y se balancea con corrientes como un tablero monofásico.

**Si La conexión es Delta** con punto medio, no es posible balancear en un solo cuadro, es necesario hacer dos cuadros, uno para la carga trifásica y otro para la carga monofásica, así como aplicar las fórmulas para delta cerrada o abierta.



Potencia por Fase		
P <sub>A</sub>	P <sub>B</sub>	P <sub>C</sub>
4.2	4.2	4.2
4.2	4.2	4.2
1.35	1.35	
	1.35	1.35
1.35		1.35

Para balancear cuadros de carga trifásicos, en subestaciones delta, deben sumarse las potencias monofásicas y trifásicas, y junto al diagrama unifilar determinar el total de carga monofásica y trifásica, separadas, luego se procede al cálculo de la subestación.

#### Factores a tener en cuenta:

- Si la carga esta desbalanceada se puede balancear con una carga futura o fantasma y luego calcular la corriente de fase.

- En una conexión delta deben colocarse cargas trifásicas en tableros trifásicos y cargas monofásicas en tableros monofásicos.

- Se debe aplicar el correspondiente factor de utilización a cada carga y el factor de demanda a cada tablero, para ello deben consultarse las tablas de demanda en base al número de circuitos.

11.1	11.1	11.1
Corriente en Fase		
50.45	50.45	50.45
Corriente en Línea ( $\times \sqrt{3}$ )		
87.39	87.39	87.39

#### NOTA:

En general cuando se tienen cargas monofásicas 120 V, monofásicas 220 V/208 V y trifásicas combinadas en un cuadro de tablero trifásico, se vuelve complejo establecer la corriente final de línea dado que unas corrientes son de fase y otras de línea, en ese caso el cuadro de carga puede emplearse como en las tablas anteriores, sin embargo, no se pueden sencillamente sumar las corrientes de los diferentes circuitos por ser unas de fase y otras de línea, siendo estas corrientes útiles solo para efecto de calcular la protección de cada circuito.

Para dar una salida a esta situación, que también puede dar resultados sobredimensionados, en algunos casos, lo conveniente es establecer columnas adicionales expresadas como potencias, una para la carga monofásica 120 V, balanceándola entre las 3 fases si es estrella o entre dos fases si es delta, otra para la carga monofásica a 220 V, identificando las fases en que se conectan AB – BC - CA y balanceándolas entre ellas ( note que en este caso el balanceo entre las fases resultará en una carga trifásica). La tercera columna sería para la carga trifásica y finalmente establecer los valores resultantes en kW, tanto para la carga monofásica como para la carga trifásica y partir de la potencia y el voltaje establecer las corrientes resultantes. También en el proceso de balanceo se pueden adicionar cargas futuras y/o fantasmas solo para efecto de balancear las cargas y establecer la corriente máxima circulante.

## 2.4.2 ELEMENTOS DE UNA INSTALACIÓN ELÉCTRICA

### 2.4.2.1 TABLEROS ELÉCTRICOS

Los tableros eléctricos son armazones metálicas que se utilizan para proteger los componentes de mando y de control de cualquier sistema eléctrico, ya sea desde un circuito básico de un hogar hasta los componentes de sistemas más complejos como los de maquinaria industrial o grandes edificaciones. En cada tablero debe especificarse la capacidad de las barras principales, voltaje, configuración NEMA del tablero, número de espacios, capacidad de cortocircuito, tipo de interruptores. En el caso de tableros industriales, de empernar ya sea en Normas IEC o NEMA, deben tenerse especial cuidado en el tipo de interruptores a instalar en un determinado tipo de tablero.

#### PARTES DE UN TABLERO

Existe diversidad de tableros eléctricos, los tamaños y formas pueden variar según su aplicación, a pesar de ello estos contienen partes esenciales que se pueden encontrar en cualquier modelo.



Figura 2- 34. Partes de un tablero eléctrico, norma IEC.

#### GABINETE

Es la parte exterior que se encarga de proteger a todos los componentes de un circuito de control, por lo general están hechos de metal, aunque en algunas ocasiones dependiendo de su aplicación pueden estar hechos de plástico.



#### RIELES METALICOS

Estos rieles sirven como base para poder montar todos los componentes que se van a utilizar para el control del sistema.

## BARRAS COLECTORAS

Estas barras son de un material conductor y se utilizan para suministrar la corriente eléctrica a los componentes del tablero, por lo regular se utilizan para instalaciones donde se controlará un buen nivel de carga.



## CANALETAS

Son canales de plástico en donde se colocan los cables para llevarlos de un lugar del tablero hacia otro.



## BORNERAS DE CONEXIONES

Se les conoce también como clemas, son conectores eléctricos que aprisionan el cable mediante un tornillo, estas borneras se utilizan principalmente cuando los cables van a salir del tablero hacia un componente externo como puede ser un motor o cualquier actuador.



## PRENSA CABLES

También se les conoce como conectores de glándula, van empotrados en el gabinete eléctrico para poder transportar los cables de una manera segura desde el exterior al interior o viceversa.

## COMPONENTES ELÉCTRICOS Y ELECTRÓNICOS

Los componentes pueden variar según el tipo de sistema que se necesite, desde uno básico con fusibles y protecciones, hasta uno más complejo con PIC's, contactores, guardamotors, temporizadores, entre otros.

### 2.4.2.2 TIPOS DE TABLEROS ELÉCTRICOS

Los tableros eléctricos se pueden clasificar ya sea por su aplicación o por su contenido.

#### TABLERO DE DISTRIBUCIÓN (TD)

Estos se encargan de distribuir la corriente eléctrica hacia diferentes puntos del sistema. Dentro de este tipo podemos encontrar dos variantes:

**Distribución principal:** son los que se conectan directamente a la línea de alimentación y su interruptor maestro o principal es capaz de cortar todo suministro de energía.

**Distribución secundaria:** son derivaciones del tablero principal y se encargan de controlar pequeñas partes del sistema.



#### CENTRO DE CONTROL DE MOTORES (CCM)

Estos tableros se caracterizan por tener como componentes principales: contactores, relevadores y todo tipo de componentes que se utilizan para controlar los motores eléctricos.

#### ALUMBRADO Y CENTROS DE CARGA

Sirven para distribuir pequeñas cargas eléctricas como pueden ser contactores y alumbrado.



#### CONTROL DE POTENCIA

La característica principal de este tipo de tableros es que controlan una gran cantidad de corriente eléctrica, que van desde los 1,000A hasta los 6,000A y voltajes de hasta 600v en corriente alterna.

## **PROTECCIÓN, CONTROL Y MEDICIÓN (PCyM)**

Este tipo de tablero está compuesto por diferentes tableros auto soportados, donde cada uno de ellos está diseñado para cumplir una función específica como puede ser: control, protección y medición.



## **AUTOSOPORTADO**

Tiene la capacidad de sostener su propio peso y normalmente se coloca sobre un pedestal ya sea fijado o anclado.



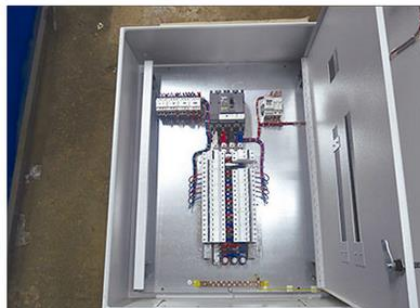
## **EMPOTRADO**

Este tipo de tablero se caracteriza por que va colocado dentro de las paredes y/o estructuras.



## **ADOSADO**

Están diseñados para ser colocados junto a las paredes o cualquier tipo de estructura.



### 2.4.2.3 COMPONENTES ELÉCTRICOS Y ELECTRÓNICOS DE LOS TABLEROS DE CONTROL

Actualmente existe gran variedad de componentes eléctricos y electrónicos que se utilizan en los tableros para crear circuitos capaces de manejar alumbrados, maquinas e incluso procesos industriales. A continuación, se destacan algunos de los componentes más utilizados:

#### COMPONENTES DE PROTECCIÓN

Su función es la de evitar que los dispositivos principales se descompongan debido a cualquier tipo de falla que pueda ocurrir en el sistema eléctrico, por ejemplo, sobrecorrientes, caídas de tensión, corto circuitos, etc. Entre estos dispositivos podemos mencionar: guardamotores, interruptores termomagnéticos, diferenciales, termistores, porta fusibles, relevadores térmicos, entre otros.

#### GUARDAMOTORES

Sirve para proteger a los motores. Cuando la corriente supera sus valores normales este se dispara evitando que las bobinas del motor se quemen por el exceso de corriente eléctrica.



#### INTERRUPTORES TERMOMAGNETICOS

Estos dispositivos de protección los podemos encontrar prácticamente en cualquier instalación eléctrica ya que se encargan de supervisar corto circuitos y sobre corrientes que podrían ser peligrosamente destructivos.

#### INTERRUPTORES DIFERENCIALES

Se encarga de monitorear la corriente de entrada contra la de salida, cuando este detecta una ligera caída se dispara ya que esto indica que en alguna parte se está fugando. Estas fugas pueden ser peligrosas ya que una persona podría morir electrocutada.



#### TERMISTORES

Los termistores son practicantes sensores de temperatura que son colocados en las bobinas de los motores para monitorear los cambios que se puedan presentar, cuando estas bobinas alcanzan cierto grado de calor el termidor se dispara para protegerlo.

## PORTA FUSIBLES

Los fusibles son prácticamente uno de los componentes más viejos y más simples que podemos encontrar, estos tienen un filamento en su interior que funcionan de tal manera que cuando se sobre pasa la corriente soportada, aunque sea por solo un instante se rompe y abre el circuito.



## RELEVADORES TÉRMICOS

Estos sirven para proteger a los motores eléctricos de sobre corrientes, fallo en alguna de las fases y diferencias de carga entre fases.

## COMPONENTES DE CONTROL

Los elementos de control de un tablero eléctrico se utilizan para controlar todas las variables de los procesos, ya sea temperatura, tiempo, niveles de líquidos, presiones, etcétera.

## TEMPORIZADORES

Podemos encontrar dos tipos principales de temporizadores en cuanto a su funcionamiento se refiere los de normalmente abiertos (NO) y los normalmente cerrados (NC), cada uno funciona de una manera opuesta.

Cuando el tiempo configurado se termina, los contactos del NO se cierran y los de NC se abren.



## CONTACTORES

Estos prácticamente son interruptores que pueden ser activados o desactivados a distancia por medio de la electricidad, estos se utilizan para activar circuitos de potencia con grandes cantidades de corriente.

## RELEVADORES

Los relevadores tienen prácticamente el mismo funcionamiento que los contactores con la única excepción de que estos pueden manejar menor corriente y se utilizan en los circuitos de mando o de control.

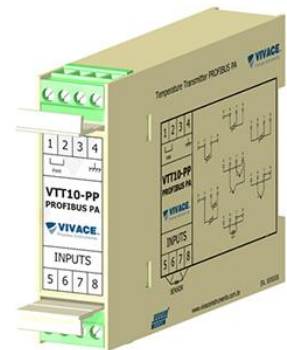


## PLC's

Estos dispositivos son el corazón de los tableros eléctricos de los procesos industriales ya que procesan todas las señales y deciden que acciones tomar según los programas que se le grabaron.

## CONVERTIDORES DE SEÑAL

Se encargan de convertir señales para que los dispositivos de control puedan trabajar con las señales con una mayor facilidad, por ejemplo, tenemos un sensor de temperatura que dependiendo la lectura manda un valor resistivo, pero para poder procesar esta señal demos convertirla a un estándar de corriente de 4-20ma, es aquí donde entran estos convertidores.



## CONTROLES DE TEMPERATURA

Estos dispositivos funcionan en conjunto con un sensor y un actuador. El sensor es el que manda la información al control de temperatura para que este la procese y mande una señal de corrección al actuador.



#### 2.4.2.4 INTERRUPTORES ELÉCTRICOS

Los interruptores eléctricos son diseñados para proteger los circuitos de una instalación de los daños causados por sobrecargas o cortocircuitos. Existen diferentes tipos de interruptores: termomagnéticos, diferencial, compactos, abiertos, estáticos.

- **Interruptor termomagnético.** Estos interruptores se utilizan en primera instancia para proteger los cables y conductores eléctricos contra sobrecargas y cortocircuitos. De esta forma se asegura la protección contra calentamientos excesivos según la norma DIN VDE 0100 parte 430 “Protección de cables contra sobrecorrientes”.



- **Interruptor diferencial.** Estos proporcionan protección eficaz contra riesgo de electrocución. También llamados disyuntores, para corrientes de fuga nominal  $ID_n > 30 \text{ mA}$ , la protección contra contacto indirecto es muy alta. Además, una vez instalados, los interruptores diferenciales 5SM con sensibilidad 30 mA, otorgan una protección adicional contra contactos involuntarios directos de seres vivos. También contemplan la protección contra shocks de corriente, acorde con la norma DIN VDE 0100 parte 410 “Medidas protectoras y protección frente a choques eléctricos. Protección adicional contra incendios por causa eléctrica.

- **Interruptores compactos y abiertos.** Permiten dada su modularidad cualquier aplicación en la distribución de energía. De ahorro de costos, de proyección flexible por medio de comunicación integrable en soluciones de sistemas.

##### Interruptores compactos en caja moldeada

- Desde 630 A hasta 6300 A.
- Fijos y extraíbles.
- Con disparo termomagnético y disparo electrónico.
- Tripolares y tetrapolares.
- Accesorios comunes.
- Comunicables.

##### Interruptores abiertos

- Desde 16 A hasta 1600 A.
- Fijos y extraíbles.
- Con disparadores electrónicos.
- Tripolares y tetrapolares.
- Accesorios comunes.



**Switchgear.** Su función básica es la detección de una condición de fallo y, mediante la interrupción de la continuidad, debe dejar inmediatamente el flujo eléctrico. El término conmutación, utilizado en asociación con el sistema de energía eléctrica, o de la cuadrícula, se refiere a la combinación de los seccionadores, fusibles y / o interruptores automáticos usados para aislar equipos eléctricos. Conmutación se utiliza tanto para desenergizar un equipo, para permitir el trabajo a realizar y para despejar fallas.



Aunque su nombre es en general para todo tablero en BT o MT, en nuestro país usualmente se utiliza para designar un tipo de tablero empleado en MT. Existen del tipo: Metal Clad, que acepta solo interruptores de potencia extraíbles, norma americana, y los del tipo Pad Mounted y Metal Enclosed que aceptan diferentes tipos de interruptores y fusibles norma IEC.

- **Interruptores estáticos.** Un interruptor estático consta de uno o más elementos semiconductores que constituyen el “contacto”, y un circuito de mando que determina la posición del contacto: - abierto (los semiconductores ofrecerán una alta impedancia de entrada) - cerrado (impedancia prácticamente nula).

#### **Ventajas:**

Las ventajas de la inserción de una impedancia alta y no de un corte real del circuito eléctrico son:

- No hay arco eléctrico, lo cual implica no ruido eléctrico ni desgaste.
- Son muy rápidos pudiéndose realizar la conexión o desconexión del circuito en cualquier punto de la onda de tensión o corriente.
- Su vida media, a diferencia de los convencionales, no depende del número de maniobras, logrando frecuencias de actuación muy elevadas (1kHz).
- Menor consumo propio para realizar sus accionamientos.



#### **Inconvenientes**

- La caída de tensión en los estáticos es apreciable (del orden de 1V). Esto da lugar a potencias apreciables de pérdidas que deben ser disipadas. Así mismo, la resistencia del estado de bloqueo no es infinita y existe una pequeña corriente circulante.
- Los voltajes que pueden bloquear son más pequeños que los convencionales.
- Son sensibles a sobrecargas, teniendo que diseñar redes de protección.
- Son de mayor costo que los electromecánicos.

### 2.4.2.5 CURVAS DE DISPARO CARACTERISTICAS DE INTERRUPTORES

Los interruptores automáticos son dispositivos de protección contra sobrecargas y cortocircuitos, a diferencia de los fusibles que deben reemplazarse una vez que actúan, estos tienen la capacidad de proteger los circuitos sin dañarse, es decir que podemos reestablecerlos una vez resuelto el causante de la falla, de esta forma podemos mantener en constante protección nuestros circuitos y equipos. Estos se dividen en dos grandes grupos, “Pequeños Interruptores Automáticos” (PIAs) descritos en la norma IEC 60898 o IRAM 2169, y los “Interruptores Automáticos” (IAs) descritos en la norma IEC 60947-2.

	<b>Interruptor Automático (IA)</b>	<b>Pequeño Interruptor Automático (PIA)</b>
<b>Corriente</b>	0.5 A – 6300 A	6 A – 125 A
<b>Tensión</b>	Hasta 1000 V	Hasta 400 V
<b>Permite regulación</b>	SI	NO
<b>Aplicación</b>	Industrial	Domiciliaria

Tabla 2- 31. Características de PIAs e IAs.



Figura 2- 35. Pequeño Interruptor Automático (PIA).



Figura 2- 36. Interruptor Automático (IA).

### FUNCIONAMIENTO DE LOS PIAS

Los PIA contienen dos mecanismos de protección en su interior: uno térmico, de acción retardada que protege ante sobrecargas, y otro magnético que reacciona sin retardo ante el cortocircuito. Es por eso que también se les suele llamar “interruptores termomagnéticos” o “magnetotérmicos”.

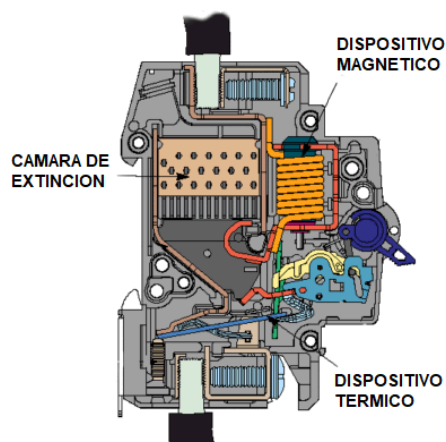


Figura 2- 37. Estructura Interna del PIA.

El mecanismo térmico consiste en una laminilla construida con dos metales de distinto coeficiente de dilatación (par bimetalico) el cual es deformado debido al calor que produce el paso de la corriente. Cuando la corriente es lo suficientemente alta, la deformación acciona el mecanismo del interruptor activando la protección e interrumpiendo la circulación de corriente. El calentamiento y la deformación del bimetalico son procesos lentos, por tanto, este mecanismo es apropiado para contra las sobrecargas de corriente.

El mecanismo magnético está conectado en serie con el térmico, de esta forma la misma corriente circula por ambos mecanismos. Este consiste en una bobina arrollada sobre un núcleo magnético, constituyendo un electroimán. El paso de la corriente produce un

campo magnético que desplaza el núcleo del electroimán como el pestillo de un portero eléctrico. Si la corriente es lo bastante alta, el núcleo acciona el mecanismo y el interruptor se abre. Esto sucede prácticamente al instante, por lo cual este mecanismo es apto para responder a los cortocircuitos.

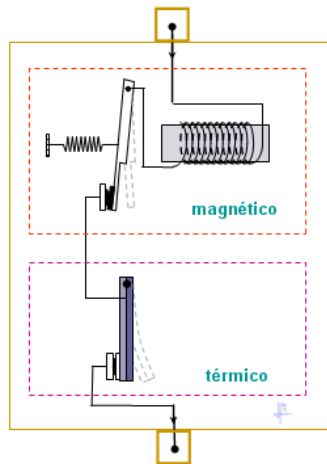


Figura 2- 38. Esquema de los mecanismos térmicos y magnéticos.

### REPRESENTACIÓN GRÁFICA

A continuación, se presentan dos formas de representar gráficamente un PIA, indicando las distintas partes que lo componen de acuerdo a sus diversas funciones.

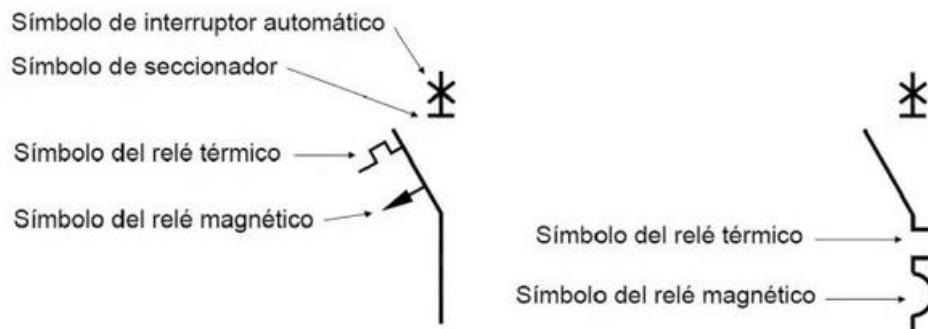


Figura 2- 39. Símbolos representativos de un PIA.

En un esquema multifilar o funcional, cuando el interruptor automático protege más de una fase, se reporte el mismo símbolo por cada una de las fases y se unen por un trazo punteado, lo cual indica que todos se accionan de manera conjunta.

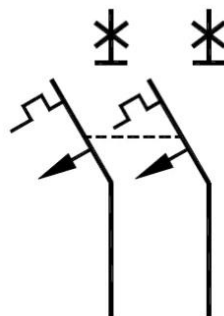


Figura 2- 40. PIA de dos polos.

## CURVAS DE DISPARO

El saber interpretar la curva de disparo de un interruptor nos permitirá escoger el dispositivo más apropiado para cada necesidad, por lo cual es importante tener claro el concepto de “*corriente nominal ( $I_n$ )*”, este valor se indica en la parte frontal de todo interruptor automático. La corriente nominal a menudo suele confundirse con la corriente de disparo. Por ejemplo, al observar la figura 2-41, se suele creer que el valor C16 indica que el interruptor se activara cuando circulen a través de él 16 A, lo cual es incorrecto. La norma IEC60898 define la corriente nominal como “*la corriente que el interruptor puede soportar en régimen ininterrumpido (es decir sin dispararse)*” a una temperatura especificada de 30 °C. Lo cual significa que un IA marcado con “C16” puede soportar el paso de una corriente de 16 A sin dispararse, y que su activación se producirá a un valor superior de corriente.

Esta misma norma indica los valores preferenciales de  $I_n$  para un IA (6, 10, 15, 20, 25, 32, 40, 50, 63, 80, 100, 125 Amperes).

Las curvas de disparo o curvas de corte muestran gráficamente las combinaciones de tiempo y corriente que provocan la activación o disparo del interruptor. Ya que los IA tienen dos mecanismos internos de disparo (uno térmico y el otro magnético) estas curvas tienen dos partes:

- La curva térmica que muestra cuando actúa el bimetálico.
- La curva magnética, que se subdivide en tres y muestra cuando actúa el mecanismo magnético.

Estas curvas tienen el eje horizontal graduado en múltiplos de la corriente nominal. Lo cual significa que el valor 1 en este eje corresponde al valor de corriente nominal ( $I_n$ ), el valor 2 al doble de  $I_n$  y así respectivamente. El eje vertical esta graduado en segundos, de esta forma las curvas muestran todas las combinaciones de corriente vs tiempo que disparan el interruptor, cualquier punto dentro de los límites de la curva es una combinación que genera la activación del interruptor.



Figura 2- 41. Corriente nominal ( $I_n$ ) de un interruptor automático.

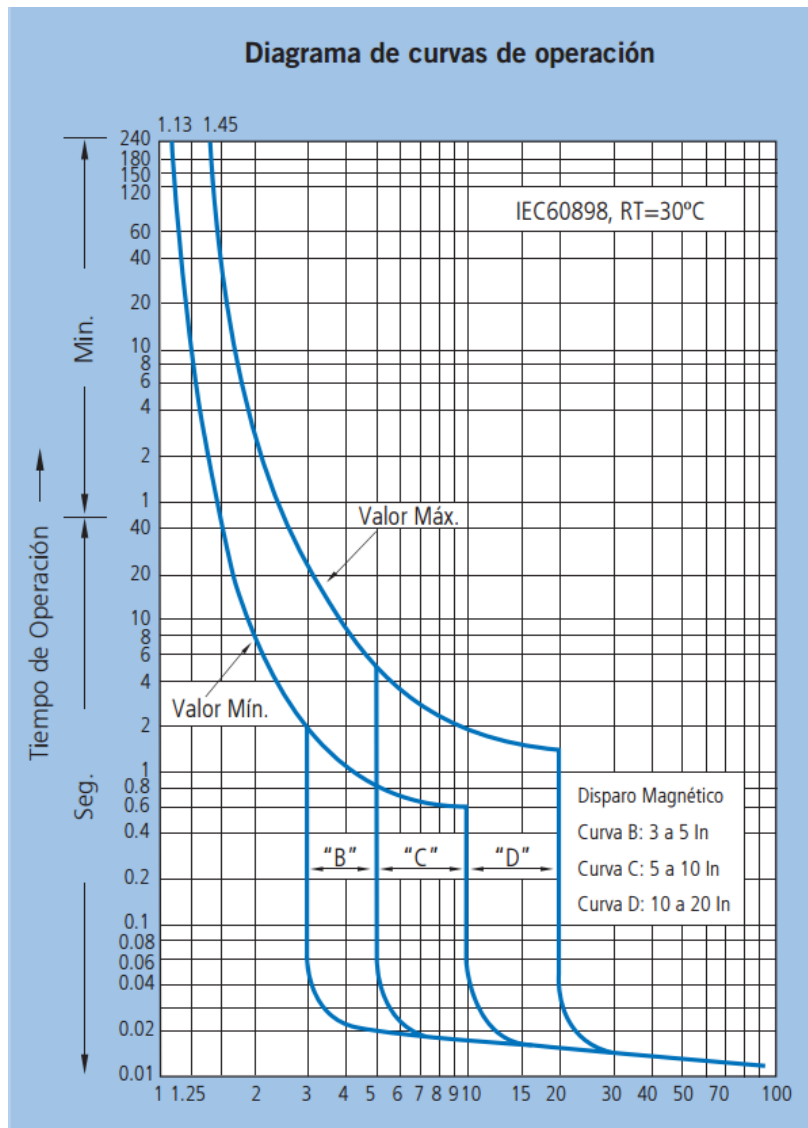


Figura 2- 42. Diagrama de curvas de operación de interruptores eléctricos.

Estas curvas se pueden obtener ensayando el interruptor para distintos valores de corriente y midiendo el tiempo que demora en disparar. Si se hiciera de esta forma, cada dispositivo tendría su propia curva. Si se repitiera el ensayo con mil interruptores del mismo tipo, posiblemente obtendríamos mil curvas distintas, debido a las variaciones que se producen en su fabricación. Al dibujar todas esas curvas se obtendrían las franjas observadas en la gráfica, con algunos interruptores que están en el límite mínimo (valor Mín) y otros en el límite máximo (valor Max.).

Las curvas de disparo se componen en dos zonas, la del disparo térmico y la del disparo magnético, como se puede apreciar en la siguiente figura:

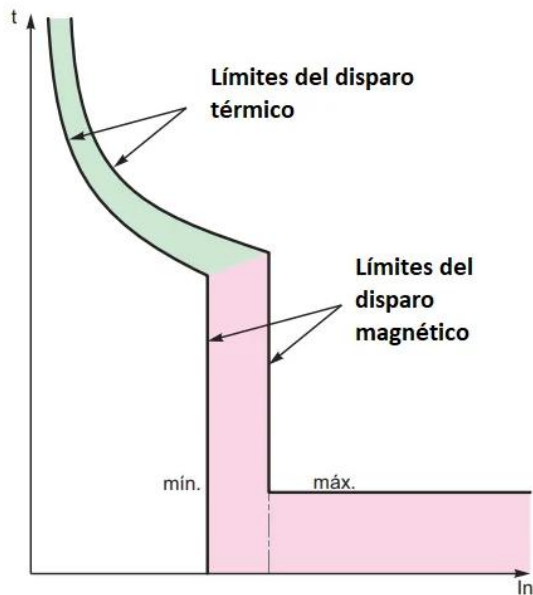


Figura 2- 43. Zonas de disparo térmico y disparo magnético.

Para comprender de mejor el comportamiento de la curva de disparo, analizaremos sus dos partes por separado. En la siguiente figura se muestra la curva térmica ampliada.

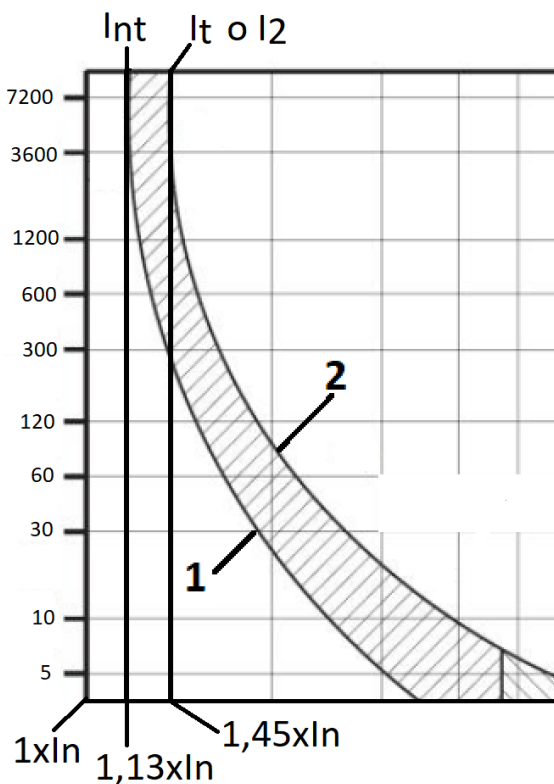


Figura 2- 44. Zona térmica de la curva de disparo.

En la figura 2-44, se observa que para un valor de corriente igual a “ $I_n$ ” el interruptor no se disparará, ya que ese valor de corriente no entra en la curva para ningún valor del tiempo. Ahora bien, cuando la corriente vale 1.13 la nominal el interruptor se disparará para un tiempo de entre 1 y 2 horas (3600 – 7200 segundos). Este valor de corriente se denomina  $I_{nt}$  (convencional de no disparo) y se le define como el máximo valor de corriente que no disparará el interruptor, todo valor menor a este no provocará que el interruptor se accione.

El siguiente valor de corriente marcado en la gráfica es  $I_t$  (también denominada  $I_2$ ), esta es la corriente convencional de disparo o corriente de disparo seguro, es la corriente mínima que disparará con seguridad el interruptor en 1 hora (para  $I_n \leq 63A$ ) o dos horas ( $I_n > 63A$ ).

Con esto podemos decir que la curva 1 corresponde al interruptor más “sensible” de un determinado tipo y la curva 2 al interruptor más “duro”. EL fabricante nos asegura que ningún interruptor se disparará con una corriente menor a  $I_{nt}$  y que todos se dispararán con una corriente de al menos  $I_t$  (o  $I_2$ ).

La corriente convencional de disparo  $I_2$  tiene distintos valores según se trate de un Interruptor Automático (IA) o un Pequeño Interruptor Automático (PIA):

Interruptor Automático (IEC 60947-2):  $I_2 = 1.3 I_n$

Pequeño Interruptor Automático (IEC 60898):  $I_2 = 1.45 I_n$

Ahora analizaremos la parte inferior de la curva, que muestra cómo se produce el disparo del mecanismo magnético. Como es evidente el disparo de magnético se produce para corrientes más elevadas, debido a que este mecanismo actúa en caso de cortocircuitos. Podemos observar que en este caso se tienen tres zonas de disparo en lugar de una sola, estas son las curvas B, C y D, las cuales están definidas por la norma IRAM 2169 e IEC 60898 que especifican tres características de disparo magnético instantáneo, o rangos de sensibilidad, como se describen en la siguiente tabla:

CURVA	DISPARO	UTILIZACIÓN
Tipo B	Magnético no regulable. 3 a 5 $I_n$	Líneas de gran longitud y consumidores que no produzcan picos de corriente de inserción.
Tipo C	Magnético no regulable 5 a 10 $I_n$	Líneas en las que existen distintos tipos de consumidores eléctricos, aun iluminación.  Hay que recordar que las lámparas incandescentes toman una corriente de encendido en frio de alrededor de 10 veces la corriente nominal y algo similar ocurre con las lámparas de descarga.
Tipo D	Magnético no regulable 10 a 20 $I_n$	Líneas en las que existen aparatos con picos de arranque elevados (electroválvulas, transformadores, motores de gran potencia o de arranque directo de la red) y como interruptor de "back-up".

Tabla 2- 32. Tipos de curvas de disparo de interruptores automáticos.

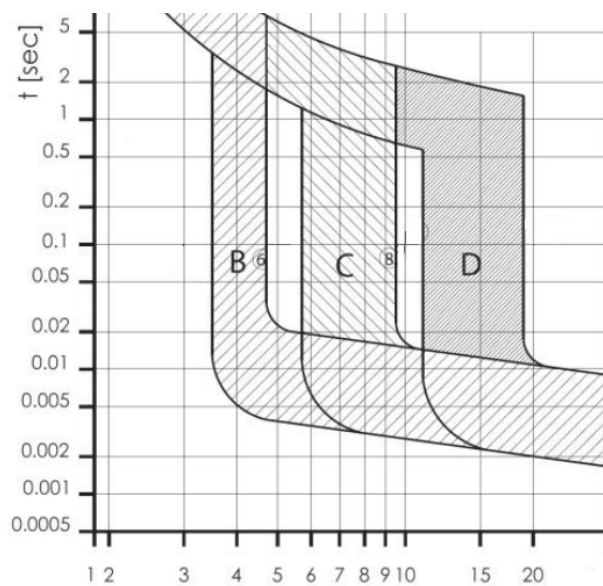


Figura 2- 45. Zona magnética de la curva de disparo.

Ahora bien, recordemos el ejemplo del PIA marcado C16, esto quiere decir que la letra "C" nos indica la curva de disparo magnético, y que por tanto ese PIA ante un cortocircuito se activara en un rango de corrientes que van entre 80 Amperios ( $5 \times 16 \text{ A}$ ) y 160 Amperios ( $10 \times 16 \text{ A}$ ).

Cuando hablamos de instalaciones residenciales se utilizan habitualmente los interruptores de curva C. Para proteger motores o luminarias con corrección de potencia que pueden tener elevadas corrientes de conexión, los de curva D. Finalmente los interruptores de curva B se suelen usar para proteger la salida de generadores, que requieren un rápido accionamiento de las protecciones.



### 2.4.2.6 INTERRUPTORES AFCI Y GFCI

Esta clase de interruptores proporcionan protección contra la formación de arcos eléctricos (Breaker AFCI) así como protección contra fallas a tierra (Breaker GFCI), también se les conoce como el nombre de “Interruptores diferenciales”, estos dispositivos pueden prevenir incendios o descargas eléctricas.

#### Interruptor AFCI

Los arcos eléctricos pueden provocar altas temperaturas y chispas que pueden llegar a ocasionar incendios al contactar con materiales inflamables, los interruptores AFCI (Interruptores de arco por fallas a tierra) proporcionan protección contra esta clase de incidentes, ya que monitorean continuamente la corriente en el circuito y desconectan el mismo al producirse cualquier formación de arcos no deseados.

Estos dispositivos están diseñados para diferenciar entre la formación de un arco no deseado y el tipo de arco que se produce cuando se acciona un interruptor. No solo proporcionan protección contra sobrecorriente convencional, sino que su avanzado diseño permite detectar rápidamente arcos potencialmente peligrosos y de esta forma desconectar el circuito antes que pueda producirse algún incendio. Actualmente, los avances tecnológicos en los interruptores AFCI han mejorado en gran medida su eficacia en la prevención de incendios, a tal grado de ser considerados elementos de gran importancia en la seguridad contra incendios eléctricos.



Figura 2- 46. Interruptores AFCI de uno y dos polos.

La tecnología AFCI puede ser instalada como un interruptor en los tableros de protección o directamente como un tomacorriente.

#### Interruptor GFCI

Cuando se produce una falla a tierra, una persona en contacto con alguna parte metálica energizada puede sufrir una descarga peligrosa o incluso letal, los interruptores GFCI (Interruptor de falla a tierra) pueden reducir en gran medida el riesgo de electrocución cerrando inmediatamente un circuito eléctrico cuando este represente un peligro de descarga eléctrica (por ejemplo, cuando una persona entra en contacto con un aparato defectuoso, junto con una superficie conectada a tierra).

La tecnología GFCI puede ser instalada como un interruptor en los tableros de protección o directamente como un tomacorriente.



Figura 2- 47. Interruptores GFCI de uno y dos polos.

### ¿Dónde son requeridos los interruptores AFCI y GFCI según las normativas?

La protección con interruptores AFCI es requerida por el NEC 2014, en los circuitos de 15 y 20 Amperios que sirven salidas y dispositivos en todas las áreas de construcción de viviendas nuevas, con exclusión a los baños, garajes y zonas exteriores. Además, en las construcciones nuevas cuando un interruptor o tomacorrientes sean

reemplazados en las zonas donde sea requerida protección AFCI, el interruptor o tomacorriente de reemplazo debe contar con protección AFCI.

La protección GFCI es requerida por el NEC 2014, para circuitos de 15 y 20 Amperios o tomacorrientes instalados o de reemplazo ubicados en cocinas, baños, áreas al aire libre, sótanos sin terminar y espacios angostos, garajes, cobertizos, áreas de lavado, fregaderos, bañeras y cabinas de ducha.

También se requiere protección GFCI para ciertos aparatos que puedan presentar riesgo de descarga eléctrica, fuentes de agua potable, máquinas expendedoras, lavavajillas y montacargas en barco, estos aparatos deben ser protegidos con interruptores GFCI.

## **2.4.3 ACCESORIOS DE UNA INSTALACIÓN ELÉCTRICA**

### **2.4.3.1 TOMAS Y APAGADORES**

#### **TOMACORRIENTES**

El tomacorriente o toma de corriente, es el elemento que, en una instalación eléctrica, alimenta a cualquier dispositivo eléctrico que se conecte a él. Su funcionamiento se basa en el paso de corriente a través de chapas metálicas ubicadas en cada ranura, al entrar estas en contacto con las clavijas cierran el circuito permitiendo el paso de corriente hacia el dispositivo. Popularmente al tomacorriente se le llama “enchufe hembra” y a las clavijas “enchufe macho”. Normalmente los tomacorrientes se instalan empotrados en las paredes, también suelen instalarse de forma superficial, según la necesidad del usuario o condiciones del lugar de instalación.

Los tomacorrientes se conectan a la red eléctrica a través de 3 cables: fase, neutro, tierra. Los dos primeros son esenciales para el funcionamiento mientras que la conexión a tierra es necesaria para protección y seguridad.

Las principales características de una toma de corriente son:

**El número de polos:** cantidad de salidas para alimentar la carga.

**Voltaje máximo:** los más comunes son: 110V, 220V, 480V, 600V.

**Corriente máxima:** las más comunes son: 15A, 20A, 30A, 50A, 60A.

En el mercado podemos encontrar distintos tipos de tomacorrientes, los más comunes son:

- Para sistemas monofásicos a 2 hilos – 120V.
- Para sistemas monofásicos a 3 hilos – 120V/240V.
- Para sistemas trifásicos a 220V.

A parte de los tomacorrientes estándar, hoy en día existen diferentes modelos que se adaptan a la necesidad del usuario, entre los cuales están:

**Tomacorrientes GFCI:** Tomacorriente de circuito de falla a tierra, o GFCI, está diseñado para desenergizar rápidamente el tomacorriente cuando detecta una falla a tierra. El flujo eléctrico normal ocurre cuando la corriente pasa a través del cable de fase y regresa a través del cable neutro, pero si la electricidad fluye por algún lugar diferente, una persona o equipo, el GFCI se desenergizará.

Por ejemplo, si se está usando un secador de pelo averiado y los pies de la persona están mojados, el daño del secador de pelo puede hacer que la corriente pase a través del cuerpo hacia tierra. Un tomacorriente GFCI desconecta la carga antes de que la corriente pueda producir un daño a la persona. Es comprensible, que estos tomacorrientes se utilicen en salidas eléctricas que se encuentran cerca de fuentes de agua. Estos suelen ser más caros que los regulares, pero deben instalarse en lugares como cocinas y baños.



**Tomacorrientes AFCI:** No son tan conocidos como los GFCI, sin embargo, un tomacorriente AFCI es muy similar. Este corta la energía una vez el interruptor detecta una falla de arco, por lo tanto, este dispositivo protege de los arcos eléctricos, producidos entre cables de electricidad o cuando existe daño de aislamiento, lo que puede dar lugar a un incendio.

Cualquier casa moderna construida después de 1999 debe tener disyuntores AFCI instalados en la caja del disyuntor. Para las casas más antiguas se pueden instalar protecciones AFCI al principio de cada circuito, lo que protegerá todas las salidas que siguen en ese circuito. No hay requisitos para añadir protección AFCI a circuitos existentes en casas antiguas, pero si se planea construir una adición a la edificación y necesita más circuitos, deben estar protegidos por AFCI.



**Tomacorrientes de 20A:** Con circuitos de 20A y tomacorrientes de 20A, pueden conectarse dispositivos con alto consumo de energía sin que el breaker o disyuntor principal se dispare, ya que estos pueden soportar un 25% más de carga en comparación con la mayoría de tomacorrientes de 15A. Es normal encontrar circuitos de 20A y tomacorrientes de esta capacidad en cocinas, lavanderías y garajes, ya que suelen ubicarse aparatos eléctricos de alto consumo en esas áreas.

Para identificar un tomacorriente de 20A se debe observar si este tiene una muesca pequeña agregada en la abertura de la punta del lado izquierdo. Esto significa que es un tomacorriente de 20A y el circuito tiene la capacidad de manejar este amperaje.



**Tomacorrientes de grado hospitalario:** Además de cumplir con los requisitos de uso general, los tomacorrientes de grado hospitalario son especialmente diseñados y están sujetos a cumplir requisitos adicionales a los estándares. Por ejemplo: confiabilidad de conexión a tierra adicional, integridad del ensamblaje, resistencia y durabilidad.

Estos tomacorrientes pueden ser de 15A o 20A según la norma ANSI / NEMA WD6 5-15, 6-15, 5-20 y 6-20. Una de sus características es la inclusión de marcas adicionales que indican su uso previsto, dichas marcas incluyen la frase “Hospital Grade” u “Hosp. Grado” que aparecen en la parte posterior del toma (visible durante la instalación) así como un punto verde ubicado en la cara frontal (visible después de la instalación).



**Tomacorrientes con conmutador:** Estos tomacorrientes son los adecuados cuando se desea controlar la energía que circula por el mismo, encendiéndolo y apagándolo. Es por ello que incluyen un interruptor o conmutador para su encendido y apagado. Esto es adecuado si se tiene algo conectado a la toma de corriente, pero no se desea que este encendido todo el tiempo.

También pueden usarse para crear su propia extensión, donde el cable en sí siempre tendrá alimentación, pero está agregando un segundo enchufe que se controla con el interruptor.



**Tomacorriente USB:** En la actualidad, es conveniente tener salidas con puertos USB integrados. Sin embargo, son difíciles de encontrar y rara vez se instalan por defecto en los hogares modernos, debido al costo. Afortunadamente, su instalación es sencilla.

Existe gran variedad de tomacorrientes equipados con puertos USB. Los más populares son los que incluyen dos salidas regulares y además dos puertos USB para cargar dispositivos móviles. También hay otros que contienen únicamente puertos USB, tienen hasta cuatro puertos en un mismo dispositivo. Estos puertos permiten cargar dispositivos hasta de 4 amperios, por lo que los dispositivos móviles pueden cargar a toda velocidad. Otra opción son los cargadores de pared USB, los cuales no necesitan instalación directa ya que basta con conectarlos a una toma regular para obtener múltiples salidas USB,



**Tomacorrientes inteligentes:** Estos dispositivos son de lo más nuevo actualmente en el mercado. Son como tomacorrientes regulares, pero pueden controlarse desde un teléfono inteligente. Gracias a esto pueden activarse y desactivarse desde cualquier lugar.

Algunas opciones de tomacorrientes inteligentes incluyen el Belkin WeMo Switch y el ConnectSense, pero estos son básicamente adaptadores que se conectan a una toma regular, al hacer esto, se obtienen tomacorrientes inteligentemente habilitados que pueden reemplazar cualquier tomacorriente tradicional. Por supuesto, esto requiere un centro de casa inteligente (Concentrador inteligente). En otras palabras, nos permiten convertir un electrodoméstico cualquiera como una cafetera, una lámpara o un ventilador,



en un dispositivo inteligente, además algunos son compatibles con sistemas de voz como Alexa o el Asistente de Google.

Entre las características de los tomacorrientes inteligentes destacan:

**Compatibilidad con asistente de voz:** muchos de estos dispositivos poseen su propia aplicación de asistente de voz, pero también son compatibles con Alexa y Google, aunque no todos. Por tanto, es importante a la hora de elegir que dispositivo comprar, asegurarse que este sea compatible con el asistente de voz de nuestra preferencia. El ConnectSense Smart Outlet es el más flexible en este aspecto, ya que es compatible con Alexa de Amazon, HomeKit, Siri de Apple y el Asistente de Google.



**Monitoreo de energía:** estos dispositivos son capaces de registrar cuanta energía consume el aparato que tengas conectado y luego envía un reporte a su aplicación, estos reportes varían según la app del dispositivo, muchos permiten incluso saber las horas de mayor consumo de energía.

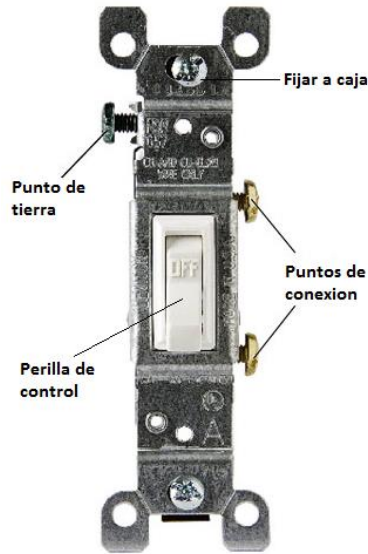
**Encendido programado:** muchos tomacorrientes inteligentes ofrecen la opción de establecer un horario de encendido y apagado automático, lo cual es útil a la hora de ahorrar energía y por supuesto comodidad. Algunos de los modelos que disponen de esta aplicación son el WeMo Insight Switch, Elgato Eve y el D-Link Wi-Fi Smart Plug.

**Ubicación:** existen dispositivos tanto para interiores como para exteriores. Para exteriores algunas de las mejores opciones son Maxcio, iDivices y Wasserstein, en interiores el Satechi Dual Smart Outlet es una buena opción para usuarios de HomeKit.

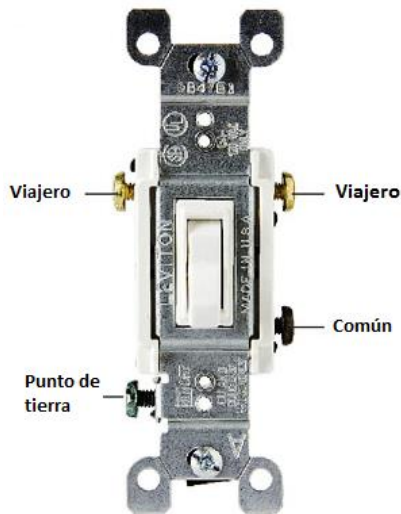
**Tamaño:** es muy importante tener en cuenta este aspecto, ya que algunos modelos tienen un tamaño considerable y pueden ocupar más espacio del necesario e incluso reducir la cantidad de tomacorrientes disponibles. Una de las opciones más compactas para evitar estos inconvenientes es el modelo WeMo Mini.

## INTERRUPTORES DE PARED (APAGADORES)

Estos interruptores se encargan del encendido y apagado de luminarias, ventiladores, calentadores, control de equipos por tomacorrientes, etc. Estos se fijan con tornillos en cajas con forma rectangular, que se encuentra empotrada o en la superficie de la pared. Los tipos de interruptores más comunes que se pueden encontrar en una residencia son: Interruptor sencillo, interruptor doble, interruptor triple, interruptor de tres vías, interruptor de cuatro vías, interruptor con luz piloto, interruptor combinado con tomacorriente, entre otros. A su vez también existen interruptores de uso especial, dependiendo de las necesidades pueden utilizarse con funciones temporizadas de presencia o programables.

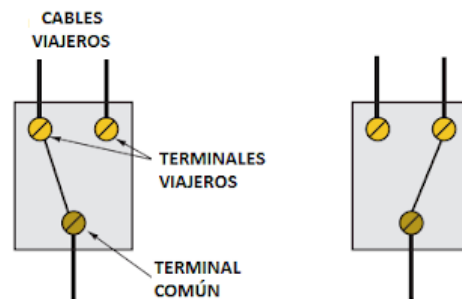


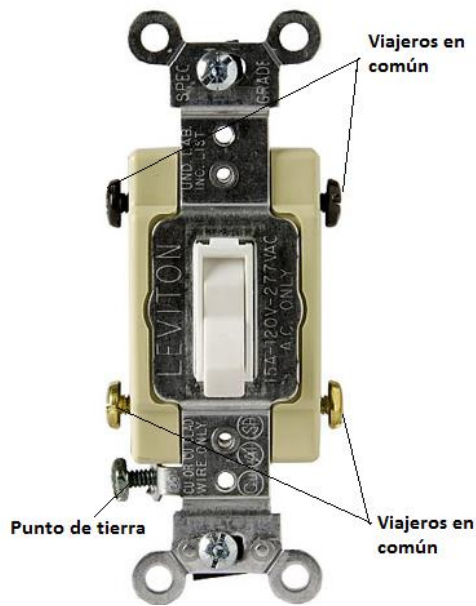
**Interruptor simple o de un polo:** Este interruptor controla la carga desde un solo punto. Este marcado con las posiciones “OFF” y “ON”, apagado encendido respectivamente, posee dos puntos de conexión, esto para poder interrumpir el circuito a controlar. El terminal que controla es el cable de la fase (línea viva), por motivos de seguridad y garantizar el control de apagado de la carga.



**Interruptor de tres vías:** Estos interruptores son utilizados para controlar una carga desde dos puntos distintos a la vez. Por lo que son necesarios dos interruptores para realizar esta función. Pueden utilizarse para controlar lámparas ubicadas en escaleras, pasillos, salas grandes y cualquier espacio amplio donde sea necesario el control desde dos ubicaciones.

El término “a tres vías” es muy engañoso, esto se refiere nada más a que tiene tres puntos de conexión, su principio de funcionamiento se ilustra en la siguiente figura, el interruptor conmuta el flujo de la corriente de un camino a otro.

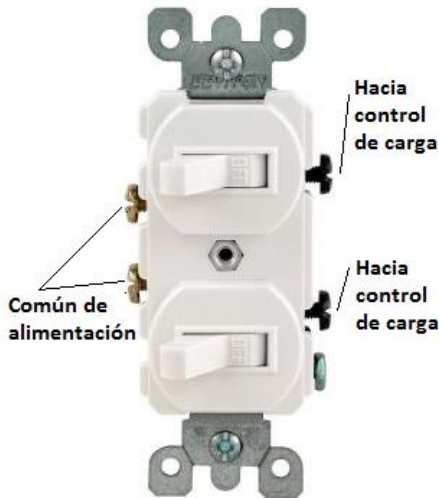
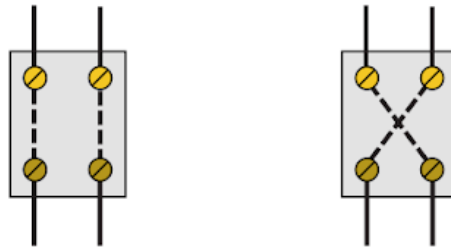




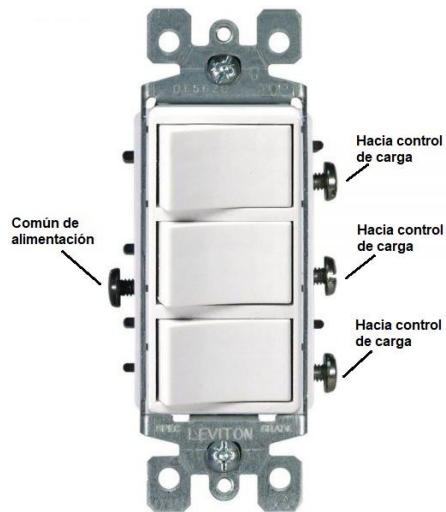
**Interruptor de cuatro vías:** Estos interruptores cuentan con cuatro tornillos para la conexión de las terminales. No se encuentran marcados con “ON” y “OFF”, ya que en cualquier posición la carga puede estar encendida o apagada. Se instala siempre entre un par de interruptores de tres vías, esto para aumentar el número de ubicaciones desde las que se puede controlar una carga.

No es común encontrar un interruptor de cuatro vías en una vivienda, sin embargo, pueden encontrarse en casas grandes, con espacios amplios y largos pasillos donde es necesario el uso de estos interruptores.

En una instalación común, se llevan cables de fase interrumpidos por un interruptor de cuatro vías, para simplificar la ubicación de los tornillos comunes viajeros, un par de tornillos vienen fabricados en cobre; mientras que el otro par viene en latón. Algunos fabricantes indican directamente la entrada de los cables viajeros (IN) y la salida (OUT).



**Interruptor doble:** Este tipo de interruptor es la combinación de dos interruptores simples ubicados en un solo dispositivo. Se utilizan para controlar dos cargas independientes desde un mismo punto. El interruptor cuenta con cuatro tornillos de conexión, dos de estas terminales son comunes, las cuales son alimentadas por el cable de potencial, dependiendo del fabricante, el interruptor trae una laminilla que une estos dos puntos, pero en otros modelos es necesario conectar ambas terminales mediante un puente. Las otras dos terminales controlan de forma independiente la carga que se le haya conectado.



**Interruptor triple:** Al igual que los interruptores dobles, los interruptores triples son una combinación de interruptores simples, en este caso se dispone de tres interruptores, con los cuales se pueden controlar tres cargas independientes desde un mismo punto. El interruptor cuenta con seis tornillos de conexión, 3 de los cuales son terminales comunes, alimentadas por el cable de potencial, dependiendo del fabricante, el interruptor trae una laminilla que une estos tres puntos (tal es el caso del interruptor que se muestra, por tanto, solo es necesario un tornillo común para la fase), pero en otros modelos es necesario conectarlas entre si mediante dos puentes. Las otras tres terminales controlan de forma independiente la carga que se le haya conectado.



**Interruptor con luz piloto:** Estos dispositivos cuentan con una luz indicadora, que enciende cuando pasa energía por el interruptor hacia una lámpara o cualquier carga a controlar. Se utilizan para señalar la ubicación del interruptor en zonas que son de difícil ubicación y oscuridad, tales como sótanos, cuartos de herramientas, etc. También pueden utilizarse para la señalización del encendido de una carga, como calentadores y bombas de agua.

A diferencia de los otros interruptores que solo interrumpen el circuito. Este tipo de interruptor requiere de un cable neutro para la alimentación de su luz indicadora.

## DIMMERS (ATENUADORES DE LUZ)

Un dimmer o atenuador de luz es un dispositivo que sirve para regular la intensidad de luz de las luminarias, es decir, regula la luminosidad que emiten las lámparas o focos, ya sea del hogar, oficina o algún establecimiento. Por lo general el interruptor es una ruleta, al girarla aumenta o disminuye gradualmente la luminosidad de la lámpara. Al instalar un dimmer en una habitación podemos regular la intensidad de luz dependiendo de la situación o de la hora del día, por ejemplo, si vamos a estudiar o trabajar necesitamos tener buena iluminación, por otro lado, si es una hora de descanso y quieres relajarte, una luz tenue y de menor intensidad sería lo ideal. Con esto podemos obtener una mejor eficiencia energética en el hogar.

Por lo general los dimmers se instalan junto con el interruptor, si la instalación no cuenta con dimmers de serie, se debería renovar toda la instalación de los interruptores, es decir deben reemplazarse por completo los interruptores de las luminarias que se desean controlar mediante estos dispositivos. Principalmente existen dos



tipos de atenuadores de luz, ambos regulan de manera gradual y con precisión la iluminación, la única diferencia es el funcionamiento interno de cada uno.

**Dimmer tradicional:** Estos reducen el voltaje para que la intensidad con la que brilla la luz sea mayor o menor según la necesidad del usuario.

**Dimmer de LED:** Las luminarias LED son muy sensibles a los cambios de intensidad de corriente, con lo cual se consigue modular su luminosidad sin afectar la corriente. Es por ello que con este tipo de luz se ahorra mucha más energía que con los focos tradicionales. Es la opción más moderna que existe actualmente en el mercado y la más recomendable para el uso con dimmers.

En el caso de las bombillas incandescentes, lámparas halógenas y luces fluorescentes, no es fácil regular la intensidad de la luz, por lo cual no existen atenuadores de luz en el mercado para estos tipos de lámparas.



*Figura 2- 48. Diferentes modelos de dimmers para luces LED.*

## SENSORES DE MOVIMIENTO

También conocidos como detectores de movimiento o detectores de presencia, son dispositivos que permiten controlar la iluminación de algún espacio determinado mediante la presencia del individuo. Actualmente el ahorro de energía es muy importante en empresas, hogares, oficinas, incluso en lugares públicos desocupados, estos dispositivos además de proporcionar comodidad al evitar tener que estar encendiendo y apagando de forma manual los interruptores de la iluminación, ayudan a evitar que las lámparas permanezcan encendidas innecesariamente provocando el aumento de gastos económicos y energéticos.

Con la instalación de sensores de movimiento se obtienen tres grandes beneficios: ahorro de energía, confort y seguridad, en este último caso al conectar sensores a luces, alarmas sonoras o cámaras de vigilancia estas se activarán al detectar el movimiento de algún intruso. Existe una gran variedad de aplicaciones para estos dispositivos, entre las más comunes están: Iluminación de baños, pasillos, escaleras, cocheras, probadores de ropa entre otros espacios de ocupación aleatoria, sistemas de alarma, sistemas de extracción de aire, sistemas de calefacción y ventilación, portones de entrada y salida de vehículos activando alarmas, barreras o semáforos, cabinas sanitizantes y módulos de desinfección entre muchas otras.

Existen diferentes tecnologías de detección de movimiento, pero la más accesible y confiable es la pasiva infrarroja PIR (Passive Infrared), esta tecnología reacciona ante determinados estímulos energéticos tales como el calor del cuerpo humano o de animales, miden la variación de las radiaciones infrarrojas del medio ambiente en su campo de visión mediante un sensor piroeléctrico. La señal eléctrica que genera el sensor piroeléctrico cuando detecta una variación de infrarroja es procesada por un circuito electrónico que activara un relé o un transistor en el caso que la señal tenga ciertas características (amplitud, frecuencia, duración, etc).

Existen diferentes modelos de sensores:

**Exterior de pared 180°:** son aptos para instalación en exteriores y pueden ser montados directamente sobre reflectores u otro tipo de luminarias.

**Ovni de techo 360°:** se instalan en techos de forma exterior o empotrados, el área de cobertura es amplia, pero deben tenerse en cuenta las recomendaciones del fabricante en cuanto a la altura de montaje.

**De empotrar:** Este tipo de sensores se montan en cajas rectangulares de instalaciones eléctricas empotradas en los muros. Están diseñados para reemplazar llaves de luz o pulsadores automáticos.



Figura 2- 49. Diferentes modelos de sensores de movimiento.

**Incorporados en lámparas y otros artefactos:** esta tecnología también está disponible en lámparas, módulos y receptáculos portalámparas PIR

## 2.5 ALIMENTACIÓN DE MOTORES

El diagrama general y las protecciones necesarias para el circuito derivado de los motores, debe contener los elementos de protección descritos en la figura 2-50:

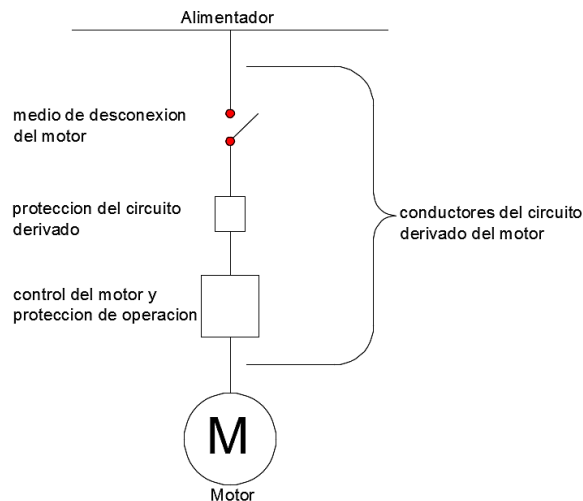


Figura 2- 50. Componentes del circuito derivado del motor.

Del diagrama anterior, para cada circuito alimentador de un motor se requiere lo siguiente:

1. Fuente de alimentación
2. Medio de desconexión de la fuente y/o protección de cortocircuito.
3. Conductores a los circuitos derivados y su protección respectiva
4. Elemento controlador de arranque y frenado del motor
5. Protección contra sobrecargas en el motor; esta protección es adicional a la protección del circuito derivado.

Cuando los motores son pequeños, menores a 4 kW  $\approx$  3 HP; estos pueden ser arrancados directamente de la línea, sin embargo, cuando los motores son de gran potencia (mayores a 3 HP); estos necesitan arrancar indirectamente de la línea, esto se logra instalando elementos de control.

Los motores que son arrancados directamente de la línea tienen corrientes de arranque elevadas, algunos motores, dependiendo de la clasificación o letra código del motor en el arranque alcanzan hasta 8 veces o más la corriente nominal (a plena carga), este valor de corriente está presente hasta que el motor alcanza su velocidad nominal, luego esta corriente decae hasta su valor de corriente nominal.

Una curva típica de arranque de un motor se muestra a continuación:

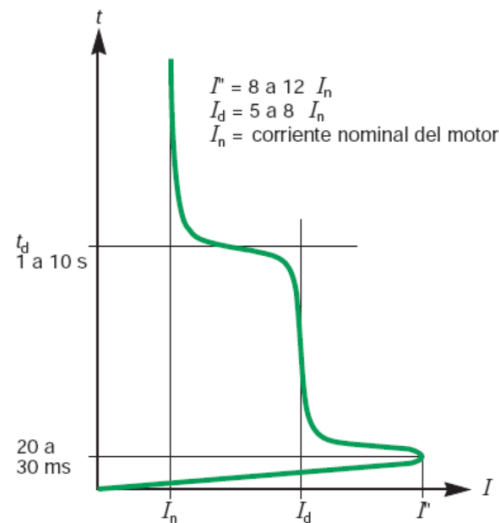


Figura 2- 51. Características de la corriente de arranque directo de un motor de inducción. Tomado de: (Schneider Electric, 2008).

Si el dispositivo de protección contra sobrecarga del circuito derivado, ya sea un fusible o interruptor termomagnético, son demasiado grandes, es decir; están sobredimensionados; pueden ocasionar que el motor se sobrecargue. Por esta razón deben ser instalados dos protecciones contra sobrecarga; una para el alimentador y la otra para el motor.

### 2.5.1 PROTECCIÓN CONTRA CORTOCIRCUITO DEL CIRCUITO DERIVADO DE UN MOTOR

En la Figura 2-50, se observa un elemento denominado “protección del circuito derivado”, este elemento proporciona protección contra sobrecorriente por cortocircuito, fallas a tierra o por descargas de otro tipo.

Generalmente se utilizan fusibles o interruptores termomagnéticos instantáneos, estos dispositivos interrumpen corrientes de falla a grandes corrientes de sobrecarga, si la corriente de arranque está dentro de su rango normal de operación y no persiste; esta protección no actuara, es decir permanecerá cerrada.

### 2.5.2 PROTECCION CONTRA SOBRECARGA EN EL MOTOR

Esta protección actúa cuando el motor está en operación y la carga acoplada al eje del motor incrementa o es excesiva. La corriente que consume en ese instante se eleva considerablemente, hasta abrir la protección (debido a que es un elemento térmico).

De la Figura 2-50, se observa un elemento de protección de sobrecarga el cual está junto al control de motor. Este elemento es conocido como protección contra sobrecarga o sobrecorriente.

### 2.5.3 CORRIENTES DE ARRANQUE

Los motores, al momento del arranque demandan grandes corrientes, esto ocasiona bajos voltajes en el área donde este se encuentra instalado, afectando a circuitos de alumbrado de esa área. Para solucionar este inconveniente, reducir las corrientes de arranque; los motores de gran potencia se arrancan por medio de autotransformador, resistencias o reactores, los cuales reducen el voltaje del motor.

### 2.5.4 CÁLCULO DE ALIMENTADORES

Para motores individuales, la capacidad de conducción de corriente (Ampacidad) de los conductores del circuito derivado debe ser dimensionado al 125% de la corriente a plena carga (Nominal) del motor. A continuación, se presenta un ejemplo sencillo de la aplicación de este criterio:

**Ejemplo:** Se desea calcular el conductor para un motor trifásico jaula de ardilla de 3 HP, el cual es alimentado con un voltaje de 230 V.

Solución:

Para un motor jaula de ardilla con par de arranque normal, la corriente a plena carga (de tabla 430.250 NEC 2017) a 230 V y 3 HP, es 9.6 A.

Por tanto:

$$I = 1.25(I_N) = 1.25 * 9.6 = 12 A$$

El conductor AWG #14 conduce un máximo de 15 A, sin embargo, según Harper (2001, p.217), “*el conductor mínimo permisible para circuitos que no sean luminarias debe ser #12*”. Por tanto, aplicando este criterio, el conductor a utilizar es #12 AWG, este conduce una corriente máxima de 20 A.

En circuitos donde se requiere alimentar más de un motor, la capacidad de corriente del conductor, en arranque secuencial es la suma de 1.25 veces la corriente nominal (a plena carga) del motor mayor más la suma de las corrientes nominales del resto de los motores.

$$I_{total} = 1.25I_{nominal\ motor\ mayor} + \sum I_{nominal\ de\ otros\ motores}$$

**Ejemplo:** Al circuito del motor anterior se le conectara otro motor trifásico jaula de ardilla de 2HP, a 220V, calcular el conductor mínimo a instalar:

Solución:

Para el motor de 3 HP, la corriente nominal es 10 A, para el motor de 2 HP de tabla (430.250), la corriente nominal es 7.1 A. por tanto:

$$I_{total} = 1.25 * 10 + 7.1 = 19.6 A$$

Por tanto: el conductor mínimo a utilizar es #12.

### 2.5.5 MEDIOS DE DESCONEXIÓN DEL CIRCUITO DERIVADO DEL MOTOR

Estos elementos de desconexión deben estar lo más cerca posible a la alimentación, esta clase de dispositivos son capaces de desconectar a todo el circuito del motor y deben estar lo más accesible posible, esto para poder acceder a ellos en algún momento de emergencia. Cuando se utilizan dispositivos termomagnéticos como medios de desconexión, estos se dimensionan al 115% de la corriente a plena carga continua del motor. Cada motor debe tener su propio medio de desconexión.

### 2.5.6 PROTECCION DEL CIRCUITO DERIVADO DEL MOTOR

Generalmente esta protección es un interruptor termomagnético, o también puede ser un fusible. Esta protección se diseña para desconectar al motor del circuito en caso que al momento de arrancar demande corrientes excesivas, o bien al momento de operar se generen cambios bruscos en la corriente que demanda.

### 2.5.7 LETRAS CÓDIGO DE LOS MOTORES

En los motores, el fabricante coloca una placa con las principales características de este, por mencionar algunas: potencia del motor, nivel de tensión de alimentación, numero de fases, conexión de las bobinas, entre otras. En esta placa también se encuentra una letra código; la cual representa una medida de la corriente que demanda en el arranque (a rotor bloqueado; velocidad inicial cero).

Estas letras código se expresan en  $\frac{KVA}{HP}$ , por tanto: para un motor donde conozcamos la potencia del motor (HP) y su letra código se lee de su placa, utilizando la tabla 430.7 (B), NEC 2017 del apartado “Tablas NEC” descrito anteriormente, se obtiene los KVA de arranque de este motor.

Para un motor trifásico, la potencia aparente en VA:

$$VA = \sqrt{3}V_L I_L$$

Donde:

VA : potencia en Volt-amperes

$V_L$ : voltaje de línea (fase a fase)

$I_L$ : corriente de línea

**Ejemplo:** calcular para un motor trifásico de inducción de 5HP, 60Hz, 220V con letra código H

- La mínima y máxima corriente de arranque
- La máxima corriente de arranque como una relación de la corriente nominal

Solución: De la Tabla 430.7 (B), para un motor con letra código H, tiene de 6.3 a 7.09 KVA/HP, por tanto:

$$KVA_{minimos} = \frac{6.3KVA}{HP} * 5HP = 31.5$$

$$KVA_{maximos} = \frac{7.09KVA}{HP} * 5HP = 35.45$$

Dado que es un motor trifásico, su potencia es:

$$P = \sqrt{3}VI$$

Para la mínima corriente de línea:

$$I_{min} = \frac{VA_{min}}{\sqrt{3} * I} = \frac{31.5 * 1000}{\sqrt{3} * 220} = 82.66A$$

$$I_{max} = \frac{VA_{max}}{\sqrt{3} * I} = \frac{35.45 * 1000}{\sqrt{3} * 220} = 93.03A$$

La máxima corriente de arranque como una relación de la corriente nominal es:

$$\frac{I_{max}}{I_{nom}} = \frac{93.03}{15} = 6.202$$

Donde  $I_{nom} = 15A$ , (de Tabla 430.247, NEC 2017).

Es decir que en el arranque la corriente es 6.2 veces la corriente de operación o nominal.

### 2.5.8 PROTECCIÓN DE MOTORES SEGÚN NORMA IEC

El mando y la protección de un motor puede constar de uno, dos, tres o cuatro elementos de protección diferentes. La coordinación entre ellos es fundamental para proporcionar una protección optima de la aplicación del motor. Según (Schneider Electric, 2008), en su libro “*Guía de diseño de instalaciones eléctricas*”, el control y protección de motores, esta debe cumplir con los siguientes elementos de protección:

1. Protección contra cortocircuitos:  
Cortocircuitos entre fases: son los que se deben generalmente a un incidente mecánico en el cable que alimenta al motor.  
Cortocircuito entre fase y tierra: generalmente son ocasionados por el deterioro del aislamiento del devanado.
2. Protección contra sobrecargas: las sobrecargas mecánicas producidas por el propio motor son las causantes de sobrecargas (sobrecarga térmica) y calentamiento excesivo de la máquina. Esta protección puede proporcionarla: un relé específico de sobrecarga térmica, un interruptor automático magneto-térmico mejor conocido como guardamotor, controladores electrónicos de arranque progresivo o variadores de velocidad.
3. Protecciones complementarias: como por ejemplo la protección térmica mediante medición directa de la temperatura del devanado los cuales son sensores térmicos incorporados dentro del devanado del motor.

### EQUIPOS DE CONTROL ESPECÍFICO

- **Arrancadores electromecánicos:** generalmente se utilizan para aplicaciones sin carga los cuales son: estrella-triángulo, autotransformador, arrancadores reostáticos, etc. una de las ventajas es que la corriente de arranque se reduce considerablemente. La desventaja es que el par es bajo durante el arranque.

- **Controladores de arranque gradual:** son utilizados para aplicaciones como bombas, ventiladores, compresores y cintas transportadoras.

Ventajas: limitan el pico de corriente, hueco de tensión, resistencia mecánica durante el arranque del motor.

Desventajas: par bajo durante el arranque, disipación térmica.

- **Variadores de velocidad:** son utilizados en máquinas de gran inercia, máquinas con par de carga elevados.

Ventajas: variación de velocidad continua (ajuste del 2 al 130 % de la velocidad nominal), es posible la sobre velocidad, control preciso de aceleración, desaceleración, par alto durante los periodos de arranque y parada, protección térmica incorporada.

Desventaja: disipación térmica, su costo es elevado.

## **ESQUEMA DE PROTECCIÓN BÁSICO: INTERRUPTOR AUTOMÁTICO + CONTACTOR + RELÉ TÉRMICO**

Esta combinación de dispositivos facilita el trabajo de instalación, así como el funcionamiento y mantenimiento, mediante:

- Reducción de la carga de tareas de mantenimiento: los interruptores automáticos evitan la necesidad de sustituir fusibles fundidos.
- Mejor continuidad de servicio: la instalación puede volver a ponerse en tensión tras la eliminación de un defecto y después de haber verificado el arrancador.
- El disparo de las tres fases está garantizado.
- Posibilidad de conmutación de corriente de máxima carga (mediante interruptor automático) en caso de defecto del contactor.
- Mejor protección para el arrancador en caso de sobre intensidad y en particular para cortocircuito imperante (*en la mayoría de los casos los cortocircuitos ocurren en el motor, la corriente está limitada por el cable, y el cableado del arrancador, los cuales se denominan cortocircuitos imperantes (Schneider Electric, 2008, p. N 46)*), correspondiente a corrientes de hasta 30 veces la  $I_n$ .
- Enclavamiento.
- Posibilidad de añadir protección diferencial
  - Prevención del riesgo de incendios (sensibilidad de 500 mA).
  - Protección contra daños del motor (cortocircuito en sus devanados), mediante la rápida detección de corrientes de defecto a tierra (sensibilidad de 300 mA a 30 A).

### **Sensibilidad de interruptores diferenciales**

Según el valor de la corriente diferencial de defecto  $I_{\Delta n}$  (sensibilidad), los interruptores diferenciales se clasifican de la siguiente forma:

- Baja sensibilidad,  $I_{\Delta n} > 30 \text{ mA}$ .
- Alta sensibilidad,  $I_{\Delta n} \leq 30 \text{ mA}$ .

Las normas españolas UNE EN 61008, UNE EN 61009 y UNE EN 60947-2, establecen los valores de sensibilidades normalizadas: 6 mA, 10 mA, 30 mA, 100 mA, 300 mA, 500 mA, 1 A, 3 A, 10 A, 30 A.

Los interruptores diferenciales de baja sensibilidad ( $I_{\Delta n} > 30 \text{ mA}$ ) se utilizan en la protección contra contactos indirectos, riesgos de incendios y destrucción de máquinas.

Los interruptores con sensibilidades de 100, 300 y 500 mA suelen ser considerados de “media sensibilidad”, y suelen ser usados para la protección contra incendios ya que está comprobado que una corriente de 300 mA puede calentar hasta la incandescencia dos piezas metálicas en contacto puntual (superficie de contacto muy reducida), por lo que si se tienen materiales inflamables en contacto se puede generar un incendio.

Los interruptores diferenciales de alta sensibilidad ( $I_{\Delta n} \leq 30 \text{ mA}$ ) se emplean principalmente para la protección contra contactos directos, pero también pueden ser empleados para protección contra contactos indirectos, riesgos de incendios y destrucción de máquinas.

El diagrama unifilar de protección, según Norma IEC, se muestra en la Figura 2-52.

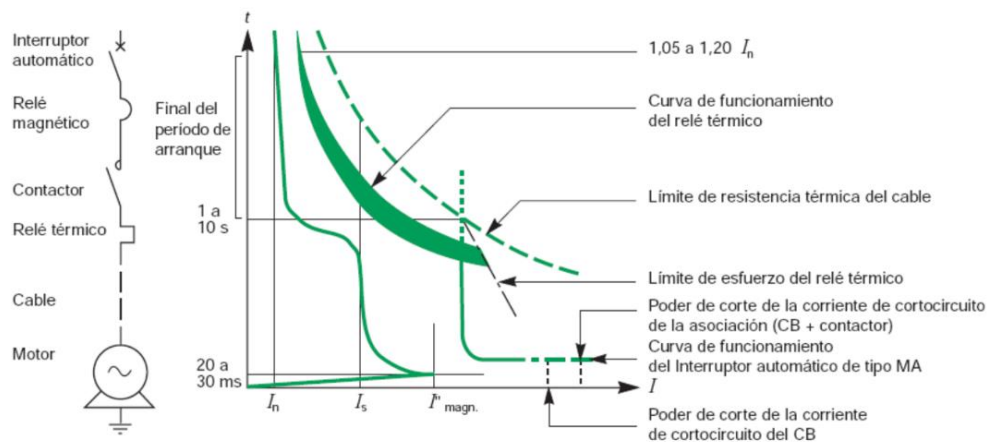


Figura 2- 52. característica de disparo de interruptor automático +contactor + relé térmico. Tomado de: (Schneider Electric, 2008).

## VALORES MÁXIMOS ADMISIBLES PARA MOTORES INSTALADOS EN BT, SEGÚN NORMA IEC

Las perturbaciones que se ocasionan en las redes de distribución de BT durante el arranque de grandes motores de CA, puede causar daños considerables a los consumidores conectados al mismo embarrado de alimentación, las compañías eléctricas cuentan con reglas que se aplican en estos casos, de manera que las perturbaciones sean de valores tolerables. Según Norma IEC los valores típicos de corrientes de arranque máximos admisibles para motores con arranque directo son los que se muestran en las tablas 2-33 y 2-34.



Tipo de motor	Ubicación	Corriente de arranque máxima (A)	
		Red de líneas aéreas	Red de líneas soterradas
Monofásico	Viviendas	45	45
	Otros	100	200
Trifásico	Viviendas	60	60
	Otros	125	250

Tabla 2- 33. Valores máximos de corriente de arranque para motores de BT (230/400V). Tomado de: (Schnelder Electric, 2008).

Ubicación	Tipo de motor		
	Monofásico de 230 V (kW)	Trifásico de 400 V	
		Arranque "directo en línea" en carga máxima (kW)	Otros métodos de arranque (kW)
Viviendas	1,4	5,5	11
Otros	Red de líneas aéreas	3	11
	Red de líneas soterradas	5,5	22

Tabla 2- 34. Potencias nominales máximas para motores de arranque de BT. Tomado de: (Schnelder Electric, 2008).

## 2.6 ALIMENTACIÓN DE CIRCUITOS DE ALUMBRADO Y TOMAS

Los circuitos de alumbrado y tomacorrientes deben ser instalados por separado, es decir un Circuit Breaker para luces y otro Circuit Breaker para tomacorrientes, según el NEC (NFPA 70, 2017) debe seleccionarse CB de 15 A para luces y CB de 20 A para tomas, tomando en cuenta la carga que será instalada en estos. Para cargas grandes, tales como hornos microondas, refrigeradoras, lavadoras, aires acondicionados mini Split y otros de gran consumo, es recomendable instalar circuitos exclusivos para estos, con conductor # 10 o de mayor calibre, según la potencia del equipo a ser alimentado.

Según Harper(2001, p.192) “los conductores no deberán ser menores al calibre #14 para circuitos de alumbrado y aparatos pequeños, ni menor que el #12 para circuitos que alimenten aparatos de más de 3 amperios”.

### 2.6.1 CIRCUITOS DE ALUMBRADO

Por control de alumbrado, debe entenderse que son los elementos necesarios para lograr encender y apagar las unidades de alumbrado. Este control se puede realizar de diferentes maneras, se debe considerar el área de la instalación donde se quiere controlar el alumbrado, los requerimientos de control, así como también la comodidad y facilidad al momento de acceder a estos.

Cabe mencionar que en instalaciones tales como: naves industriales, alumbrado exterior, cercas perimetrales energizadas, estacionamientos y otros; generalmente el control se realiza directamente desde el tablero o centro de carga que los alimenta, a través de interruptores o circuit breaker que protegen a los circuitos.

En habitaciones, oficinas, salones de clase, pasillos, áreas pequeñas donde se requiera alumbrado y otros; generalmente estos son controlados con interruptores propios. El uso de apagadores particulares o para grupos de luminarias; eleva los costos de la instalación, sin embargo, esto permite el uso adecuado de la energía eléctrica, ya que se puede encender la luminaria únicamente en el área donde es verdaderamente necesaria.

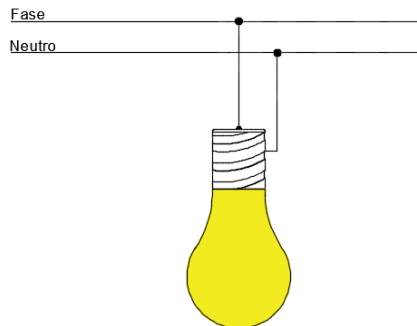
El interruptor o también llamado apagador es un dispositivo que interrumpe o no el flujo de corriente eléctrica. Este dispositivo se especifica según el voltaje y corriente nominal del dispositivo a controlar. Existen diferentes tipos de apagadores para luminarias tales como: interruptor sencillo o de dos vías, de tres vías y cuatro vías; su uso depende de la aplicación donde requiera ser instalado.

### 2.6.2 CONTROL DE LUMINARIA DESDE UN PUNTO

En habitaciones, baños, cocinas, salas de comedor, cuartos pequeños de bodega y similares. Las unidades de luminarias solo requieren un único punto de control, los conductores a emplearse normalmente son Fase y Neutro, calibre #12 o #14; usualmente en instalaciones eléctricas residenciales es donde se utiliza este calibre de conductor, sin embargo, si se desea controlar muchas más unidades de luminarias con el mismo apagador; debe considerarse la capacidad de corriente nominal que este puede soportar. Según norma NEMA los conductores de neutro deben ser color blanco, mientras la fase es de color negro, estos deben ser colocados dentro de tuberías. En instalaciones residenciales normalmente se utiliza tubería Conduit Flexible de ½”.

Los interruptores se deben instalar en general a una altura de 1.20-1.40 m de nivel de piso terminado, esto es por comodidad al momento de hacer uso de estos

En la figura 2-53, se puede apreciar el diagrama eléctrico para el control de luminarias con apagador sencillo, cabe mencionar que el conductor de neutro va directamente conectado hasta el receptáculo, específicamente en el contorno de la rosca. El interruptor se conecta en serie con la luminaria; el conductor denominado como RA va conectado hasta el receptáculo, específicamente en el punto central de la rosca de esta. Esto para evitar cualquier contacto accidental con parte metálica de la rosca.



*Figura 2- 53. Diagrama representativo de la conexión correcta de conductores fase y neutro en luminarias.*

A continuación, se presenta el diagrama eléctrico a implementar.

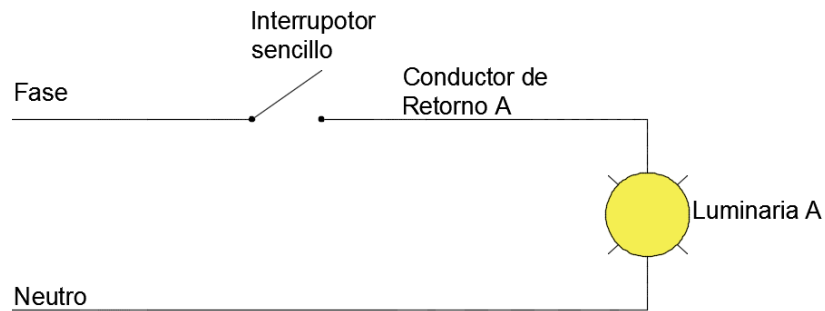


Figura 2- 54. Control de una luminaria con interruptor sencillo.

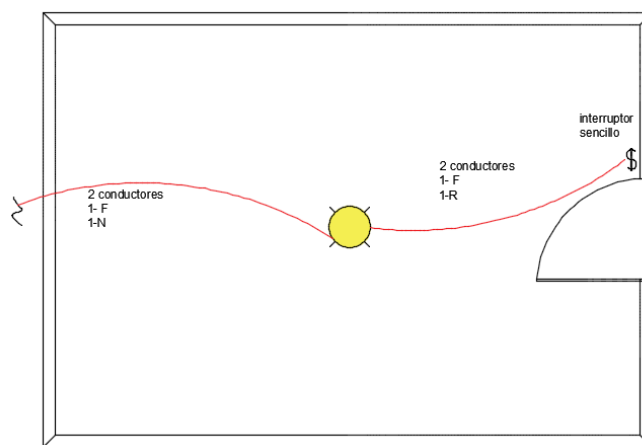


Figura 2- 55. Diagrama unifilar para control de luminaria con interruptor sencillo.

En la figura 2-55, se observa el diagrama unifilar de la instalación de una luminaria con interruptor sencillo, donde:

F: conductor de fase

N: conductor de neutro

R: conductor de retorno

Nota: si las cajas, luminarias y los apagadores son metálicos debe instalarse el conductor de tierra.

### 2.6.3 CONTROL DE LUMINARIA DE DOS PUNTOS (TIPO ESCALERA)

En salones con dos salidas, cuartos de hotel, dormitorios, y escaleras se necesita controlar la luminaria desde dos puntos diferentes, es decir se necesita encender o apagar estas desde cualquiera de los dos puntos.

Para ello es necesario instalar dos interruptores de dos vías, los cuales tienen en su interior dos posiciones. Los conductores que unen a estos, es decir los retornos (R1 o R2) establecen el flujo de corriente o la interrumpen al ser accionado uno de estos. En la figura 2-56, se puede apreciar de mejor forma el funcionamiento de estos:

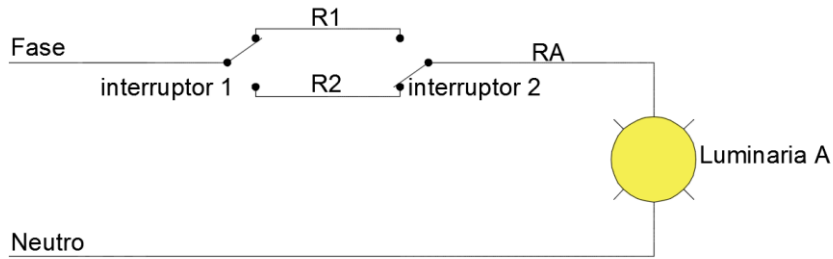


Figura 2- 56. Control de luminaria desde dos puntos.

Los conductores de retorno R1 y R2, son de calibre #14, mientras que la fase, neutro y el retorno A (RA) es de calibre #12. A continuación se presenta el diagrama unifilar y número de conductores por cada tramo.

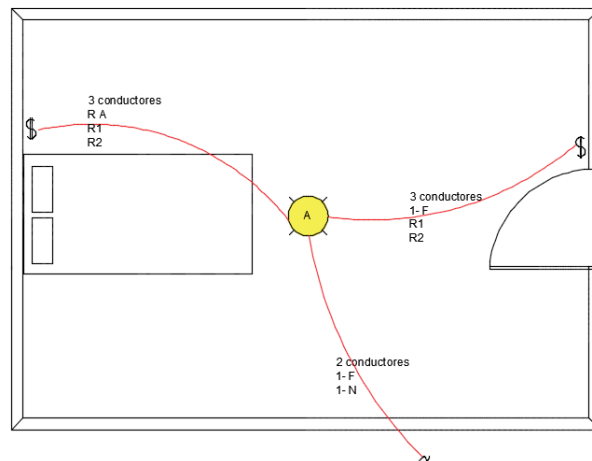


Figura 2- 57. Control de luminarias desde dos puntos.

### 2.6.4 CONTROL DE LUMNARIAS DE 3 O MÁS PUNTOS

En pasillos grandes o instalaciones en general donde se requiera controlar luminarias desde tres o más puntos de control; en estas instalaciones es necesario utilizar interruptores de tres vías que consta de cuatro contactos fijos y un bloque de tres contactos móviles cortocircuitados entre sí, se utilizan en combinación con interruptores de dos vías los cuales se instalan en los extremos del circuito. Los conductores de retorno R1 y R2, son calibre #14, mientras que los de fase, RA y neutro son #12. A continuación, se presenta el diagrama eléctrico a implementar:

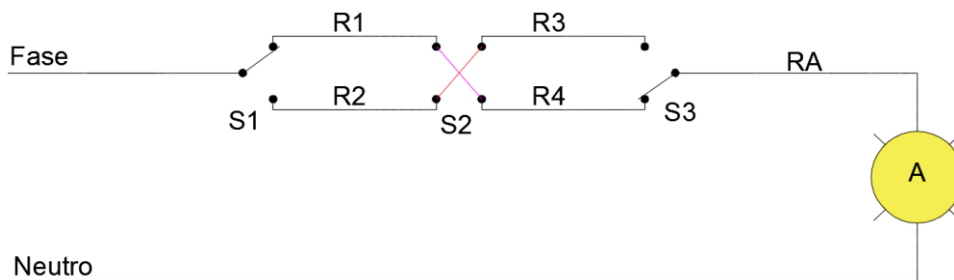


Figura 2- 58. Diagrama eléctrico de control de luminarias de tres puntos o más.

En la figura 2-59, se observa un ejemplo de un diagrama eléctrico unifilar, las luminarias son controladas de tres puntos, los conductores de retorno son de calibre #14 tal como los ejemplos descritos anteriormente.

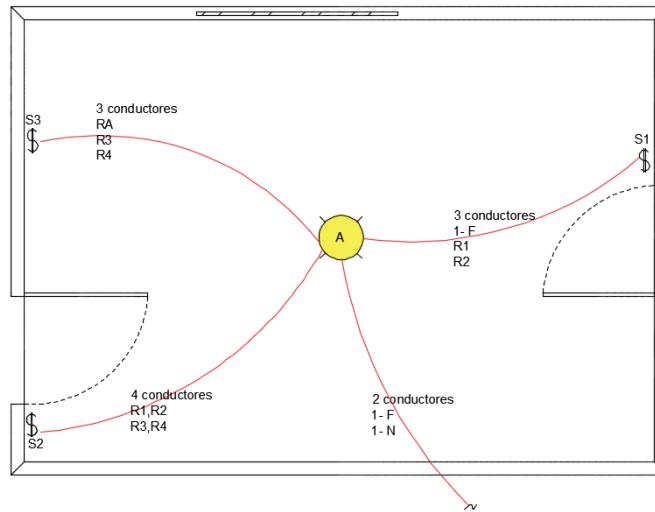


Figura 2- 59. Diagrama eléctrico unifilar de control de luminarias de tres puntos.

### 2.6.5 CIRCUITO DE TOMACORRIENTES

En los circuitos de los ejemplos anteriormente descritos no se han instalado circuitos de tomacorrientes con la finalidad de una mejor comprensión de este. Los tomacorrientes son elementos para la conexión directa de dispositivos y electrodomésticos en general; es posible también emplear tomas controlados por apagadores en particular los que tienen alguna luminaria de noche instalada permanentemente; el calibre de los conductores a implementar depende en gran medida de la carga a ser alimentada. En instalaciones eléctricas residenciales usualmente se le asignan 200 VA a cada tomacorriente, generalmente el conductor a implementar es #12 AWG para Fase y Neutro, el conductor de tierra normalmente es un calibre inferior, por tanto, este es #14 AWG. Según norma NEMA los colores de estos son negro para fase, blanco para neutro y verde para conductor de tierra.

Los tomacorrientes tienen diferentes alturas promedio respecto al suelo terminado para su instalación los cuales se describen a continuación;

1. En áreas o locales secos tales como recamaras, cuartos de costura, salas, comedores, salones de juego, salas de exposición, bibliotecas, oficinas, salas de belleza, salas de televisión y lugares similares, la altura de los tomacorrientes debe ser entre 30 a 40 cm con respecto a nivel de piso terminado.
2. En locales y áreas con pisos húmedos tales como cocinas, baños, cuartos de lavado y planchado se debe disponer de dos alturas para la instalación de tomacorrientes, las cuales se describen a continuación:
  - a) En baños en general se recomienda instalar interruptores y tomacorrientes a 1.20 m de nivel de piso, preferiblemente en la misma caja de conexión (caja rectangular).

- b) En cocinas con dimensiones pequeñas normalmente se instala un interruptor y tomacorriente en la misma caja rectangular a una altura de 1.20-1.30 m. Cuando la cocina es amplia con múltiples electrodomésticos a alimentar; se instalan a diferentes alturas con respecto al piso terminado unos a la misma altura de los interruptores y otros a una altura aproximada de 90 cm, esto para ocultar las extensiones de estufas, lavadoras, secadoras, refrigeradoras, etc.

En la figura 2-60, se describe la forma correcta de instalación de los conductores:

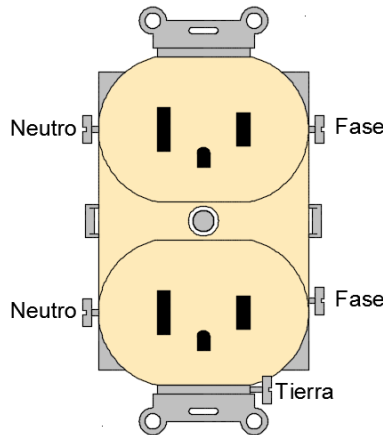


Figura 2- 60. Tomacorriente polarizado.

En la Figura 2-61, se describe un ejemplo sencillo de un diagrama unifilar de circuito de tomas, como se puede apreciar, el conductor que llega hacia la caja octagonal o cuadrada es de calibre #10, este puede ser cable o alambre, de la caja hacia los tomacorrientes el conductor es un calibre inferior para ser específico #12 para fase y neutro y #14 para tierra, respectivamente. Los tomacorrientes siempre deben ir con el conductor de tierra.

En general, todo circuito de alimentación debe llevar sus conductores de fase, neutro y tierra en el mismo ducto para eliminar los campos magnéticos que puedan generarse en condiciones normales o durante una falla.

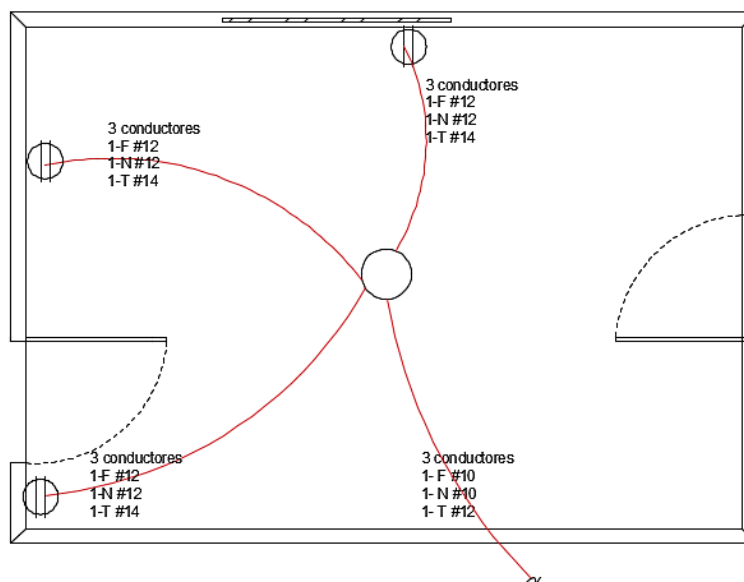


Figura 2- 61. Diagrama unifilar de circuito de tomas.

Hasta el momento se han descrito ejemplos donde solo se ha considerado circuitos de tomas y luces por separado, esto para una mejor comprensión de su respectivo alambrado, sin embargo, en las viviendas se necesita luces y tomas en una habitación, cocina, sala etc. A continuación, se presenta un ejemplo donde se requiere circuito de luces y circuito de tomas para una habitación, cabe señalar que los circuitos de luces son separados de los de tomas, sin embargo, el alambrado de estos puede ir en una misma tubería, siempre considerando el diámetro de tubería a ser utilizado, tomando en cuenta la cantidad de conductores que llegaran a una sola caja de registro, deberá colocarse una caja de mayores dimensiones. Lo recomendable es que todos los conductores que se alojen en la caja de conexiones, incluyendo empalmes, no ocupen más del 60% del espacio interior de la caja.

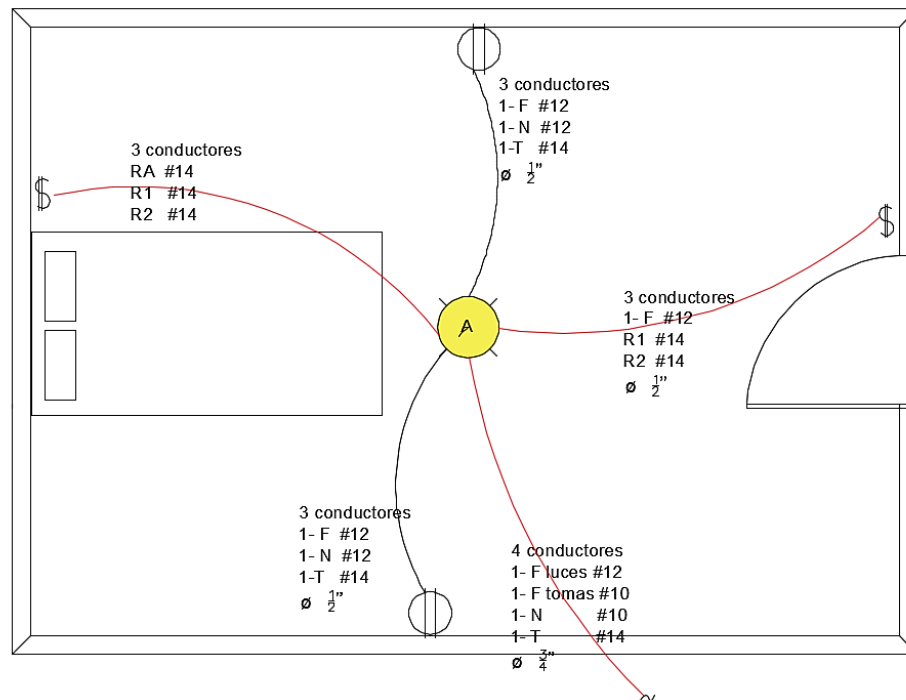


Figura 2- 62. Diagrama unifilar de circuito de luces y tomas para una habitación.

A continuación, se presenta un ejemplo de diagrama unifilar, para el alambrado de una casa, el tablero general es de 4 circuitos, sin embargo, de estos solo tres se están utilizando, dos circuitos para tomacorrientes y un circuito para luces, cabe aclarar que a cada circuito de tomacorrientes se están conectando 7 de estos. El espacio del circuito sobrante es para cargas futuras, por tanto, queda como circuito de reserva. Los Circuit Breaker para tomas es de 20 A y de luces es de 15 A.

Con lo aprendido en los apartados anteriores con respecto al alambrado; identificar el número de conductores que deben ir en los tramos no especificados del diagrama unifilar de la figura 2-63.

Aunque el ejemplo combina circuitos de alumbrado y tomas, lo más recomendable es hacer circuitos separados para alumbrado y otro para tomas. Los tomas, luminarias y apagadores en baños y lugares húmedos deben ser controlados por un GFCI, las demás tomas en habitaciones y otros deben ser AFCI.

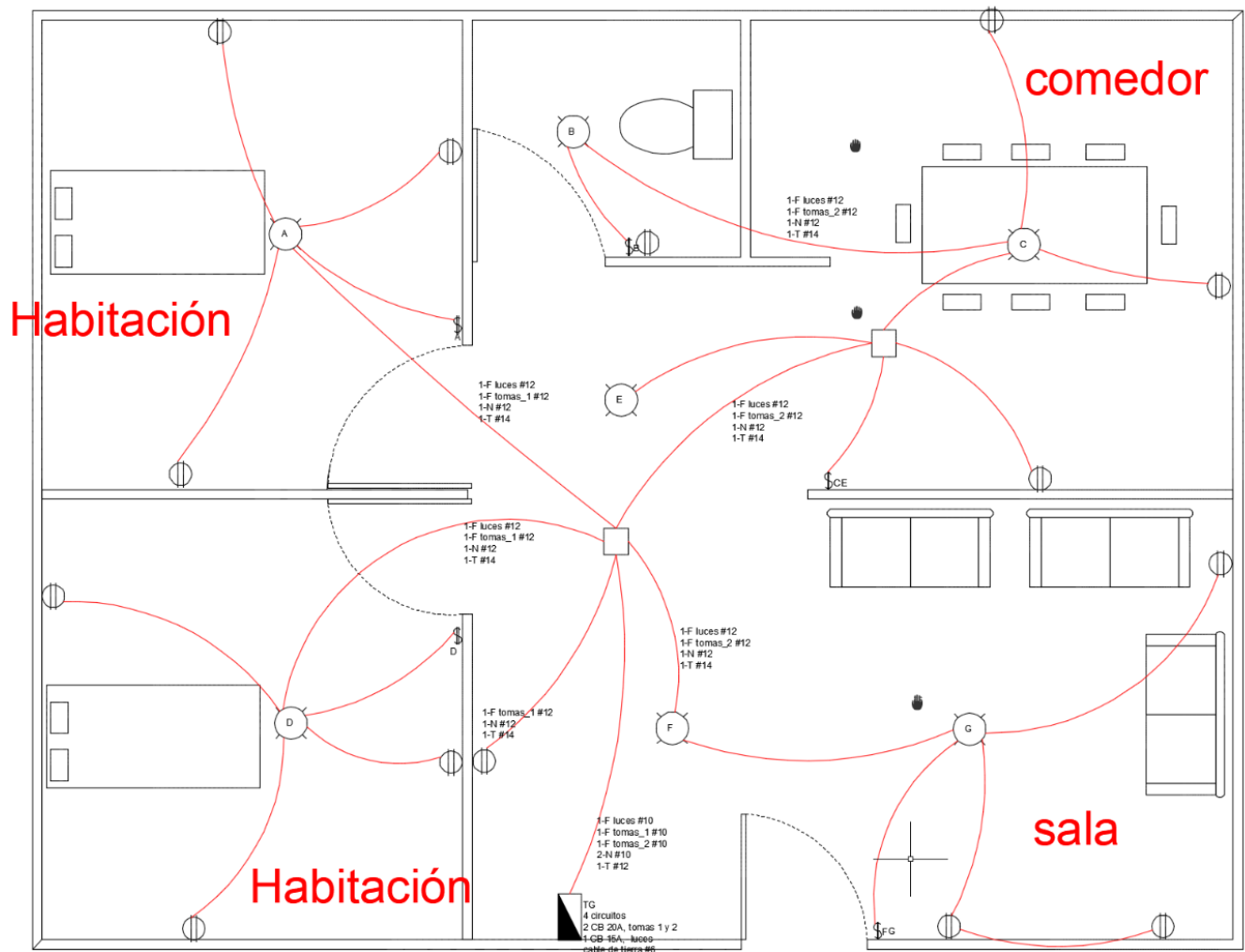


Figura 2- 63. Diagrama unifilar de alambrado de una casa.

## 2.6.6 CRITERIOS DE DISEÑO Y FACTORES DE DEMANDA: MÉTODO BAJO NORMA IEC

### 2.6.6.1 DEMANDA DE UNA INSTALACIÓN

Para el diseño de una instalación se debe evaluar la demanda máxima que se puede solicitar del sistema. Un diseño que se base en la suma de todas las cargas existentes en el sistema no es factible, ya que no es práctico desde el punto de vista económico y de ingeniería.

En este apartado se pretende demostrar cómo se puede evaluar factores, teniendo en cuenta la diversidad (operación no simultánea de todos los dispositivos de un grupo determinado) y la utilización (por ejemplo: los motores eléctricos normalmente no funcionan al límite de su capacidad) entre otras cargas conectadas a una determinada instalación eléctrica (o bien a un circuito; por ejemplo: los tomacorrientes no siempre son utilizados al 100%).



### 2.6.6.2 POTENCIA INSTALADA

La potencia instalada es la sumatoria de las potencias nominales (kW) de todos los dispositivos eléctricos de una instalación. En la práctica no es la potencia absorbida o demandada real. Por ejemplo: los motores eléctricos en los que la potencia nominal se refiere a la potencia de salida en el eje principal. El consumo de potencia de entrada es sumamente mayor.

### 2.6.6.3 POTENCIA APARENTE INSTALADA

Generalmente se asume que la potencia aparente instalada es la suma aritmética de los kVA de las cargas individuales. Los kVA máximos estimados que se van a proporcionar, sin embargo, no son iguales a los kVA totales instalados.

Cuando no se conocen algunas o todas características de cargas se puede utilizar los valores que proporciona la tabla 2-35, los cuales son aproximados de demanda VA.

Iluminación fluorescente (corregida a $\cos \phi = 0,86$ )		
Tipo de aplicación	Tubo fluorescente estimado (VA/m <sup>2</sup> ) con reflector industrial <sup>(1)</sup>	Nivel medio de iluminación (lux = lm/m <sup>2</sup> )
Carreteras y autopistas, áreas de almacenamiento, trabajo intermitente	7	150
Trabajos industriales: fabricación y ensamblaje de piezas de trabajo muy grandes	14	300
Trabajo diario: trabajo de oficina	24	500
Trabajos delicados talleres de ensamblaje de alta precisión de oficinas técnicas	41	800
Circuitos de potencia		
Tipo de aplicación	Estimado (VA/m <sup>2</sup> )	
Aire comprimido de estación de bombeo de 3 a 6	de 3 a 6	
Ventilación de las instalaciones	23	
Calefactores de convección eléctricos: casas privadas, pisos y apartamentos	de 115 a 146	
Oficinas	90	
Taller de distribución	25	
Taller de montaje	50	
Tienda de máquinas	70	
Taller de pintura	300	
Planta de tratamiento de calor	350	
	700	

(1) Ejemplo: tubo de 65 W (balasto no incluido), flujo 5.100 lúmenes (lm), eficacia luminica del tubo = 78,5 lm/W.

Tabla 2- 35. Estimación de la potencia aparente instalada. Tomado de: (Schnelder Electric, 2008).

### 2.6.6.4 ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA MÁXIMA REAL (KVA)

Todas las cargas no operan necesariamente a su potencia nominal máxima, ni operan simultáneamente, es decir; no son utilizadas todas al mismo tiempo. Los factores  $k_s$  y  $k_u$  permiten la determinación de demanda máxima de potencia y potencia aparente para dimensionar (diseñar) la instalación. A continuación, se presentan estos factores:

### 2.6.6.5 FACTOR DE UTILIZACIÓN MÁXIMA ( $k_u$ )

En condiciones normales de funcionamiento, el consumo de potencia de una carga es a veces inferior a la indicada como potencia nominal. Por esta razón la importancia de aplicar un factor de utilización ( $k_u$ ) para la estimación de los valores reales. Y para su cálculo se define el factor de utilización máxima como el cociente entre la potencia efectivamente demandada por la carga y la potencia nominal de la misma.

Este factor se le aplica a cada carga individual, con énfasis en los motores eléctricos dado que raramente operan a carga completa, es decir a potencia nominal.

- Para las instalaciones industriales donde haya motores, este factor se puede estimar en 0.75. Para cargas de luminarias incandescentes, este factor siempre es igual a 1.
- Para circuitos de tomas de corrientes, los factores dependen del tipo de aplicación al cual están instalados.

#### 2.6.6.6 FACTOR DE SIMULTANEIDAD ( $k_s$ )

Es común que, en instalaciones eléctricas, las cargas no operen en simultaneo, es decir no todas las cargas operan o funcionan al mismo tiempo, esta es la importancia de utilizar un factor de simultaneidad  $k_s$ . Este factor se aplica a cada grupo de cargas (por ejemplo: obtener el suministro de un cuadro de distribución o sub distribución). Y para su cálculo este se define como el cociente entre la demanda máxima del grupo de cargas y la suma de la demanda máxima de cada carga.

#### 2.6.6.7 FACTOR DE SIMULTANEIDAD PARA UN GRUPO DE APARTAMENTOS

En la tabla 2-36, se muestra algunos valores típicos para este, se aplica para consumidores domésticos con suministro de 230/400 V (trifásico de cuatro hilos). En el caso de consumidores que utilizan acumuladores de calor eléctricos para calefacción, se recomienda un factor de 0.8, con independencia del número de consumidores.

Número de consumidores	Factor de simultaneidad ( $k_s$ )
De 2 a 4	1
De 5 a 9	0,78
De 10 a 14	0,63
De 15 a 19	0,53
De 20 a 24	0,49
De 25 a 29	0,46
De 30 a 34	0,44
De 35 a 39	0,42
De 40 a 49	0,41
50 y más	0,40

Tabla 2- 36. Factores de simultaneidad en un bloque de apartamentos. Tomado de: (Schneider Electric, 2008).

**Ejemplo:** un edificio de apartamento de 5 pisos (ver figura 2-64), con 25 consumidores que tienen una carga instalada de 6kVA cada uno. 6 usuarios en el nivel 1, 4 en el 2, 5 en el 3, 6 en el 4 y 4 en el 5. El nivel de tensión que alimenta al edificio es 400V.

Solución:

La carga total instalada para el edificio es:  $36+24+30+36+24 = 150\text{kVA}$

El suministro de potencia aparente necesario para el edificio es:  $25 \times 0.46 = 69\text{kVA}$

Con los valores de la tabla 2-35, es posible determinar la magnitud de las corrientes en diferentes secciones del circuito principal que proporciona suministro a todos los pisos. Para los cables que van en vertical y se alimentan a nivel de suelo, la sección de los conductores debe reducirse desde los pisos inferior hasta el superior.

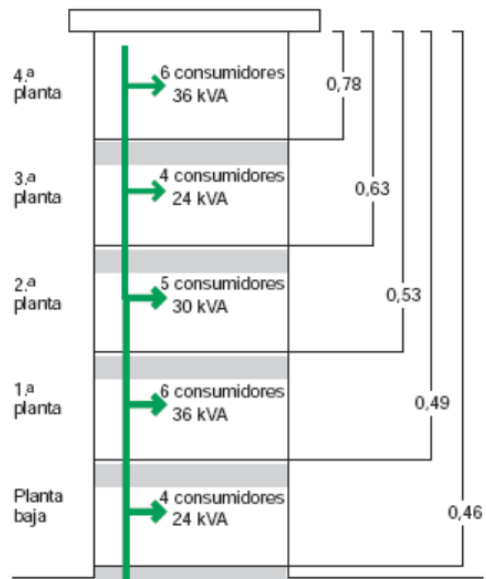


Figura 2- 64. aplicación del factor de simultaneidad ks. Tomado de: (Schnelder Electric, 2008).

Para todo el edificio, el factor es 0.46, ya que son 25 usuarios. La corriente que entra a nivel de suelo al edificio es:

$$\frac{150 \times 0.46 \times 10^3}{400\sqrt{3}} = 100A$$

La corriente que llega al nivel 3 es:

6 usuarios en el nivel 1 + 4 usuarios en el nivel 2, en total: 10 usuarios.

De la tabla 2.30, el factor es: 0.63.

$$\frac{(36 + 24) \times 0.63 \times 10^3}{400\sqrt{3}} = 55A$$

Nota: aunque se ha calculado un alimentador para todos los niveles, en la práctica es más conveniente un alimentador para cada nivel. Si se trata cada apartamento individual, se requiere un panel de medidores y alimentadores para cada apartamento.

### 2.6.6.8 FACTOR DE SIMULTANEIDAD PARA CUADROS DE DISTRIBUCIÓN

En la tabla 2-37. Se muestran valores hipotéticos de  $k_s$  para un cuadro de distribución que suministra a varios circuitos para el que no hay indicación sobre el modo en que se divide la carga total entre ellos.

Cabe aclarar que, si los circuitos son principalmente para cargas de iluminación, sería prudente adoptar los valores de  $k_s$  cercanos a la unidad.

Número de circuitos	Factor de simultaneidad ( $k_s$ )
Montajes comprobados completamente 2 y 3	0,9
4 y 5	0,8
De 6 a 9	0,7
10 y más	0,6
Montajes probados parcialmente; seleccione en cada caso	1,0

Tabla 2- 37. Factor de simultaneidad para cuadros de distribución. Tomado de: (Schnelder Electric, 2008)

### 2.6.6.9 FACTOR DE SIMULTANEIDAD SEGÚN FUNCIÓN DEL CIRCUITO

Los valores de  $k_s$ , más habituales para circuitos que alimentan cargas, se presentan en la tabla 2-38.

Función del circuito	Factor de simultaneidad ( $k_s$ )
Alumbrado	1
Calefacción y aire acondicionado	1
Tomas de corriente	de 0,1 a 0,2 <sup>(1)</sup>
Ascensores y montacargas <sup>(2)</sup>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Para el motor más potente 1</li> <li>■ Para el segundo motor más potente 0,75</li> <li>■ Para todos los motores 0,60</li> </ul>

(1) En algunos casos, principalmente en instalaciones industriales, este factor puede ser superior.

(2) La corriente que hay que tomar en consideración es igual a la corriente nominal del motor aumentada en un tercio de su corriente de arranque.

Tabla 2- 38. Factor de simultaneidad según función del circuito. Tomado de: (Schnelder Electric, 2008).

### 2.6.6.10 FACTOR DE DEMANDA

Este factor se define para un conjunto de receptores como el cociente entre la potencia máxima demandada por el conjunto y la potencia instalada correspondiente al mismo conjunto.

### 2.6.6.11 FACTOR DE DIVERSIDAD

El factor de diversidad, es idéntico al factor de simultaneidad  $k_s$ , sin embargo, este factor es inverso de  $k_s$ , es decir siempre es  $\geq 1$ . A continuación, se presenta un ejemplo donde se estima la carga máxima prevista para una instalación, utilizando los factores descritos anteriormente.

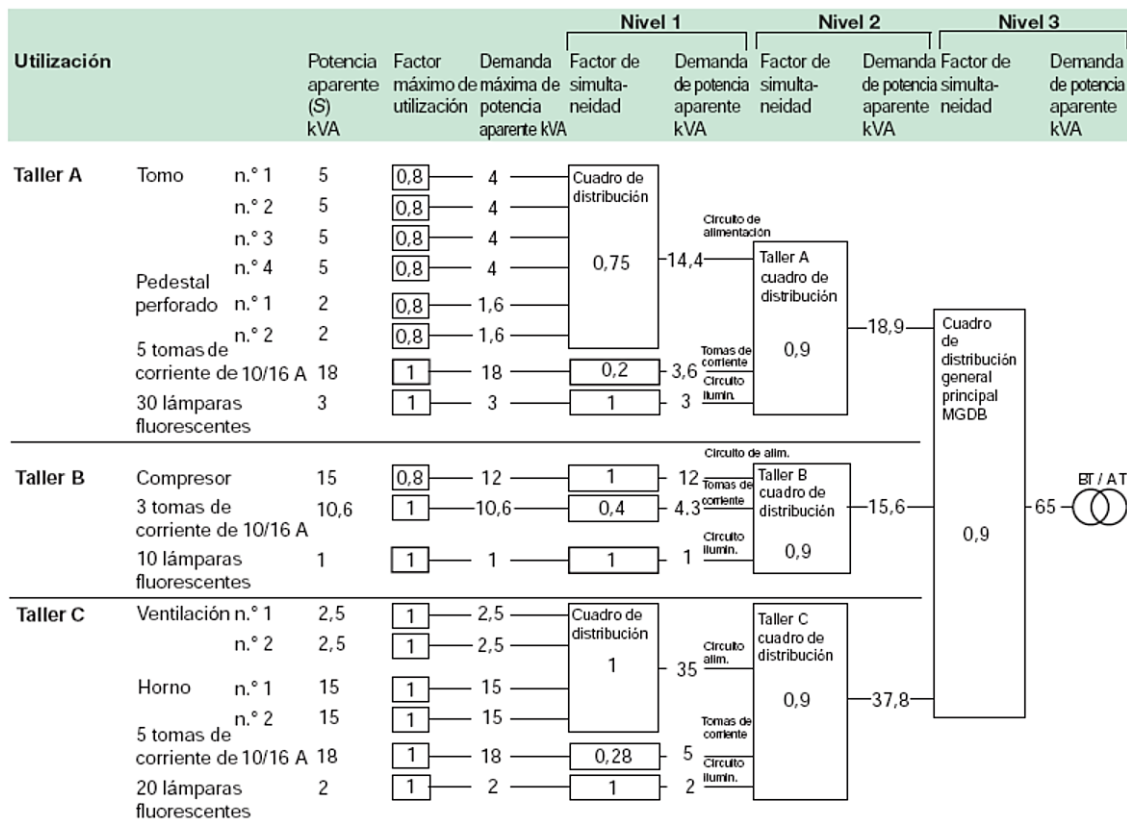


Figura 2- 65. Carga máxima prevista de una instalación eléctrica. Fuente: (Schnelder Electric, 2008).

### 2.6.7 GRADO DE ELECTRIFICACIÓN DE LAS VIVIENDAS

Se establece el concepto de grado de electrificación de viviendas a los efectos de determinar, en la instalación eléctrica de ella, el número de circuitos y los puntos de utilización que han de considerarse como mínimos.

La Tabla 2-39, señala los grados de electrificación y las características de cada una en cuanto a la superficie de la vivienda y la demanda máxima de potencia.

Grado de electrificación	Demanda de potencia máxima	Numero de circuitos
Mínimo	Hasta 3.7 kVA	2 ckts mínimo
Medio	Hasta 7 kVA	4 ckts
Elevado	Hasta 10 kVA	5 ckts
Superior	Más de 10 kVA	6 ckts

Tabla 2- 39 Grado de electrificación de viviendas.

A los efectos de esta clasificación, la superficie a considerar será la superficie cubierta más la semicubierta. Se define como demanda máxima de potencia a la demanda conforme al procedimiento ingeniero usual.

#### 2.6.7.1 NÚMERO MÍNIMO DE CIRCUITOS EN UNA VIVIENDA

La instalación eléctrica de una vivienda o apartamento tendrá el tipo y numero de circuitos que se recomienda de acuerdo al grado de electrificación determinado, según se indica a continuación.

1. Grado de electrificación mínimo: siendo como mínimo dos circuitos, uno para iluminación y otro para tomacorrientes, de uso general. Puede agregarse una salida para tomacorriente especial.
2. Grado de electrificación intermedio: como mínimo cuatro circuitos, dos de iluminación y tomacorrientes de uso general y dos de tomacorrientes de uso especial.
3. Grado de electrificación elevado: como mínimo 5 circuitos: dos de iluminación para uso general, dos de tomacorrientes de uso general, y uno especial.
4. Grado de electrificación superior: como mínimo 6 circuitos, siendo cuatro para uso general (dos de iluminación y dos de tomacorrientes) y uno de tomacorrientes para uso especial, el sexto es de libre elección.

### 2.6.8 COEFICIENTES DE SIMULTANEIDAD PARA VIVIENDAS

En un edificio multifamiliar de viviendas, toda la carga instalada en una vivienda, no está siendo utilizada en simultaneo, ni cada carga reclama la potencia nominal (dato que cada fabricante proporciona en placas o calcomanías). En consecuencia, se aplicará a las viviendas los coeficientes de simultaneidad que se muestran en la tabla 2-40.

Grado de electrificación	Coficiente de simultaneidad
Mínimo	0.9
Medio	0.8
Elevado	0.7
Superior	0.6

*Tabla 2- 40. Coeficientes de simultaneidad para determinar la demanda máxima de cada tipo de vivienda.*

En la tabla 2-41, se muestran valores de factor de simultaneidad  $k_s$  para diferentes cargas.

Tipo de carga	$k_s$
Lámparas	1
Motores de 0.5 a 2 kW	0.7
Motores de 2 a 10 kW	0.75
Motores de más de 10 kW	0.8
Hornos eléctricos	1
Convertidores	1
Máquinas de soldadura	0.7 a 1
Calefacción eléctrica	1
Maquinas herramientas y cinta	0.6 a 0.8
Ascensores y montacargas	0.8 a 1
Bombas y ventiladores	1

*Tabla 2- 41. Factor de simultaneidad para diferentes cargas.*

### 2.6.8.1 MÁXIMA DEMANDA DE LOS EDIFICIOS MULTIFAMILIARES

En la Tabla 2-42, se describe el número de viviendas equivalente a considerar, en el cálculo de la máxima demanda de un edificio multifamiliar, estableciendo un grado de electrificación único para todos los apartamentos.

Número de viviendas	Coeficiente de simultaneidad
1	1
2	2
3	3
4	3.8
5	4.6
6	5.4
7	6.2
8	7
9	7.8
10	8.5
11	9.2
12	9.9
13	10.6
14	11.3
15	11.9
16	12.5
17	13.1
18	13.7
19	14.3
20	14.8
21	15.3
n>21	$15.3+(n-21) *0.5$

Tabla 2- 42. Factores de simultaneidad para viviendas.

### 2.6.8.2 FACTOR DE SIMULTANEIDAD PARA PANELES DE DISTRIBUCIÓN BAJO NORMA IEC 60439

Cantidad de circuitos		factor de simultaneidad ks
Sistema funcional ensayado	2 y 3	0.9
	4 y 5	0.8
	6 a 9	0.7
	10 y mas	0.6
Sistema funcional parcialmente ensayado		1

Tabla 2- 43. Factor de simultaneidad para panel de distribución.

### 2.6.8.3 FACTOR DE SIMULTANEIDAD SEGÚN LA FUNCIÓN DEL CIRCUITO

Función del circuito		Factor de simultaneidad
Iluminación		1
Calentadores de agua (3)		0.75
Aire acondicionado (4)		0.85
Tomacorrientes		0.1 a 0.2 (1)
Ascensores y montacargas (2)	Para el motor de mayor potencia	1
	Para el motor que le sigue en potencia	0.75
	Para todos los motores	0.6
<p>(1) En ciertos casos, especialmente en instalaciones industriales, este factor puede ser mayor.</p> <p>(2) La corriente a tomar en consideración es igual a la corriente nominal del motor incrementada por un tercio de la corriente de arranque.</p> <p>(3) Aplicar a un tablero de alimentación de varios circuitos de resistencias empleadas para calentar el medio circulante.</p> <p>(4) Aplicar a tablero de varios circuitos de climatizadores. No aplicar en circuitos con muy pocos aparatos de climatización donde, en un día con mucho calor pueden estar funcionando todos los aparatos conectados.</p>		

Tabla 2- 44. Factor de simultaneidad según la función del circuito.

### 2.6.8.4 FACTORES DE SIMULTANEIDAD EN SISTEMAS INDUSTRIALES

Tipo de carga	Numero de carga	$\gamma_{ks}$
Hornos	Hasta 2	1
Motores de 0.5 a 2 kW	Hasta 10	0.6
	Hasta 20	0.5
	Hasta 50	0.4
Motores de 2.5 a 10 kW	Hasta 10	0.7
	Hasta 50	0.45
Motores de 10 a 30 kW	Hasta 5	0.8
	Hasta 10	0.65
	Hasta 50	0.5
Motores de más de 30 kW	Hasta 2	0.9
	Hasta 5	0.7
	Hasta 10	0.6
Convertidores	Hasta 10	0.8
Máquinas de soldadura	Hasta 10	0.4
Ascensores y montacargas	Hasta 4	0.75
	Hasta 10	0.6
Alumbrado	-----	0.8

Tabla 2- 45. Factores de simultaneidad en sistemas industriales.



## 2.7 EJERCICIOS RESUELTOS

### EJERCICIO 1

Una imprenta instalada en San Salvador, registró en el mes de marzo los siguientes consumos de energía: en Punta 21,670 kWh, en Valle 23,320 kWh, y en Resto 78,870 kWh; y una demanda máxima de 385 kW, además se registró, durante los últimos 3 meses, un factor de potencia de 0.85. ¿Cuál será el cargo final por energía y por potencia? Incluir IVA al final de los cálculos.

#### Solución:

Para demandas superiores a 300 kVA la medición debe efectuarse en el primario (empresa es propietaria de la subestación). En San Salvador la empresa distribuidora es CAESS; por lo tanto, el pliego tarifario que aplica para el caso es: "PRECIOS MÁXIMOS PARA EL SUMINISTRO ELÉCTRICO VIGENTES A PARTIR DEL 15 DE ENERO DE 2020", tomamos las tarifas de **CAESS grandes demandas (> 50 kW), media tensión y medido horario**.

MEDIA TENSION CON MEDIDOR HORARIO									
		CAESS	DEL SUR	CLESA	EEO	DEUSEM	EDESAL	B&D	ABRUZZO
Cargo de Comercialización:									
Cargo Fijo	US\$/Usuario-m	12.301090	14.378400	11.272361	13.107377	11.931460	18.784054	16.463460	6.808152
Cargo de Energía:									
Energía en Punta	US\$/kWh	0.133656	0.128847	0.137368	0.136600	0.142855	0.125193	0.130721	0.099265
Energía en Resto	US\$/kWh	0.124161	0.118662	0.119659	0.117322	0.115963	0.116465	0.123939	0.087270
Energía en Valle	US\$/kWh	0.131452	0.126820	0.135120	0.134745	0.140979	0.121007	0.127003	0.097507
Cargo de Distribución:									
Potencia:	US\$/kW-mes	6.897177	6.807398	12.742309	17.364691	18.583652	9.432471	10.398888	5.133835

#### Cálculo de tarifa:

$$\begin{aligned}
 \text{PUNTA} &\rightarrow 0.133656 \frac{\text{US\$}}{\text{kWh}} * 21670 \text{ kWh} = 2896.32552 \text{ US\$} \approx 2896.33 \text{ US\$} \\
 \text{RESTO} &\rightarrow 0.124161 \frac{\text{US\$}}{\text{kWh}} * 78870 \text{ kWh} = 9792.57807 \text{ US\$} \approx 9792.56 \\
 \text{VALLE} &\rightarrow 0.131452 \frac{\text{US\$}}{\text{kWh}} * 23320 \text{ kWh} = 3065.46064 \text{ US\$} \approx 3065.47 \text{ US\$} \\
 \text{POTENCIA} &\rightarrow 6.897177 \frac{\text{US\$}}{\text{kW-mes}} * 385 \text{ kW} = 2655.41315 \text{ US\$} \approx 2655.42 \text{ US\$}
 \end{aligned}$$

Cargo total con IVA:  $(2896.33 + 9792.56 + 3065.47 + 2655.42) * 1.13 \text{ [US\$]} = \mathbf{20803.05 \text{ US\$}}$

Como el FDP es inferior a 0.9 se aplica el art.52 de "Términos y condiciones generales al consumidor final" de la SIGET:

**Art. 52.-** Los contratos de suministro deberán incluir recargos cuando el factor de potencia (FP) inductivo sea inferior a 0.90. Cuando el contrato de suministro no contemple lo anterior, o el suministro se realice de conformidad con el presente pliego tarifario, el Distribuidor podrá aplicar los recargos siguientes:

- 1) Si el FP es igual o mayor que 0.75 y menor que 0.90, el cargo por energía será aumentado en 1% por cada centésima que el FP sea inferior a 0.90;
- 2) Si el FP es igual o mayor que 0.60 y menor que 0.75, el cargo por energía será aumentado en 15% más el 2% por cada centésima que el FP sea inferior a 0.75; y,
- 3) Si el FP fuese inferior a 0.60, el Distribuidor podrá suspender el suministro hasta tanto el usuario final adecúe sus instalaciones a fin de superar dicho valor límite.

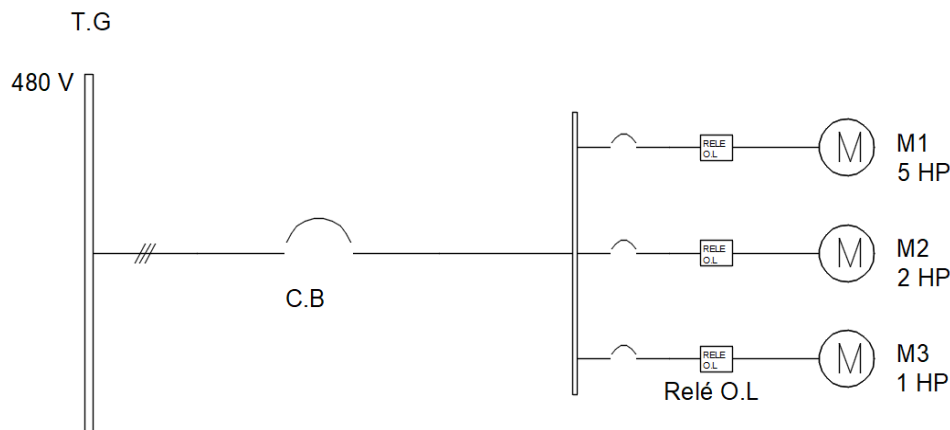
Entonces la tarifa por energía se incrementa en un 5%. Por lo tanto, los cargos son:

$$\begin{aligned}
 \text{PUNTA} &\rightarrow 0.133656 \frac{\text{US\$}}{\text{kWh}} * 21670 \text{ kWh} * 1.05 = 3041.1418 \text{ US\$} \approx 3041.15 \text{ US\$} \\
 \text{RESTO} &\rightarrow 0.124161 \frac{\text{US\$}}{\text{kWh}} * 78870 \text{ kWh} * 1.05 = 10282.207 \text{ US\$} \approx 10282.21 \text{ US\$} \\
 \text{VALLE} &\rightarrow 0.131452 \frac{\text{US\$}}{\text{kWh}} * 23320 \text{ kWh} * 1.05 = 3218.73367 \text{ US\$} \approx 3218.74 \text{ US\$} \\
 \text{POTENCIA} &\rightarrow 6.897177 \frac{\text{US\$}}{\text{kW-mes}} * 385 \text{ kW} * 1.05 = 2788.1838 \text{ US\$} \approx 2788.19 \text{ US\$}
 \end{aligned}$$

$$\text{Cargo total con IVA: } (3041.15 + 10282.21 + 3218.74 + 2788.19) * 1.13 [\text{US\$}] = \mathbf{21843.23 \text{ US\$}}$$

## EJERCICIO 2

Determinar el alimentador y protecciones para el diagrama unifilar que se presenta, el cual cuenta con un tablero de motores: Considerar arranque secuencial de los motores trifásicos.



Solución: calculando la corriente nominal de cada uno de los motores: la corriente a plena se obtiene de tabla: NEC 430.250.

$$I_{n_{5HP}} = 7.6 \text{ A}$$

$$I_{n_{2HP}} = 3.4 \text{ A}$$

$$I_{n_{1HP}} = 2.1 \text{ A}$$

### Calculando el tamaño de las protecciones:

Tomamos como referencia para el relé la serie SIRIUM-SIEMENS, que se presenta en la figura 62.

Para motor 1:

$$I_{CB_{M1}} = (200\% I_{n_{5HP}}) = 2 * 7.6 = 15.2 \text{ A} \quad \text{por tanto, un CB 20 A / 3P}$$

$$I_{OL_{M1}} = (125\% I_{n_{5HP}}) = 1.25 * 7.6 = 9.5 \text{ A} \quad \text{ROL 9-12.5 A (regulación) /3P}$$

Para motor 2:

$$I_{CB_{M1}} = (200\% I_{n_{3HP}}) = 2 * 3.4 = 6.8 \text{ A} \quad \text{por tanto, un CB 15 A/3P}$$

$$I_{OL_{M1}} = (125\% I_{n_{3HP}}) = 1.25 * 3.4 = 4.25 \text{ A} \quad \text{ROL 3.5-5 A (regulación) /3P}$$

Para motor 3

$$I_{CB_{M1}} = (200\% I_{n_{1HP}}) = 2 * 2.1 = 4.2$$

por tanto, un CB 15 A/3P

$$I_{OL_{M1}} = (125\% I_{n_{1HP}}) = 1.25 * 2.1 = 2.63$$

R<sub>OL</sub> 2.2-3.2 A (regulación) /3P

Protección del alimentador Principal.



Relevadores bimetálicos	Tamaño	Tipo	Alcance de regulación A	Número de catálogo	Peso en Kg.
 3RU1116	S00	3RU1116 - 0JBO	0,7 - 1,0	3RU11160JBO 3RU11161ABO 3RU11161BBO 3RU11161CBO 3RU11161DBO 3RU11161EBO 3RU11161FBO 3RU11161GBO 3RU11161HBO 3RU11161JBO	0,12
		3RU1116 - 1ABO	1,1 - 1,6		
		3RU1116 - 1BBO	1,4 - 2,0		
		3RU1116 - 1CBO	1,8 - 2,5		
		3RU1116 - 1DBO	2,2 - 3,2		
		3RU1116 - 1EBO	2,8 - 4,0		
		3RU1116 - 1FBO	3,5 - 5		
		3RU1116 - 1GBO	4,5 - 6,3		
		3RU1116 - 1HBO	5,5 - 8		
		3RU1116 - 1JBO	7 - 10		
 3RU1126	S0	3RU1126 - 1CBO	1,8 - 2,5	3RU11261CBO 3RU11261EBO 3RU11261FBO 3RU11261GBO 3RU11261HBO 3RU11261JBO 3RU11261KBO 3RU11264ABO	0,16
		3RU1126 - 1EBO	2,8 - 4,0		
		3RU1126 - 1FBO	3,5 - 5		
		3RU1126 - 1GBO	4,5 - 6,3		
		3RU1126 - 1HBO	5,5 - 8		
		3RU1126 - 1JBO	7 - 10		
		3RU1126 - 1KBO	9 - 12,5		
		3RU1126 - 4ABO	11 - 16		

Figura 2- 66. Catálogo de Relevadores de sobrecarga bimetálicos. Tomado de: (SIEMENS, 2021).

Para calcular el interruptor termomagnético CB, considerando arranque secuencial, se tomará la condición más crítica de arranque: Los motores de 2 HP y 1 HP están en marcha y el motor de 5 HP (motor más grande) arranca.

$$I_{CB} = (200\% I_{n_{5HP}}) + I_{n_{3HP}} + I_{n_{1HP}} = 7.6 * 2 + 3.4 + 2.1 = 20.7 A$$

Seleccionamos el CB de corriente inmediatamente superior a la calculada: CB 30 A/3P

Para este caso en particular, no es necesario instalar un relé de sobrecarga adicional, por tanto, el alimentador debe calcularse en función del CB escogido para proteger el alimentador 30 A/3P.

Es decir 3 cables THHN #10 más un THHN #10 de tierra.

### Calculando alimentador para cada motor:

Para calcular el alimentador de cada motor se calcula el 125% de la corriente a plena carga, que sería la misma corriente calculada para los relés de sobrecarga. Las corrientes de estos motores podrían manejarse con alimentador #14 THHN, sin embargo, se recomienda calibre #12. Para conductor de tierra podemos utilizar un calibre 14 para el CB de 15 A y calibre 12 para el CB de 20 A. Tabla 250.122

(3 # 12 + 1 # 14) THHN c/motor con CB de 15 A

NOTA: En el caso de instalar relé de sobrecarga principal en el tablero de motores, este se calcula de la siguiente forma:

El Relé principal se calcula tomando el 125% de la corriente del motor más grande más la suma de las corrientes de los demás motores.

$$I_{total} = (125\% I_{n_{5HP}}) + I_{n_{3HP}} + I_{n_{1HP}} = 7.6 * 1.25 + 3.4 + 2.1 = 15 A$$

### Seleccionamos relé de sobrecarga

R<sub>OL</sub> 6-25 A (regulación) /3P

Solo cuando se tiene relé de sobrecarga como en este caso, se permite dejar ajustado el conductor al valor del relé, independiente del valor del CB en el Tablero Genera, es decir en este caso para una corriente de 25 A.

De la tabla **NEC 310.16** obtenemos para conductor de cobre tipo THHN 3 #10; y para el conductor de tierra Tabla 250.122 un calibre #10 basado en protección de 30 A.

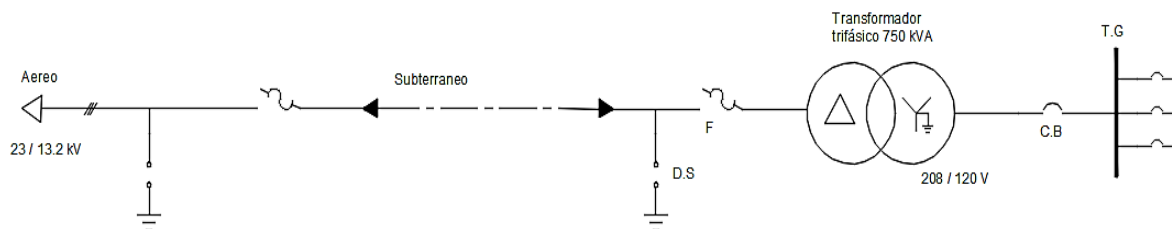
Por tanto, se tiene entonces:

$$(3 \# 10 + 1 \# 10) \text{ THHN}$$

### EJERCICIO 3

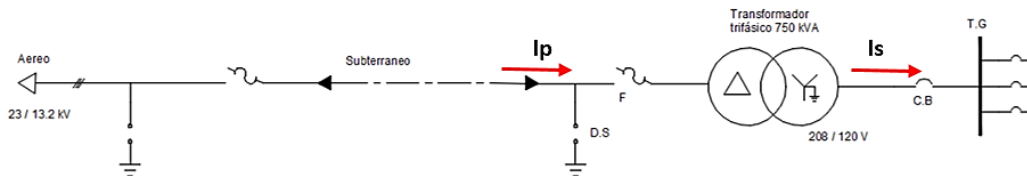
Para el transformador trifásico de 750 kVA y tensión de línea en el lado secundario de 208 V, del diagrama unifilar que se presenta, determinar:

A) Protección en el primario B) Protección en el secundario. C) Tipo de medición y pliego tarifario. D) Alimentador en el secundario a 42 °C.



Solución:

### Calculando corriente nominal para el lado primario y secundario:



Corriente en el primario  $\rightarrow I_p = \frac{S_{tx}}{V_{LLp}\sqrt{3}} = \frac{750 \text{ kVA}}{\sqrt{3} * 23 \text{ kV}} = 18.83 A$

Corriente en el secundario  $\rightarrow I_s = \frac{S_{tx}}{V_{LLs}\sqrt{3}} = \frac{750 \text{ kVA}}{\sqrt{3} * 0.208 \text{ kV}} = 2,081.8 A$

### Calculando protección en el lado primario:

El fusible para el lado primario lo seleccionamos a 125% la corriente nominal; mientras que el descargador de sobretensión (pararrayos) lo seleccionamos de acuerdo a la tabla de niveles de tensión la cual se presenta a continuación:

Linea	Pararrayos	Corta circuito
23/13.2 kV	21 kV	27 kV
13.2/7.6 kV	9 - 10 kV	15 kV
4.16/2.3 kV	3 kV	5 kV

$$I_{fusible} = 1.25 * 18.83 A = 23.54 \text{ por tanto, fusible de } 25 A$$

Para línea 23/13.2 kV y según tabla, el pararrayos es de 21 kV

### Calculando protección en el secundario:

Seleccionamos la protección en base a la corriente a plena carga de la subestación. Para proteger la subestación conviene seleccionar la corriente del CB debajo de la corriente nominal calculada.

$$I_s = \frac{750}{\sqrt{2} * 0.208} = 2082 A$$

$$I_{CB} = I_s = 2,081.8 A, \text{ por tanto, el CB debe ser de } 2000 A/3P$$

### Tipo de medición y pliego tarifario

Cuando la demanda es mayor que 300 kVA la medición es en el primario, subestación propia; entonces **el pliego tarifario será en media tensión y medición horaria.**

Relación de transformación de transformadores de instrumentación:

$$N_{TP} = \frac{13.2 \text{ kV}}{120 \text{ V}} = 110 \quad ; \quad N_{TC} = \frac{18.83 A}{5 A} = 3.76 \approx 4 \quad \therefore N = N_{TP} * N_{TC} = 440$$

### Alimentadores en el secundario a 42° C

De la tabla **NEC 310.6**, el Cable 350 MCM soporta una ampacidad de 350 A @ 30° C

Para 42° C, tenemos que el factor de corrección es:  $FC_T = 0.87$

$$\text{Ampacidad a } 42^\circ C = 350 A * FC_T = 350 * 0.87 = 304.5 A$$

### Calculando número de conductores en el secundario, considerando la corriente del CB:

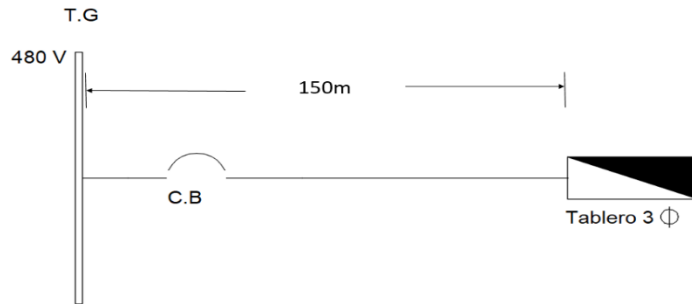
$$\frac{2000}{304.5} = 6.57 \approx 7, \text{ por tanto: } 7 \# 350 \text{ MCM por fase} + 7 \# 4/0 \text{ Neutro} + 7\# 1/0 \text{ en } 7 \text{ tubos de } 4''$$

De la tabla **NEC C.1**, en tubería EMT 4'' puede ser instalados hasta 7 conductores 350 MCM:

$$\text{Entonces tenemos: } (3\#350 + 1\#4/0 + 1\#1/0 \Phi 4'') \times 7$$

#### EJERCICIO 4:

Calcular la protección y el calibre de los conductores THHN de alimentación requeridos para energizar un tablero trifásico 480/277 V separado 150 m de la subestación y que demanda 320 A continuos, con una caída de tensión del 3%. Emplear cables en paralelo. Determinar el tamaño de la tubería de PVC. El diagrama unifilar se presenta a continuación:



#### Calculando protecciones:

Por ser carga continua multiplicamos la corriente por 125%.

$$125\% I_n = 1.25 * (320) = 400 \text{ A, por tanto, CB } 400 \text{ A/3P}$$

#### Calculados conductores, tomado en cuenta la caída de tensión:

$$A = \frac{\sqrt{3} * I_n * \rho * l}{\delta_{max}}$$

Donde:

$$I_n = 320 \text{ A}$$

Corriente en la línea.

$$\rho = \frac{1}{58} \frac{\Omega \cdot mm^2}{m}$$

Resistividad de un alimentador de cobre.

$$l = 150 \text{ m}$$

Longitud del alimentador.

$$\delta_{max} = 0.03 * 480 = 14.4 \text{ V}$$

Máxima caída de tensión.

$$A = \frac{\sqrt{3} * 320 * 150}{58 * 14.4} = 99.54 \text{ mm}^2, \text{ por tanto, se requiere un conductor con sección transversal mínima o mayor.}$$

Para ello hacemos uso de la tabla para conductores que se presenta a continuación:

Calibre	Área nominal de la sección transversal	Diámetro exterior aproximado
AWG/kcmil	mm <sup>2</sup>	mm
14	2,082	2,9
12	3,307	3,4
10	5,260	4,3
8	8,367	5,7
6	13,30	6,7
4	21,15	8,5
2	33,62	10,1
1	42,41	11,6
1/0	53,48	12,7
2/0	67,43	13,9
3/0	85,01	15,2
4/0	107,2	16,7
250	126,7	18,5
300	152,0	19,9
350	177,3	21,3
400	202,7	22,5
500	253,4	24,7
600	304,0	27,3
750	380,0	30,0

De la tabla el conductor calibre 3/0 tiene una sección transversal por conductor:  $85.01\text{mm}^2$ , si colocamos dos en paralelo,  $2\#3/0 \times 85.01 = 170.02\text{mm}^2$ , el cual cumple con área requerida.

De la tabla **NEC 310.6** tenemos que la ampacidad permisible para calibre 3/0 THHN es de 225 A @ 30° C.

2#3/0 en paralelo la corriente es 450 A, por tanto, el CB protege al conductor.

De la tabla **NEC 250.122** tenemos para puesta a tierra a un máximo de 400 A un calibre de conductor #3 AWG, es decir #2.

Pero el calibre mínimo en paralelo es 1/0 por tanto debo colocar un #1/0 en cada tubo.

De la tabla **NEC C.10** obtenemos que en tubería PVC de 3". podemos agrupar hasta 13 conductores 3/0 THHN.

2#3/0 paralelo por fase, instalados en 2 tubos de 3". Entonces se tiene finalmente: **(3#3/0 + 1#1/0 + 1#1/0) x 2 Φ 3"**

### EJERCICIO 5:

Para transportar una potencia de 22 KW monofásico 380 voltios a una distancia de 180 metros se quiere calcular una línea aérea de aluminio  $\rho=0.028$  que no tenga pérdida de potencia ni pérdidas de tensión superior al 5%. Factor de potencia 0.7 (corriente alterna monofásica.)

#### Solución:

$$I = \frac{P}{V \cdot \cos\phi} = \frac{22000}{380 \cdot 0.7} = 82.7 \text{ A}$$

El Fusible aproximado en exceso 100 A, sección según tabla 35 mm<sup>2</sup> Al.

Calculando la resistencia de la línea:

$$R = \rho \frac{L}{s} = 0.028 * \frac{180}{35} = 0.144\Omega \text{ ----- Resistencia de la línea.}$$

Calculando la caída de voltaje  $V_p = 2 * R * I * \cos\phi = 2 * 0.144 * 82.7 * 0.7 = 16.67\text{v}$

$$\frac{16.67\text{v} * 100}{380\text{v}} = 4.38\% \text{ caída de voltaje}$$

Calculando la pérdida de potencia:  $P_p = 2 * R * I^2 = 2 * 0.144 * 82.7^2 = 1969.7\text{W}$

$$\frac{1969.7\text{W} * 100}{22000} = 8.95\%$$

La pérdida de potencia es alta, por tanto, se aumenta la sección del conductor a 70 mm<sup>2</sup>

Se repite el procedimiento descrito anteriormente:

$$R = \rho \frac{L}{s} = 0.028 * \frac{180}{70} = 0.072\Omega \text{ ----- Resistencia de la línea.}$$

$$V_p = 2 * R * I * \cos\phi = 2 * 0.072 * 82.7 * 0.7 = 8.34v$$

$$\frac{8.34v * 100}{380v} = 2.19\%$$

$$P_p = 2 * R * I^2 = 2 * 0.072 * 82.7^2 = 984.85W$$

$$\frac{984.85W * 100}{22000} = 4.48\%$$

Por tanto, con sección transversal del conductor de 70 mm<sup>2</sup>, cumple las condiciones planteadas.

### **EJERCICIO 6**

Se desea alojar un circuito con 9 conductores unipolares tipo THHN # 1/0 (3 por fase, más tierra más neutra) en el interior de una canalización fija en superficie. Calcular el diámetro interno del tubo PVC y la capacidad de corriente final de los conductores si la temperatura ambiente es de 40 °C. Emplee factores de temperatura y agrupamiento según el NEC.

#### **Solución:**

La corriente para un cable THHN # 1/0 = 170 A

El factor de temperatura a 40 °C es 0.91.

El factor de agrupamiento para 9 conductores es 0.7

Calculando corriente aplicando el factor de temperatura:

$$I = (170 A * 0.91) = 154.7 A$$

$$154.7 A * 3 = 464.1 A$$

Con factor de agrupamiento, la capacidad total de corriente de los conductores

$$I = 464.1 A * 0.7 = 324.9 A$$

Según tabla C-11, del NEC; para 9 conductores más neutro más tierra 1/0 el tamaño mínimo de tubería a utilizar es de  $2\frac{1}{2}$  in, que puede alojar hasta 13 cables 1/0, sin embargo, es preferible utilizar tubería de 3 pulgadas, el cual puede alojar hasta 20 cables, esto por facilidad al momento de ser instalados.



## EJERCICIO 7

Determine la caída de voltaje en un alimentador de 50 m que maneja un motor de 10 HP Clase A y una carga continua de 80 amperios operando a 480 V, la caída máxima permisible es del 3% en operación normal. Calcule la caída al arrancar el motor. Calcule la tubería y la protección del alimentador.

### Solución:

La Carga continua de 80 A, demanda una potencia de

$$P = \sqrt{3} * V * I = \sqrt{3} * 480 * 80 = 66.51KVA$$

Para el motor de 10 HP De tabla 430.250:

10 HP = 14 A. Como es un motor clase A sus KVA de arranque son: 0-3.14, de Tabla 430.7B

Arranque de motor 10 HP = 3.14\*HP = KVA arranque rotor bloqueado

$$10HP * 3.14 = 31.4 KVA$$

Como  $P = \sqrt{3} * V * I$

$$I_{arranque} = \frac{P}{\sqrt{3}V} = \frac{31,400}{\sqrt{3} * 480} = 37.77A$$

$$I_{total} = 80A + 37.77A = 117.77A$$

La protección del alimentador es CB = 200%

In motor + I otras cargas = 2 x 14+ 80=108, por tanto, el CB es de 150 A.

Si se plantea usar un calibre de conductor de 1/0 con sección de cable de 53.50 mm<sup>2</sup>

$$S = \sqrt{3} * \rho * L * I_L * \cos(\phi) / \delta_{max}$$

Para el cobre  $\rho = \frac{1}{58}$ , aplicado la formula y despejando la caída de tensión ( $\delta_{max}$ ):

$$\delta_{max} = \frac{1}{58} (\sqrt{3})(50)(117.77) \left( \frac{1}{53.50} \right) = 3.31 V$$

El 3% de 480 es 14.4V por lo que si cumple con lo exigido.

Entonces el alimentador es THHN es: 3#1/0+ 1#2+1#6 en PVC de 2''

(6 #1/0 caben en 1<sup>1/2</sup>'')

Nota: la normativa SIGET, establece variaciones de voltaje para lugares con alta densidad de usuarios, de hasta  $\pm 7\%$ , ejemplo:  $240 \pm 7\%$ , lo cual equivale a (256.8 - 223.2) V y (128.4 – 111.6) V línea neutro, respectivamente. A continuación, se presenta una tabla con los límites máximos y mínimos de tensión, según zona de servicio en el punto de entrega:

NIVEL DE TENSIÓN	$\Delta V_k$		
	Densidad de carga alta	Densidad de carga baja	Aislado
Baja tensión ( $\leq 600$ V)	$\pm 7 \%$	$\pm 8 \%$	$\pm 8.5 \%$
Media tensión ( $600$ V < V < 115 kV)	$\pm 6 \%$	$\pm 7 \%$	$\pm 8.5 \%$

## REFERENCIAS

- [1] SIGET. (2008). *Norma Técnica de Conexiones y Reconexiones Eléctricas en Redes de Distribución de Baja y Media Tensión*. San Salvador: SIGET. Recuperado el 22 de febrero de 2020, de [www.siget.gob.sv](http://www.siget.gob.sv)
- [2] MULTICONSULT Y CIA. LTDA. (2011). *Estudio Caracterización de la Curva de Demanda y Uso Final de la Energía para ser Aplicados al Desarrollo de Proyectos de Eficiencia Energética*. San Salvador: MULTICONSULT Y CIA. LTDA.
- [3] Unidad de Transacciones, S.A. de C.V. (2019). *Boletín Estadístico Anual 2019*. La Libertad, El Salvador : Unidad de Transacciones.
- [4] IEEE Power Engineering Society. (2008). *IEEE Std. C57.13 - 2008 Standard Requirements for Instrument Transformers*. Nueva York, USA.: Transformers Committee.
- [5] SIGET. (2021). *Términos y Condiciones Generales al Consumidor Final del Pliego Tarifario del año 2021*. San Salvador: SIGET.
- [6] NFPA. (2008). *National Electrical Code, NEC*. Quincy, Massachusetts: National Fire Protection Association.
- [7] NFPA, 7. (2017). *National Electrical Code*. Massachusetts: National Fire Protection Association.
- [8] Schneider Electric. (2008). *Guía de diseño de instalaciones eléctricas*. Barcelona: Tecfoto, S.L.
- [9] Harper, H. (2001). *El ABC de las instalaciones eléctricas industriales*. Mexico, D.F: Editorial LIMUSA.
- [10] SIEMENS. (marzo de 2021). *siemens.com*. Obtenido de [www.siemens.com](http://www.siemens.com)

# **CAPÍTULO 3**

## **ÉTICA PROFESIONAL**

## 3.1 DEONTOLOGÍA PARA INGENIEROS

### 3.1.1 INTRODUCCION

La importancia que tiene la ingeniería en el desarrollo de nuestros países es indiscutible, el ingeniero debe ser una persona íntegra, consiente de su papel en la sociedad a la cual debe estar dispuesto a prestar sus servicios por el bien común. En nuestro país existe una atmosfera de corrupción y malas costumbres en todos los ámbitos, la ingeniería no está exenta de ello, es común ver como en la ejecución de obras públicas se realizan movimientos bajo la mesa para beneficiar a empresas y funcionarios de gobierno, es en estas obras en las cuales se presentan los casos más grandes de corrupción, pues el manejo de grandes cantidades de dinero se presta a la usura. La competencia desleal, el irrespeto a la integridad de los colegas, el trato injusto a los empleados, el aprovecharse de los clientes, son algunos de los males que deben erradicarse a toda costa y que todo ingeniero respetable debe repudiar y denunciar.

La ética profesional es lo que define la integridad del ingeniero, todo profesional debe regirse bajo los códigos de ética que corresponden a su profesión. Pero ¿Por qué es tan importante en la ingeniería?

*“La ingeniería es la piedra angular del desarrollo de los pueblos y en cualquiera que sea la forma que asuma su desempeño, es una profesión eminentemente creativa y dinámica que pone al servicio del hombre los materiales y fuerzas que la naturaleza le brinda para satisfacer con la máxima eficacia, sus necesidades de alimentación, salud, educación, esparcimiento y bienestar general.”* (Bravo, 2009).

Todo ingeniero debe realizar sus actividades dentro del marco de la ética profesional, ahora bien, ¿Qué es la ética? Y ¿Qué es el trabajo profesional?

**LA ÉTICA:** es una ciencia práctica y normativa que estudia racionalmente la maldad y la bondad de los actos humanos, da normas para la vida, orienta la conducta práctica, dirige, encauza las decisiones libres del hombre; en resumen, es rectora de la conducta humana para ejecutar actos buenos acordes con la razón.

**LA PROFESIÓN:** es la actividad personal puesta de una manera estable y honrada al servicio de la sociedad y en beneficio propio a impulsos de la vocación con la dignidad que corresponde a la persona. El trabajo profesional tiene como finalidad el bien común, es decir un profesional debe ofrecer una preparación especial en el sentido de capacidad intelectual, moral y física. ¿A qué se refieren estas tres capacidades?

**La capacidad intelectual:** consiste en el cumulo de conocimientos que dentro de su rama vuelven al profesional apto para desarrollar trabajos especializados, de esto se deduce la responsabilidad que tiene cada persona en el ejercicio de su profesión y la obligación que adquiere de estar al tanto de los avances científicos de su especialidad.

**La capacidad moral:** es el valor del profesional como persona, lo cual le da dignidad, seriedad y nobleza a su trabajo. Abarca no solo la honestidad y el trato en los negocios, sirve también en el cumplimiento de lo pactado. Además, la capacidad moral es la aptitud del individuo para abarcar y traspasar su esfera profesional en un horizonte de gran amplitud. Esta capacidad le da mayor relieve a su propio trabajo; pero, además, le hace valer no solo como profesional, sino como persona en su ambiente laboral.

**La capacidad física:** se refiere a la salud, la cual corresponde a cada persona, desde el cuidado que se da así mismo, alguien que no goza de buena salud física, no podrá desempeñarse de la mejor forma en sus actividades laborales.

Todo ingeniero debe estar consciente del puesto que le corresponde en el desarrollo del bienestar social de su país, por tanto, sus acciones deberán estar normadas por la moralidad. Las normas de derecho han permitido establecer reglas generales de conducta en relación con la actitud profesional y algunas sociedades de ingenieros cuenta con un código de ética, que no solo sirve de guía para la evaluación de la moralidad de los actos, sino que también, mediante el mismo, la profesión declara su intención de cumplir con la sociedad, de servir con lealtad, diligencia y de respetar la dignidad que la misma profesión merece.

### 3.1.2 ¿QUÉ ES LA DEONTOLOGÍA PROFESIONAL?

La Deontología Profesional es un sistema de autorregulación del que se dota una corporación profesional que por encomienda de la sociedad tiene reconocidas atribuciones propias en un campo determinado, con el fin de garantizar que las ejerce con sentido de responsabilidad y enfocándolas hacia la defensa del interés general. (CSCAE, 2020).

En otras palabras, la deontología profesional es una rama de la ética cuyo propósito es establecer los deberes y las obligaciones morales y éticas que tienen que asumir quienes ejercen una determinada profesión.

También podemos definir la “Ética profesional como: “conjunto de normas morales que rigen la conducta humana”, las acciones serán éticamente aceptables si “no hay malicia en ellas” o porque son “bondadosas”, es decir, son objetivamente aceptables y no buscan perjudicar a un tercero, al contrario, buscan ayudarlo.

En ese sentido, la gestión ética de un proyecto puede definirse como:

*“El intento explícito, formal o informal, de gestionar éticamente los proyectos a lo largo de todas las fases de su Ciclo de Vida, mediante prácticas, políticas y programas concretos”*

El sujeto principal que ha de asumir una actuación ética en sus acciones es la persona individual, porque es ella la que inexorablemente acaba por ser protagonista principal de los actos que pueden o no ser reprobables.

La existencia en las Organizaciones, de actitudes por la vía de expresiones públicas, de un planteamiento ético de sus operaciones, ayuda evidentemente a un comportamiento explícitamente ético de las personas que las integran, pero no lo aseguran, ni mucho menos.

El valor ético de un acto tiene sentido en la medida que exista algún ordenamiento moral; es decir orientado hacia el bien, o basado en principios morales; sin él, cualquier valoración carecería de términos de referencia.

Todo ordenamiento moral es exterior a los sujetos afectados. Queda así, fuera de la ética, cualquier valoración moral del hombre basada en su propio criterio, aunque a esto le llame conciencia.

**Ejemplo:** En un país rige el ordenamiento definido por Constitución; leyes, etc. y en el ámbito de un grupo profesional los llamados códigos deontológicos de sus respectivas asociaciones. El valor ético de estos ordenamientos no les viene de la forma como se hayan llegado a establecer, por consenso, la mayoría, acuerdos, etc.; sino de su coherencia con los principios morales básicos; los de la Ley Natural; el bien común y los del “buen sentido”, Por ejemplo, el tratar a los demás como uno quisiera ser tratado.

Los conceptos de bondad o maldad son absolutos, no cambiantes con las circunstancias ni con el tiempo; hay cosas siempre buenas o malas en sí mismas. De esta forma, es discutible si pelear (cosa normalmente mala), puede llegar a ser lícito (y hasta bueno) en algunas circunstancias, pero nunca será lícito el odiar, pues este concepto es malo en sí mismo, al igual que mentir.

Parte del objetivo de la Deontología debe dirigirse a orientar las distinciones entre el valor moral intrínseco de cualquier acción o actitud (valor inmutable), y su expresión material (analizable según las circunstancias).

A continuación, se presenta una comparativa entre la ética profesional y la deontología, en la cual podemos observar con más detalle las diferencias de ambas definiciones:

Ética profesional	Deontología
Orientada al bien, a lo bueno.	Orientada al deber (el deber de estar en contacto con lo bueno).
No normativa.	Normas y códigos.
No exigible.	Exigible a los profesionales.
Propone motivaciones.	Exige actuaciones.
Conciencia individual predominantemente.	Aprobada por un colectivo de profesionales.

*Tabla 3- 1. Comparativa entre ética profesional y deontología.*

La **DEONTOLOGIA** trata de definir lo que es lícito y lo que es ilícito en el quehacer profesional. Cuando una acción queda calificada como ilícita, la obligación es evitarla; cuando una omisión es declarada inadmisibles, la obligación es hacer lo que se estaba omitiendo.

Es necesario fundamentar la valoración de los actos en principios permanentes, como son: el no matar, el no hurtar, y el no decir falso testimonio ni mentir. Así como en la prudencia y la justicia, como bases éticas en la actividad profesional.

**MATAR:** Debe entenderse también, como matar el prestigio de alguien por difamación u otra forma. Prohíbe dar muerte, golpear, herir o hacer cualquier otro daño a alguien en el cuerpo; como también ofenderle con palabras injuriosas, quererle mal y darle escándalo. (Exponer a alguien a un daño físico - Perjuicio físico).

**HURTAR:** Prohíbe tomar o retener injustamente los bienes ajenos, o causar daño al prójimo a través de usura, trampa, fraude, etc. (Daño en las propiedades – Perjuicio Económico).

**FALSO ESTIMONIO Y MENTIR:** Nos prohíbe atestiguar lo falso en juicio, la calumnia, la murmuración, las sospechas y juicios temerarios y toda clase de mentiras. (Perjudicar la fama o el prestigio profesional – Perjuicios Morales).

**PRUDENCIA:** Se fundamenta en la responsabilidad profesional por la toma de conciencia por las posibles consecuencias de una acción u omisión.

**JUSTICIA:** Se fundamenta en la disposición a cargar sobre sí las obligaciones que lleguen a surgir por aquellas acciones u omisiones.

**Ejemplo:** Un ingeniero se da cuenta que sería muy grave si uno de sus proyectistas cometiera un error en el diseño, por lo que le inspecciona diariamente (Prudencia), pero a pesar de todo se le escapó un error, él se hace responsable sin cargarlo al proyectista (Justicia).

En el ambiente profesional, se dan situaciones en las cuales no se podría declarar estrictamente que exista una obligación; pero el actuar (o el evitar el acto), quedan como recomendable. Los motivos más frecuentes para hacer recomendable un acto o una omisión pueden ser:

- La elegancia profesional (Buen hacer de la profesión).
- El compañerismo con los colegas.
- Algún peligro de malas interpretaciones.
- El respeto a personas e instituciones.
- El cumplimiento de valores generalmente aceptados.
- El evitar situaciones desagradables para otros.
- El respeto a las buenas costumbres profesionales.
- La intuición de peligro por las circunstancias del caso.

### **Ejemplos:**

**ELEGANCIA PROFESIONAL:** Un empleado tiene muchos años de trabajar para una empresa; tiene derecho a trabajar para la competencia, pero resulta poco elegante el hacerlo sin comentarlo con esta empresa.

**COMPAÑERISMO CON COLEGAS:** A un colega le proponen que revise los cálculos de un proyecto efectuado por un compañero; puede aceptar el encargo, pero no será buen compañero si, encontrando errores, los describe de manera que destaquen más de lo necesario para el objeto del informe, dejando así, desprestigiado a su colega; sin ser necesario para el fin que se perseguía con la revisión. Si tiene aprecio por su compañero, puede no aceptar el cargo; renunciando a los beneficios que le hubiera reportado, también habría convenido aceptarlo si por temor considerase que podría caer en otras manos que muy probablemente destacarían dichos errores.

**RIESGO DE MALAS INTERPRETACIONES:** Cuando se ofrecen regalos, pueden aceptarse, por ejemplo, en navidad, aunque esto depende de la posición que se ocupe (ingeniero supervisor que adjudica licitaciones o un cargo similar), y el monto del obsequio. Si un regalo es considera grande y caro; lo mejor es no aceptarlo con una explicación amable y mejor aún, lograr la fama de que no acepta regalos.

“Si alguna de las siguientes preguntas se ha de contestar como “si”, el regalo no debe ser aceptado:

- ¿Aceptando el regalo hay otros ofertantes que quedarán en desventaja?
- ¿Necesito tener cuidado a quien le digo que acepto el regalo?
- ¿Si acepto el regalo ya no seré capaz de defender completamente mi objetividad y libertad de conducta para con la Organización?

Como siempre, la política, más clara cuando hay la mínima duda, es la no aceptación de ningún regalo, atendiendo, entre otros, al valor de la “equidad”.



**RESPECTO A PERSONAS E INSTITUCIONES:** Un técnico puede tener diferencias de opinión con otros técnicos sobre cómo desarrollar un trabajo u otro; pero siempre será más prudente no divulgar esto en el ambiente, aunque considere que el tema no afecte su prestigio. (Para aquellos trabajadores que murmuran que no tienen buen sueldo u otro problema, lo mejor es que planteen dicha situación al jefe).

**VALORES GENERALMENTE ACEPTADOS:** Muchas normas de construcción o pruebas con DIN, ASTM, AASHO, UL, NEMA, etc. No son de cumplimiento obligatorio desde el punto de vista legal; sin embargo, como generalmente se aceptan, es recomendable cumplirlas.

Recordemos que hay normas que se refieren a:

- Condiciones laborales, ambientales, cobertura de riesgos, etc.
- Condiciones físicas limitantes, como la temperatura, presión, deformaciones, etc., que deben tomarse en cuenta en los proyectos.
- Calidades: Diferente niveles de calidad y cómo medirlos.
- Unificación de normas, tales como tamaño de tornillos, varillas de hierro, etc.
- Especificaciones en la forma de calcular y de ejecutar (hipótesis de cálculo, coeficientes de seguridad).

**EVITAR SITUACIONES DESAGRADABLES A OTROS:** Como reprender a alguien en público o hacerle ver un error en una conferencia, es mejor reprenderle a solas.

**RESPECTO A LAS BUENAS COSTUMBRES PROFESIONALES:** Abstenerse de enfrentar a un colega con otro, como competidores, sobre un mismo tema en trabajos de consultoría. (Pero no es ilícito hacerlo, sin embargo, se debe ser cuidadoso en especial al efectuar correcciones a algo de criterio, algunas veces conviene platicarlo con el colega para escuchar explicaciones).

**INTUICIÓN DE ALGÚN PELIGRO:** Un buen ejemplo sería el de un camión de 8 toneladas, cargado a su máxima capacidad, pero transitando por terrenos malos. Se deben hacer cálculos un poco sobrados, previniendo alguna falta de pericia de los trabajadores o el uso de materiales no adecuados.

### 3.1.3 LA ETICA EN LA GESTIÓN DEL RIESGO

- **El gestor oculta un riesgo que piensa puede solucionar por sí mismo.** Suele ocurrir en las empresas que se gestionan por proyectos en que la autoridad y poder de que se le dota al gestor es lo suficientemente amplia como para que tome decisiones que le comportan riesgos o que, una vez producido algún suceso no deseado, crea poder solucionarlo sin dar cuenta a sus superiores.

- **Se advierte al cliente, por conveniencia del gestor, de la posibilidad de existencia de un riesgo.** Es el caso en que el gestor, para aumentar su propia cuota de participación en el proyecto o para estar “más tranquilo” aconseje que, para minimizar riesgos, se ha de evitar la contratación de determinado realizador más económico, o que se necesita incrementar el servicio de control. Ambas propuestas le costarán, probablemente, más dinero al cliente. Los dos casos resultan comportamientos poco éticos (falta de “exigencia”, “nobleza” y “verdad”): el gestor no debe buscar incrementar su participación por la vía de generar “un miedo”. Por el contrario, una buena gestión suya y con esfuerzo, podría conculcar el riesgo, sin necesidad de aumentar sus honorarios o su participación. El ejemplo positivo lo encontraríamos en la *no contratación del proyecto de unas instalaciones a un ingeniero de una famosa ingeniería que aconsejó a un cliente contratar a*

su competencia. A partir de ese momento fue merecedor de total confianza y se le adjudicaron numerosos contratos. (Figueroa, 2015).

### CLASES DE PERJUICIOS:

Estos pueden aplicarse a:

- **Personas jurídicas o grupos.**
- **Personas individuales.**
- **Al bien común o a la sociedad.**

Pueden ser:

- **Perjuicios Físicos:** Falta de medidas de seguridad, (Riesgo de muerte).
- **Perjuicios Económicos:** daños de la propiedad o derechos de las personas o sociedad (Posible robo),
- **Perjuicios Morales:** pérdida de fama o prestigio (Mentir).

### CAMPO PERJUDICADO:

		Clase de daño o riesgo de daño.		
		Físico	Económico	Moral
Personas	Naturales	1	2	3
	Jurídicas	4	5	6
	Bien Común	7	8	9

### Ejemplo:

1. Exponer a alguien a daños.
2. No pagar horas extras.
3. Reprender a alguien en público.
4. Sobrecargar un equipo propiedad de la empresa.
5. Mal cálculo de presupuesto.
6. Para ganar una licitación hacer llegar documentos sobre incompetencia de la otra empresa.
7. Daños a carreteras, alumbrado público, parques, etc.
8. Dos empresas en una licitación que acuerdan subir los precios porque únicamente ellos son los licitantes.
9. El jefe de personal somete una plaza, dejando por fuera a las mujeres, o dejando fuera a las personas que tienen hijos; porque perjudica a la institución familiar que es parte del bien común.

### OTROS EJEMPLOS

#### Perjuicios Físicos

- Daño físico
- Riesgo de daño
- Molestia
- No colocación de señales de seguridad
- Disminución de condiciones iniciales de trabajo.
- Ruidos en fábricas y hospitales, vibraciones, olores, humos, gases, polvos, etc.
- Indemnizaciones

### **Perjuicios Económicos**

- Gastos innecesarios
- Diseños sobrados
- Perdidas de bienes
- Privaciones de beneficios
- Infringir los derechos a aumentar o disminuir los bienes económicos
- Mala administración
- Mala decisión en una licitación

### **Perjuicios Morales**

- Prestigio
- Revisión y corrección de planos y cálculos
- Revisión de un trabajo que trae como consecuencia el retiro de una firma; y adjudicación al que revisó.

### **3.1.4 LA RESPONSABILIDAD**

Se entiende en dos significados:

- a) Obligación de asumir las consecuencias de los propios actos. Por ejemplo, el director de un proyecto si hay errores en éste. No es lícito transferir la responsabilidad a otra persona; obligado por el puesto que desempeña, él es el único responsable.
- b) Cualidad de ver a priori aquellas consecuencias. Un ejemplo es cuando se dice de alguien “No es un hombre responsable; no toma medidas para evitar accidentes”. Se debe actuar prudentemente para conseguir los bienes y evitar los males.

### **TIPOS DE IRRESPONSABILIDAD PROFESIONAL**

- a) **Por no comprobar o no preparar.**
  - Comprobar frenos en vehículos.
  - Comprobar circuitos de alumbrado, resistencias, etcétera.
  - Falta de preparación en una reunión, improvisaciones.
- b) **Por desentenderse de algo que dependa de él.**
  - Al ejercer funciones de vigilancia y no avisar cuando se va.
  - Ausentarse de la dirección de un trabajo, en un momento en que es imprescindible su presencia.
- c) **Por no exigir.**
  - Exigencias de calidad.
  - La compasión y la benevolencia, aunque buenas en sí mismas, pueden resultar malas al ser equivocadamente aplicadas.
- d) **Por actuar ignorando la trascendencia.**
  - Tirar piedras a cualquier lado, o difundir noticias irresponsables.
  - No tener perfectamente clara, su responsabilidad en un trabajo, en cuanto a lo delicado de las decisiones que toma.

- *Un gestor contratado para controlar, construir, poner en marcha y dirigir una fábrica de tubos no analiza exhaustivamente la bondad de la operación, creyendo que no es su obligación y descubre, a mitad del camino, que no es rentable. El proyecto se paraliza en forma definitiva. Las pérdidas son enormes. ¿Debería haber estudiado desde el principio o haber requerido un estudio de viabilidad? ¿Se podía considerar una falta ética la falta de profundización en la viabilidad del proyecto? ¿La exigencia profesional se ha de disponer como principio básico?*

**e) Por salirse de su lugar.**

- Implica no darse cuenta o no querer darse cuenta del lugar que a uno le corresponde y del nivel de atribuciones que tiene.

**f) Por estorbar.**

**g) Por no medir las circunstancias de otros.**

- Cargar de trabajo a alguien.
- Obligarlo a trabajar o no conceder permiso, cuando se tiene una obligación que cumplir la cual no se puede eludir...hijo enfermo...peligro de muerte...

**RESPONSABILIDAD EN LAS ACTUACIONES DEL INGENIERO:**

**a) En el diseño de proyectos.**

- Total: Director del proyecto.
- Compartida: Subordinados.

**b) En la dirección de trabajos.**

**c) En el conjunto del proyecto.**

- Analizar si se debió a: Errores de diseño, especificaciones, etc. o falta de calidad en los materiales.

**d) En funciones remuneradas.**

- Soy responsable de toda actividad de la cual obtenga un ingreso (Supervisión, consultoría, subcontratos).

**e) Responsabilidad por firma de documentos.**

**f) Firma de los titulados.**

- A veces la persona que oficialmente firma, no es el autor del documento.

**g) Aceptación de cargos personales sin libertad creativa.**

- Proyectos prácticamente ya definidos pero que necesitan la firma profesional.

### 3.1.5 EL INGENIERO COMO ADMINISTRADOR

Cabe en el caso de ingenieros trabajando individualmente; o en el caso de trabajar en una empresa. Toda función de administrar exige como básico la virtud de la justicia, pero más específicamente una de sus partes: la fidelidad. Cuando lo que se administra es público (Bienes o servicios públicos); la fidelidad se debe al bien común, y cuando es privado, a la persona (Natural o jurídica) que retribuye el trabajo del que administra.

**Ejemplo:** Un directivo de una compañía de Ingeniería se plantea rechazar un trabajo que uno de los directores de proyecto estaba intentando conseguir, al considerar que no prestarían el mejor servicio al cliente y piensa en aconsejar que lo lleve a cabo otra empresa.

**Ejemplo:** Los presupuestos en la administración pública: Un gestor presionado por el interés del cliente de que se lleva a cabo un proyecto, como sea y en el plazo previsto, no le previene de un previsible incremento en el presupuesto.

**Ejemplo:** Un proyecto se detiene por la denuncia de alguien que lo considera poco ético

**Ejemplo:** Otro aspecto importante al dirigir un proyecto y o convocar a reuniones se refiere a la hora de inicio y fin de las mismas, al respecto tenemos:

Es importante que se sepa la hora de inicio y fin de la reunión, lo que garantiza que la convocatoria tendrá público y una forma de ayudar a que se aproveche bien el tiempo (se está actuando bajo el principio-valor- del respeto a los demás). Sin embargo, se presentan situaciones como la convocatoria de un gerente a una reunión a la que sorprendentemente no acude alguno de sus directivos, que, dado que no sabe a qué hora terminará la reunión, deja de asistir porque tiene que atender a algún cliente y piensa que no lo podrá hacer pues desconoce la hora en que el jefe la dará por terminada. La excusa siempre es clara, el cliente siempre es lo más importante y no se puede malograr un pedido o un trabajo por no atenderle y eso en las empresas se entiende. Por su puesto el director debe anunciar antes la razón de su no asistencia.

En proyectos que involucran estudios de impacto ambiental, se presentan situaciones éticas tales como:

-La dificultad de la calificación de responsabilidades en un proyecto industrial que produce contaminación de baja intensidad y al que se suman las de otros proyectos posteriores también de baja intensidad.

### CASO DE ANÁLISIS

Rafaél Escolá en su libro Deontología para Ingenieros, nos deja la siguiente anécdota:

*Durante la construcción de los cimientos de una presa, se encontró una porción de estratos de baja resistencia, que condujo a un estudio especial de mecánica de suelos. El estudio se desarrolló normalmente y se siguió con la construcción de la presa hasta el final. Fijadas ya las fechas para el llenado del embalse, el ingeniero que había sido jefe de construcción comunicó al director de la empresa que, después de mucho pensar, veía cada vez más claramente que aquellos estratos no resistirían las acciones de los cimientos de la presa cargada y, se vería en la obligación moral de denunciar el peligro ante las autoridades del MOP, para evitar la catástrofe pues inmediatamente aguas abajo se encontraba un pueblo de 5000 almas.*

*El director recordó al ingeniero que el estudio se había desarrollado seriamente y que los datos en los que se basaron sus cálculos no se habían modificado; por todo ello, no consideraba aquel aviso, más que como una opinión personal y que no le haría modificar su aprobación del estudio.*

*Entonces el ingeniero dijo que, si la empresa autorizaba el llenado del embalse, se vería en la obligación moral de denunciar el peligro ante el MOP, para evitar la catástrofe.*

*El director intentó hacerle ver dos cosas: primero, que el pertenecía a la empresa y, por lo tanto, cometería una falta de justicia hacia ella si la perjudicaba con aquella denuncia; y segundo, que al haberle comunicado su opinión había descargado ya en los que gobernaban la empresa la responsabilidad que pudiera recaerle, pues ellos eran los que habían tomado la plena responsabilidad. Y ofreció darle todo esto por escrito.*

*Sin embargo, el ingeniero denunció el asunto al MOP, diciéndole a su director que la catástrofe sería más importante que las consideraciones primera y segunda. Perjudicó a su empresa por el valor de todo el tiempo que se demoró la explotación hasta obtener el permiso de puesta en carga de aquella presa, ya que la denuncia complicó los trámites oficiales y se tardaron 7 meses en obtener la autorización. (Gil, 1987).*

En el caso anterior observamos como el ingeniero jefe de construcción de la presa actuó bajo las normas de ética y moral al priorizar el riesgo que podían correr las personas que habitaban la zona, al surgir la duda sobre la resistencia de los cimientos de la infraestructura. Presentando la denuncia ante las autoridades del MOP no solo estaba consciente de que perjudicaría a la empresa para la cual laboraba, sino también que podría traerle consecuencias a él mismo y su puesto laboral, aun así, se mantuvo firme en su decisión y evito una posible tragedia que pudo haber constado la vida de miles de personas. La vida siempre debe ser prioridad ante lo material por más costoso que esto pueda resultar.

## **ADQUISICIÓN DE BIENES Y SERVICIOS**

Como actividad administrativa se pueden desarrollar y organizar concursos y subastas; comparar ofertas y decidir la adjudicación en otros casos, formar parte de uno de los oferentes.

En esto de organizar concursos se plantean exigencias de veracidad; porque todos los que son invitados a un concurso suponen que las comparaciones entre las diferentes ofertas se harán con equidad; se plantea entonces una exigencia de veracidad en la actuación durante las comparaciones, pero también en las exigencias, especificaciones y términos del concurso.

## **CONCURSOS PREPARADOS PARA UN OFERTANTE**

Generalmente se tienen lineamientos ya establecidos, estos pueden a veces salirse de la justicia o la veracidad.

- a) Falta de veracidad en lo que se dice alcanzar ocultando las intenciones reales.
- b) Falta de justicia en la comparación entre los oferentes.
- c) Mala organización del concurso, lo que equivale a negligencia que produce perjuicios.
- d) Falta de justicia cuando se pretende “cazar” al futuro adjudicatario con unas condiciones “leoninas” que permitirán tenerle durante el tiempo de cumplimiento del contrato a merced de los administradores.

- e) Posible abuso de la necesidad de trabajo en épocas de crisis o escasez de volumen de contratos; lo que puede llevar a las empresas licitantes a una carrera de baja de precios que las arruinen a todas.

### **CONCURSOS ABUSIVOS**

- Pedir ofertas sin la intención real de comprar, contratar, adjudicar, etc.
- Exigencias tales que generan gastos excesivos para preparar una oferta.
- Pedir cotizaciones para tener precios que sirven para adjudicar con un costo menor a otro oferente.
- Ocupar o solicitar presupuestos; solo para efectos de tener referencias para elaborar costos oficiales de proyectos futuros.

### **COMISIONES DE OFERTANTES Y ADJUDICARIOS**

- Comisiones de vendedores y representantes (Comisión: Cantidad convenida en forma de porcentaje con la que se atribuye a alguien que logra una venta (Servicio) (Es Lícito).
- Comisiones por la función de comprar (Es Lícito). La empresa contrata a alguien para que efectúe la función de comprar; comprometiéndose a darle un porcentaje sobre las compras que efectúe.
- Comisiones por adjudicar (Son Ilegales). No hay adjudicación imparcial.
- Comisiones por mantener una situación. Por ejemplo, compras repetitivas; la comisión o regalo es posterior a la primera venta, conservando así que se le siga adjudicando.

### **SOBORNOS PARA OBTENER ADJUDICACIONES**

Con empleados a priori o al momento de entregar las ofertas. (A priori, la comisión). Se ha considerado la posibilidad de soborno, partiendo de que alguien le ofrece; nunca será lícito ofrecerle; el aceptar, es incumplir las obligaciones del cargo que se desempeña.

### **DÁDIVAS PARA CONSEGUIR DECISIONES A FAVOR**

A menudo los regalos, dadas, etc. Buscan el favor de la persona obsequiada. Hay simples regalos amistosos (Por navidad, etc.), pero hay otros de valor importante, y muchas veces en dinero, que caen ya en el concepto de soborno.

También se dan casos de dar dadas encaminadas a personas que en un futuro pueden favorecerlos. Nunca es lícito aceptar regalos cuando el obsequiado puede perder la libertad de tomar decisiones, tanto inmediatas como en el futuro.

## **3.1.6 CONDUCTAS POSITIVAS Y NEGATIVAS EN LA GESTIÓN DE PROYECTOS**

### **Algunas conductas Positivas:**

- Creer en el proyecto, estar orgullosos de gestionarlo y de ser parte del equipo
- Tener buena reputación delante de terceros
- Considerarse dentro de un equipo potente
- Generar confianza y confiar en el equipo y en el Project Manager
- Dar un servicio de calidad total
- Ofrecer una dedicación importante

- Asumir el compromiso con el éxito de la operación
- Convencerse de que se forma parte del mejor equipo
- Actuar bajo estándares actualizados en un proceso de mejora constante
- Ofrecer un servicio con una buena relación calidad-precio
- Dar un servicio acorde con el esperado por el cliente
- No mentir en ninguna circunstancia
- Actuar siempre con equidad
- Actuar generando valor y mejoras sobre lo establecido
- Crear calidad en lo que se hace
- Actuar con responsabilidad
- Actuar con equidad y decencia
- No escudarse en el grupo

### **Algunas conductas negativas:**

- Mal uso de los instrumentos de valoración
- Generar por la forma en que se gestione, un entorno de habladurías y juicios de valor
- Generar camarillas entre los actores del proyecto
- Encubrir responsabilidades
- Impedir un “daño” a un tercero o a un actor directo, amparado en un malentendido valor de la generosidad, obviando la justicia y faltando a la sinceridad en el planteamiento de la situación que valore compromisos esfuerzos y merecimientos.
- Tergiversar datos con la excusa de no perjudicar a proyecto, a terceros ni a actores directos.
- Buscar “chivos expiatorios”.
- Ignorar normas de seguridad con la excusa de que perjudican el cumplimiento de algunos objetivos
- Escudarse en el grupo para justificar algunas conductas
- Cubrirse bajo normas burocráticas para justificar errores o falta de presteza.

## **LA CRÍTICA**

El hombre honrado no juzga ni critica lo que no conoce. Expresar un juicio, formular una crítica, supone el perfecto conocimiento en todos sus aspectos, de lo que es objeto de consideración. La seriedad, la rectitud y la justicia caerían por su base si no se procediese de este modo. Debe cuidarse entonces el formular críticas y juicios improvisados, formulados sin ningún conocimiento de causa, tal como el efectuado superficialmente del que habla de lo que no conoce, de la crítica del que se apropia de lo que ha oído decir a otros sin tomarse la molestia de verificarlo, o del que critica hasta aquello de lo que ni siquiera ha oído hablar. La crítica del ignorante es siempre injusta y funesta. Hablar sin pensar y escribir sin reflexionar puede ser peligroso para tu persona, aunque estés en posesión de la verdad. Conviene mencionar que la crítica también se colorea del animus de la persona en el momento de la formulación, el mentiroso, el fanático, el amargado, el ambicioso y el irónico, tienen un animus no recto que se manifiesta inmediatamente en su crítica.

Saberse defender de la crítica injusta es casi siempre un deber, el aceptar una crítica sana es prueba de sabiduría. No debemos olvidar que todas las cosas deben hacerse bien, pero pueden hacerse mejor. Y para esto, además de nuestra buena voluntad debemos de contar con la crítica. Pero tampoco debemos preocuparnos excesivamente por el qué dirán, porque esta preocupación excesiva podría llevarte a no hacer nada. La crítica ligera y envidiosa, la crítica chismosa y superficial, vale más ignorarla.



Conviene comentar que el que no hace nada no recibe ninguna crítica, porque la gente ignora la razón, raramente se critica el no hacer. En cambio, el que hace y hace mucho es siempre criticado y lo es por todos; lo critican los que no hacen nada, porque su vida y su trabajo parecen una acusación contra ellos; lo critican los que actúan de modo contrario a él; porque lo consideran un enemigo; y lo critican también; cuando no son buenos; los que hacen las mismas o parecidas cosas, porque están celosos de él.

Puede darse el caso que seas criticado por aquellos que nada bueno hicieron y por aquellos que jamás trabajaron. Otras veces te veras injustamente atacado y maltratado por los que no conciben que se pueda hacer nada bueno sin pedir su ayuda. *Sonriamos con elegancia y sigamos trabajando.*

### **3.2 CÓDIGO DE ÉTICA PROFESIONAL DE “ASIA” (ASOCIACIÓN SALVADOREÑA DE INGENIEROS Y ARQUITECTOS)**

La Asociación Salvadoreña de Ingenieros y Arquitectos (ASIA) es un gremio profesional sin fines de lucro, apolítico, con personería jurídica, comprendida por Ingenieros de todas las especialidades, Arquitectos y otras profesiones vinculadas con esas disciplinas. Esta asociación es la más grande y primera organización de Ingenieros y Arquitectos en El Salvador, fundada en 1929. La Asamblea General de Socios es la máxima autoridad normativa, quienes eligen para la dirección del Gremio a una Junta Directiva; dentro de la organización se cuenta con otras instancias de control y fiscalización. En cuanto a las relaciones internacionales, ASIA es miembro fundador de la Unión Panamericana de Asociaciones de Ingenieros (**UPADI**) desde 1945; y está afiliada también a la Federación Mundial de Organizaciones de Ingenieros (FMOI) y la Federación de Ingenieros de Centro América y Panamá (**FOICAP**). (ASIA, 2020).

Esta asociación posee su propio Código de Ética Profesional el cual sirve para definir las normas éticas que rigen a los ingenieros y arquitectos del país. A continuación, se presenta dicho Código:

#### **CÓDIGO DE ÉTICA PROFESIONAL**

##### **I. DE LOS FUNDAMENTOS**

1. El Código de Ética Profesional de la Asociación Salvadoreña de Ingenieros y Arquitectos -ASIA-, tiene por objeto establecer las responsabilidades, regular los derechos y señalar las normas de conducta que deben observar los Ingenieros y Arquitectos entre sí y con la sociedad, tanto en el ámbito nacional como internacional.
2. Es deber imperativo de los socios de ASIA, mantener una conducta profesional y moral de universal observancia, en defensa del prestigio y de los derechos de la profesión, velar por su correcto y cabal ejercicio y observar en todo momento el decoro, la dignidad, la integridad, el respeto y el fiel cumplimiento con este Código.
3. Los Asociados deberán siempre buscar su constante superación y la actualización de sus conocimientos profesionales, comunicando y divulgando su saber y experiencia, procurando proveer oportunidades para el desarrollo profesional de sus colegas.

## **II. DEL EJERCICIO PROFESIONAL**

1. El ejercicio profesional de la Ingeniería y la Arquitectura debe entenderse de carácter exclusivo por parte de los Ingenieros y Arquitectos poseedores de títulos universitarios habilitantes en las diversas especialidades, acorde con la legislación vigente en el país.
2. El ejercicio de la Ingeniería y la Arquitectura debe considerarse fundamentalmente como una función social. Deben rechazarse los trabajos que pueden ser usados contra el interés general, evitando de esta manera crear situaciones que involucren peligros y constituyan una amenaza contra la vida, la salud y el medio ambiente, o afecten la propiedad y demás derechos del ser humano.
3. El ejercicio profesional implica la prestación de servicios profesionales, cualquiera sea la forma en que se presten; individualmente, asociados o en relación de dependencia.
4. La formación del prestigio profesional del Ingeniero y Arquitecto debe cimentarse en la capacidad y honradez.

## **III. DE LOS ACTOS CONTRARIOS A LA ÉTICA**

Se consideran faltas a la ética e incompatibles con el digno ejercicio de la profesión:

1. Actuar contra el honor, decoro y prestigio de la profesión y contra el respeto, dignidad y solidaridad que deben guardarse los asociados entre sí y hacia la comunidad donde se prestan los servicios.
2. Actuar en la infracción de las leyes que regulan la profesión y en particular en contra de las leyes que protegen el medio ambiente.
3. Atribuir injustamente la comisión de errores profesionales a otros colegas y no aceptar los propios.
4. Intentar sustituir o reemplazar a otros ingenieros o arquitectos en la prestación de servicios profesionales, reñidas con la ética profesional.
5. Autorizar con su firma, estudios, proyectos, planos, especificaciones, informes, dictámenes, que no hayan sido elaborados, ejecutados, controlados o refrenados personalmente, o que contengan vicios o flagrantes violaciones a las leyes, reglamentos u ordenanzas establecidas.
6. Ofrecer o prestar servicios profesionales por remuneraciones inferiores a los respectivos aranceles, cuando éstos sean establecidos.
7. Utilizar estudios, proyectos, planos, informes u otros documentos que no sean de dominio público, sin autorización de sus autores o propietarios.
8. Revelar datos reservados de índole técnica, financiera o profesional, así como divulgar, sin la debida autorización, procedimientos, procesos o características de equipo protegido por patentes o contratos que establezcan las obligaciones de guardar el secreto profesional.

9. Incurrir en omisiones deliberadas o negligencias en sus actividades profesionales.
10. No respetar las normas establecidas por las autoridades e instituciones de Ingeniería y Arquitectura del país.
11. Usar las ventajas que da un empleo o posición asalariada para competir con otros profesionales. Ejercer influencias indebidas u ofrecer, solicitar o aceptar pagos o compensaciones con el propósito de afectar negociaciones relacionadas con un servicio profesional.

#### **IV. DE LA ORGANIZACIÓN Y CONTROL**

1. La prestación de los servicios profesionales de Ingeniería y Arquitectura involucran la seguridad y el bienestar de la comunidad por lo que revisten carácter de servicio público. En virtud de lo anterior, se hace necesario que la colegiación de los Ingenieros y Arquitectos, sea obligatoria.
2. La integración y gobierno de esta organización debe ser ejercido por los propios colegiados, quienes deberán dar cumplimiento al presente Código de Ética profesional.
3. Mientras la Ley de Colegiatura Obligatoria no se dé, la Asociación Salvadoreña de Ingenieros y Arquitectos será responsable por que se le dé cumplimiento al presente Código de Ética Profesional, entre sus Asociados.
4. El Socio que violare el presente Código de Ética Profesional, se someterá a la aplicación de las penas y sanciones de acuerdo al procedimiento estipulado en los Estatutos y Reglamento Interno de la Asociación Salvadoreña de Ingenieros y Arquitectos.

Aprobado en la Asamblea General Ordinaria de Socios, del 31 de agosto de 1998.

**Como breve resumen del capítulo, se puede afirmar que la aplicación de nuestros conocimientos, así como el empleo de los valores morales determinados por la ética profesional, nos encaminara al éxito, no solo en el ámbito personal, sino también como profesionales que desempeñan funciones determinantes en la sociedad, en la que, si actuemos bien o mal, nuestras acciones influirán de manera directa o indirecta. Por tanto, el ser profesionales conlleva una responsabilidad no solo para con nosotros mismos si no también con nuestra comunidad e instituciones en las que ejerzamos nuestra profesión, de una forma íntegra y digna.**

## REFERENCIAS

- [1] ASIA. (27 de Agosto de 2020). *Código de Ética Profesional*. Obtenido de [asiasv.org](https://asiasv.org/codigo-de-etica/): <https://asiasv.org/codigo-de-etica/>
- [2] Bravo, J. C. (2009). La ingeniería y la ética profesional . *Revista Digital Lámpsakos*, 66.
- [3] CSCAE. (25 de Agosto de 2020). *¿Qué es la deontología profesional?* Obtenido de [cscae.com](https://www.cscae.com/index.php/presentacion/234-conoce-cscae/articulos-codigo/3972-0-que-es-la-deontologia-profesional): <https://www.cscae.com/index.php/presentacion/234-conoce-cscae/articulos-codigo/3972-0-que-es-la-deontologia-profesional>
- [4] Figueroa, M. S. (2015). *Gestionando éticamente proyectos (Segunda edición)*. Cataluña : Universidad Politécnica de Cataluña. Iniciativa Digital Politécnica.
- [5] Gil, R. E. (1987). *Deontología para ingenieros* . Pamplona : EUNSA. Ediciones Universidad de Navarra, S. A. .

# **CAPÍTULO 4**

## **TRANSFORMADORES**

## 4.1 GENERALIDADES DE LOS TRANSFORMADORES

Los transformadores son dispositivos eléctricos estáticos que transfieren la energía de un circuito a otro, por medio de un campo electromagnético común. En todos los casos excepto el autotransformador, no hay una conexión directa de un circuito a otro.



Figura 4-1. Banco de transformadores monofásicos. Tomado de: (Rodríguez, 2016).

### 4.1.1 TRANSFORMADORES ELEVADORES

Estos transformadores generalmente son los utilizados en las subestaciones de las centrales eléctricas, elevan la tensión a miles de voltios para su posterior transmisión. La corriente primaria es mayor que la corriente en el secundario, en centrales de generación tales como la hidroeléctrica, térmica, geotérmica, usualmente el voltaje en el lado de baja es 4.16 kV.

En la figura 4-2, se muestra un ejemplo de estos dispositivos:

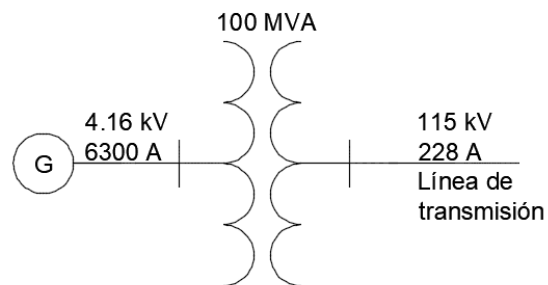


Figura 4-2. Ejemplo ilustrativo de un transformador elevador.

### 4.1.2 TRANSFORMADORES REDUCTORES

Estos transformadores son utilizados para transferir potencia del sistema de transmisión al sistema de subtransmisión y distribución respectivamente, el nivel de tensión en el primario es mayor que la del secundario, por tanto, la corriente del primario es menor que la del lado secundario. En la figura 4-3, se muestra un ejemplo de estos dispositivos:

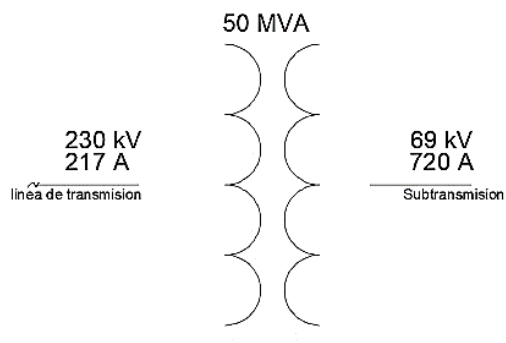
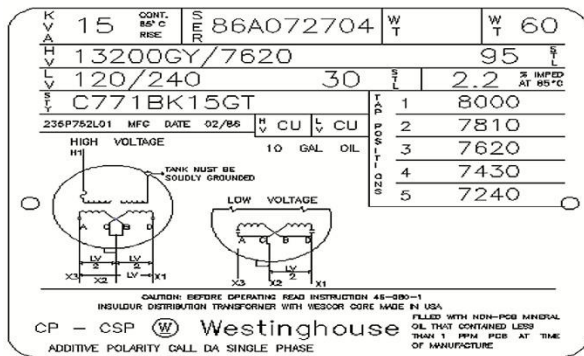


Figura 4-3. Ejemplo ilustrativo de un transformador reductor.

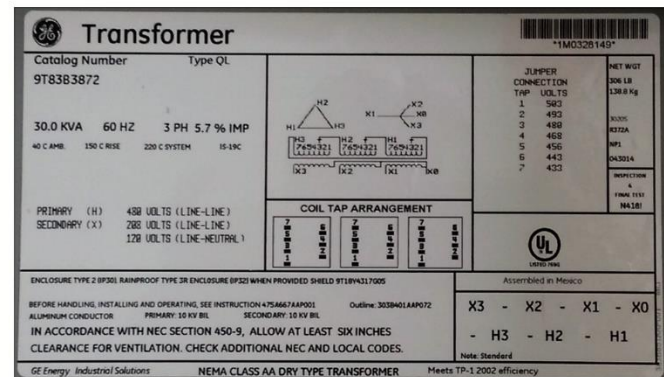
Lo descrito anteriormente corresponde a transformadores de potencia. En este capítulo nos enfocaremos principalmente en transformadores de distribución, sus principales características físicas, eléctricas, conexión, nivel de tensión, aislamiento y enfriamiento.

### 4.1.3 DATOS DE PLACA DE LOS TRANSFORMADORES

Todo transformador monofásico o trifásico debe contener una placa con las características principales de este, a continuación, se presenta un ejemplo de placa característica para un transformador monofásico y otro trifásico:



a)



b)

Figura 4- 4. Placa de un transformador, a) monofásico b) trifásico.

De la figura 4-4, se pueden obtener los siguientes datos:

- **Fases:** Se refiere a que el transformador está estructurado para trabajar en un sistema monofásico o trifásico.
- **Potencia nominal en kVA:** es la potencia a la que se encuentra diseñado el transformador para trabajar en plena carga, sin embargo, estos deben ser operados entre un 70% y 80% de su capacidad nominal.
- **Frecuencia:** Es la frecuencia para la cual está diseñado el equipo, su operación óptima se realizará solamente a este valor. El conectar un transformador a una frecuencia distinta a la de diseño ocasionara que este trabaje en forma inapropiada. Por ejemplo: si conectamos un transformador diseñado para operar a 50 Hz a una frecuencia de 60 Hz, conservando el nivel de tensión, la inducción disminuirá en razón inversa a la frecuencia, al disminuir la inducción, la corriente magnetizante decrece en mayor proporción, y la tensión de cortocircuito en porcentaje aumentará con la frecuencia.
- **Porcentaje de impedancia:** Es el porcentaje de impedancia del transformador. Es utilizado en cálculos de corto circuito. Mientras más grande sea la impedancia significa que las pérdidas del transformador serán mayores. Hay que aclarar que es una relación no solo de impedancias, sino también de voltajes, corrientes y potencia.
- **Número de serie:** este dato lo proporciona el fabricante para identificarlo en sus registros, este dato es el identificador único del transformador.

- **Tensión nominal:** Es la tensión nominal de diseño del transformador. Hay dos niveles de tensión escrito en las placas: el de alta y baja tensión respectivamente. En baja tensión son dos valores, del tipo 120/240, esto significa que entre dos líneas el nivel de tensión es 240 V, y entre una fase y neutro es de 120 V.
- **Corriente nominal:** Es la corriente con la que trabajará el transformador. Tiene su corriente en baja tensión y su corriente en el lado de alta tensión. Siempre la corriente de alta tensión será menor que la corriente en baja tensión.
- **Derivaciones:** Se refiere al cambiador de taps del transformador. Comúnmente se tienen cinco pasos y se encuentran instalados en el devanado de alta tensión. El número del paso seleccionado define el voltaje que ha de recibir el transformador en el lado de alta tensión para entregar el voltaje de diseño en la baja tensión.
- **Diagrama vectorial o Diagrama de conexiones:** Es el tipo de conexión que tiene internamente el transformador.
- **Elevación de temperatura:** Es el valor de diseño de temperatura del transformador. Mientras este valor se encuentre dentro del dato especificado el transformador debería operar normalmente dentro de su ciclo de vida estándar.
- **Altitud:** Es la mayor altura en metros sobre el nivel del mar para la cual se ha diseñado el transformador. Este dato debería ser especificado al fabricante al momento de solicitar el equipo, sobre todo para zonas muy elevadas.
- **Cantidad de líquido aislante:** Es la cantidad de litros de aceite con que debe llenarse el transformador para un adecuado funcionamiento.
- **Fecha de fabricación:** Es la fecha de manufactura del transformador.
- **Eficiencia:** Es la cantidad de energía activa aprovechada en el transformador. La diferencia de la unidad menos la eficiencia nos dará las pérdidas totales del transformador.

A continuación, se describe un ejemplo de especificación de las características técnicas para un transformador trifásico convencional:

- **Transformador trifásico convencional:** 50 kVA de potencia nominal a régimen continuo con una temperatura ambiente de 30 °C, sobrecalentamiento de 65 °C msnm, clase de distribución, sumergido en aceite, y auto refrigerado. Voltaje nominal primario 13200 V, voltaje nominal secundario 120/240 V. Número de bushings: 3 en A.T. con derivación para el lado primario 4 x 2.5% de relación de transformación, para conmutación sin carga. Con el conmutador localizado exteriormente. Impedancia máxima de régimen continuo de 4% sobre la base de sus kVA nominales. Frecuencia 60 Hz. Clase de aislamiento de lado primario: 24 kV, BIL: 125 kV. Clase de aislamiento en el lado secundario: 1.2 kV, BIL: 30 kV.



## 4.2 TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

Los transformadores de distribución son del tipo monofásicos o trifásicos, inmersos en fluidos refrigerantes, de montaje en poste, pedestal, sumergibles o secos, estos dispositivos están diseñados para brindar servicio a cargas residenciales, comerciales e industriales, y en diversas aplicaciones de potencia. Existe gran variedad de diseños, características eléctricas y físicas, las cuales dependen de la aplicación para la que serán utilizados. En la figura 4-5, se presentan diferentes tipos de transformadores



a)

b)

c)

d)

Figura 4- 5. Diferentes tipos de transformadores: a) transformador monofásico, b) transformador seco, c) transformador Pad Mounted, d) transformador de potencia.

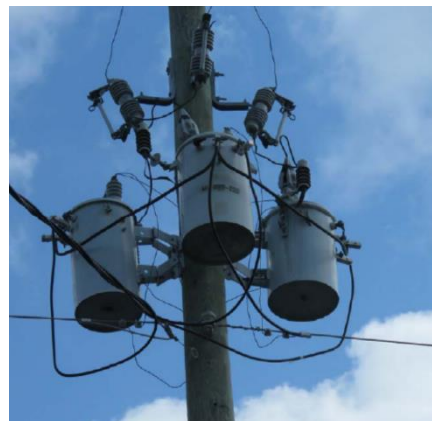
### 4.2.1 TRANSFORMADORES MONOFÁSICO PARA DISTRIBUCIÓN AÉREA

Estos transformadores se instalan en postes de concreto, madera y metal. son los que se pueden observar en los postes del tendido eléctrico de la distribuidora. Para un sistema monofásico, normalmente el nivel de tensión en el secundario para uso residencial es 120/240 V.

Los transformadores monofásicos son utilizados también en subestaciones aéreas, para servicio trifásico se interconectan tres transformadores en conexiones Y-Y, Y- $\Delta$ ,  $\Delta$ - $\Delta$ , esta conexión depende del nivel de tensión que se necesita y su aplicación en la carga que será alimentada en el lado de baja tensión del banco de transformadores. En la figura 4-6, se observan ejemplos de estos elementos.



a)



b)

Figura 4- 6. a) transformador de distribución monofásico. b) transformadores monofásicos conectados para formar un banco trifásico.

#### 4.2.1.1 PARTES DE UN TRANSFORMADOR MONOFÁSICO

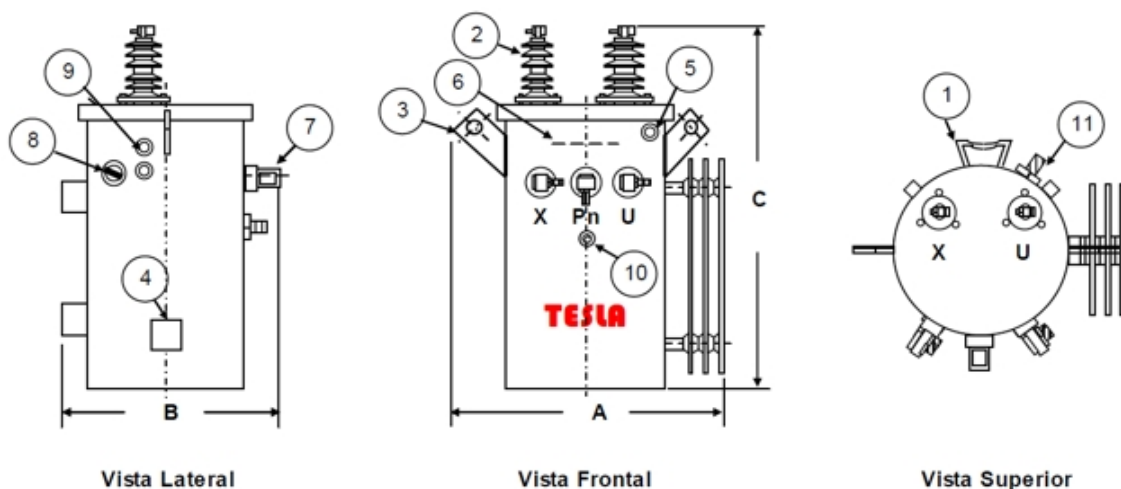


Figura 4- 7. Dibujo esquemático de un transformador monofásico. Tomado de: (Wilcattec, 2020).

1. Pasatapas Alta Tensión.
2. Dispositivo para izaje.
3. Placa de características.
4. Válvula de alivio de sobrepresión.
5. Nivel de aceite (marcado en interior del tanque).
6. Pasatapas de Baja Tensión.
7. Conmutador de derivaciones.
8. Soporte para pararrayos.
9. Terminal de puesta a tierra del neutro.
10. Terminal de puesta a tierra del tanque.

Dimensiones y Pesos Aproximados					
Potencia (kVA)	A (mm)	B (mm)	C (mm)	Peso (kg)	Aceite (l)
5	550	500	850	84	23
10	600	550	850	110	30
15	600	550	870	130	32
25	620	580	900	160	35
37.5	650	610	950	195	45
50	750	660	980	260	70
75	850	750	980	360	80
100	980	800	1080	410	95
167.5	1100	850	1100	640	195

Tabla 4- 1. Dimensiones y pesos aproximados de transformadores monofásicos. Tomado de: (Wilcattec, 2020).

### 4.2.1.2 AISLADORES EN ALTA TENSIÓN

Los aisladores de alta tensión se encuentran ubicados en la parte superior del transformador, generalmente están hechos de porcelana, en la figura 4-8, se pueden apreciar estos elementos.

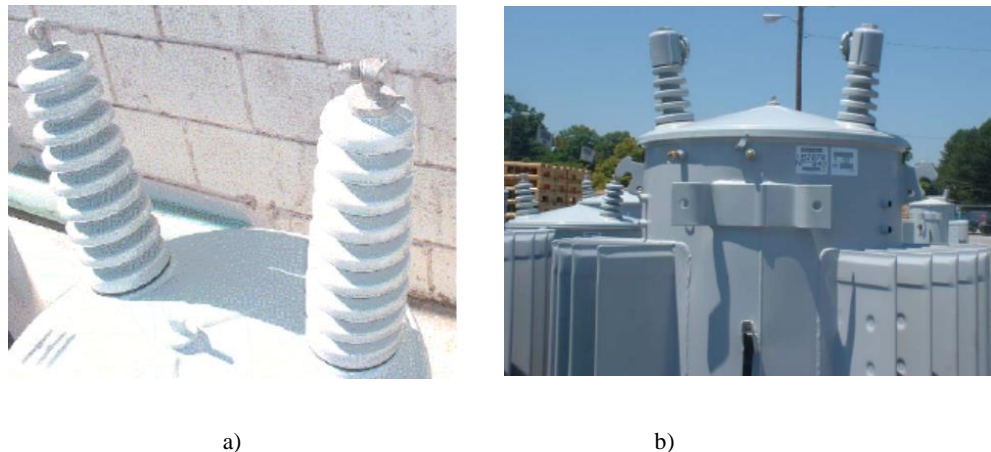


Figura 4- 8. Aisladores de alta tensión para diferentes transformadores. Tomado de: (Rodriguez, 2016).

### 4.2.1.3 CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS PARA AISLADORES

Estos dispositivos deben cumplir la Norma IEEE C57.12.00.2000, a continuación, se muestra la tabla 4-2, obtenida de la Norma mencionada.

Application	Basic lightning impulse insulation level (BIL) (kV crest)	Chopped-wave impulse levels		Front-of-wave impulse levels		
		Minimum voltage (kV crest)	Minimum time to flashover ( $\mu$ s)	Minimum voltage (kV crest)	Specific time to sparkover ( $\mu$ s)	Low-frequency test level (kV rms)
	Column 1	Column 2	Column 3	Column 4	Column 5	Column 6
Distribution	30	36	1.0	—	—	10
	45	54	1.5	—	—	15
	60	69	1.5	—	—	19
	75	88	1.6	—	—	26
	95	110	1.8	—	—	34
	125	145	2.25	—	—	40
	150	175	3.0	—	—	50
	200	230	3.0	—	—	70
	250	290	3.0	—	—	95
350	400	3.0	—	—	140	

Tabla 4- 2. Tabla característica para aisladores. Tomado de: (IEEE, 2000).

#### 4.2.1.4 AISLADORES EN BAJA TENSION

Estos elementos son los que se encuentran ubicados en la parte inferior del transformador, se utilizan para la conexión del cableado en baja tensión. A continuación, se presenta un ejemplo de estos aisladores.



Figura 4- 9. Aislador en baja tensión para transformadores monofásicos. Tomado de: (Rodríguez, 2016).

#### 4.2.1.5 CAMBIADOR DE DERIVACIÓN (TAP)

En los transformadores monofásicos existe un elemento denominado “cambiador de derivación”, mejor conocido como TAP, normalmente estos cambiadores se encuentran localizados en los devanados primarios del transformador. En la figura 4-5, se presentó un ejemplo de placa de un transformador, en ella se puede observar que, en el lado inferior derecho, se encuentran numeraciones del 1 al 5, las cuales corresponden a diferentes niveles de tensión, según la posición en la que se encuentre este dispositivo; se ajustará el nivel de tensión para que opere el transformador.

En la figura 4-10, se muestra el diagrama eléctrico de este dispositivo, así como el elemento físico y el combinador externo presente en el transformador:

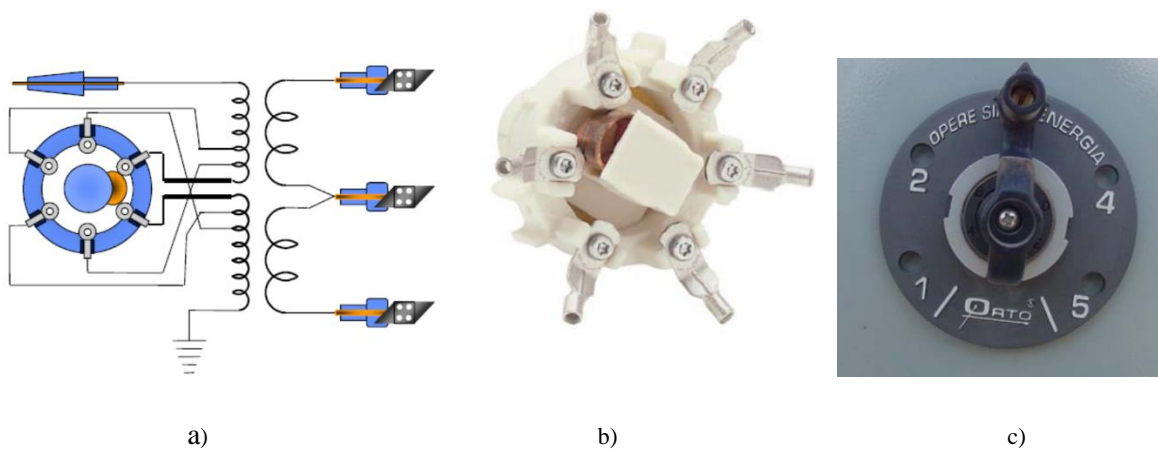


Figura 4- 10. Cambiador de Tap: a) diagrama eléctrico b) elemento físico c) cambiador externo. Tomado de: (Rodríguez, 2016).

#### 4.2.1.6 VALORES COMERCIALES DE TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS Y TRIFÁSICOS

Según el estándar IEEE STD 12.00-2000 la capacidad o potencia de transformadores monofásicos y trifásicos comerciales, se presentan en la tabla 4-3.

Transformadores monofásicos (kVA)	Transformadores trifásicos (kVA)
5	15
10	30
15	45
25	75
37.5	112.5
50	150
75	225
100	300
167	500
250	750
333	1000
500	1500
--	2000
833	2500
1250	3750
1667	5000
2500	7500
3333	10000
---	12000
5000	15000
6667	20000
8333	25000
10000	30000
12500	37500
16667	50000
20000	60000
25000	75000
33333	100000

Tabla 4- 3. Valores comerciales de transformadores monofásicos y trifásicos. Tomado de: (IEEE, 2000).

#### 4.2.1.7 POLARIDAD DE TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS

Esta prueba se realiza para determinar la polaridad de un transformador, esto debido a que las bobinas secundarias de estos transformadores pueden estar enrolladas en el mismo sentido de la bobina primaria o en el sentido opuesto, lo cual puede variar en función del fabricante del transformador, por ello la polaridad de un transformador dependerá siempre de cómo están enrolladas las dos bobinas, no solo con respecto a su núcleo sino también entre ellas.

La marca de polaridad es importante para poder conectar los transformadores en paralelo (esto evita cortocircuitos por flujo contrarios de corriente) o para poder utilizarlos como autotransformadores. Para determinar la polaridad de los transformadores, se procede de la siguiente manera:

Se conecta una fuente de voltaje de 240 V AC en el primario. Con un cable se hace un puente entre los terminales adyacentes de primario y secundario, mientras que en los terminales adyacentes restantes se conecta

un voltímetro. Si el voltaje medido es mayor que el voltaje de la fuente, el transformador es de polaridad aditiva, si el voltaje medido es menor entonces el transformador es de polaridad sustractiva.

En la figura 4-11, se describe la conexión a realizar para efectuar esta prueba.

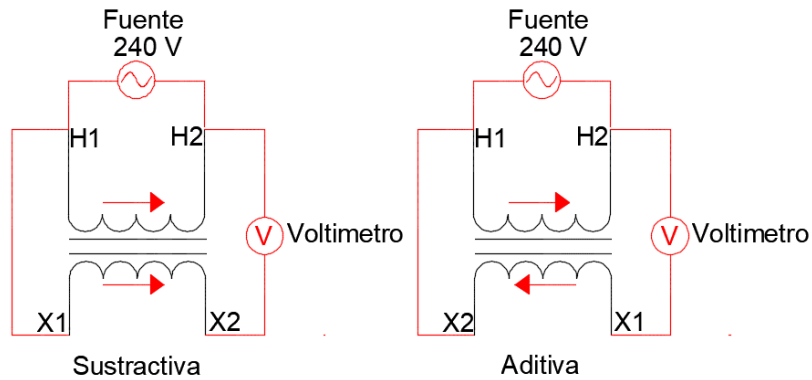


Figura 4- 11. Prueba de polaridad para transformadores monofásicos.

### 4.3 TRANSFORMADORES PARA DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEA

#### 4.3.1 GENERALIDADES

“A principios de la década de los 60, se desarrolló un nuevo concepto de transformadores, conocido como transformador tipo Pad Mounted, también conocido como transformador de pedestal. Inicialmente este transformador consistía de una unidad convencional equipada con un gabinete para protección externa, debido a que era de frente vivo además debía ser instalado sobre una base de concreto”.

“Este modelo primitivo fue sustituido por un transformador altamente especializado que incorpora todo arreglo de boquillas, accesorios, interruptores, fusibles, evolucionando del modelo inicial a una unidad de transformación eléctrica, auto protegida y de frente muerto”. (Molina, 2012).

Existen transformadores Pad Mounted monofásicos y trifásicos, como se puede apreciar en la figura 4-12:

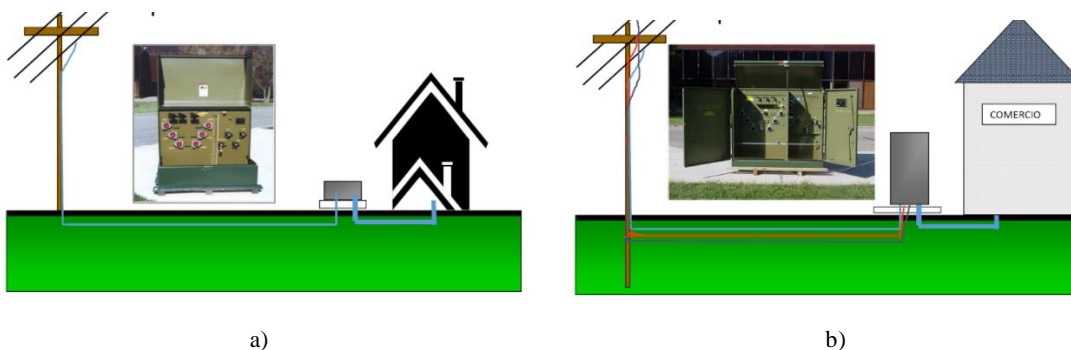


Figura 4- 12. Transformador tipo pedestal a) monofásico b) trifásico. Tomado de: (Rodríguez, 2016).

### 4.3.1.1 CLASIFICACIÓN

Estos se clasifican en:

#### 1. Según el tipo de aislamiento de sus accesorios:

- De frente muerto: son aquellos que no tienen partes vivas expuestas en el compartimento de media tensión, estando el transformador energizado.
- De frente vivo: aquellos que tienen partes vivas expuestas dentro del gabinete.

#### 2. En cuanto al sistema de alimentación:

- Tipo radial.
- Tipo anillo: permite alimentar a cada transformador desde dos puntos diferentes.

### 4.3.1.2 VENTAJAS DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEA

Los transformadores para distribución subterránea, se instalan a nivel de piso, tal como se puede ver en la figura 4-13. Estos dispositivos están diseñados para ser instalados a la intemperie, sus principales ventajas se describen a continuación:

- Mejor apariencia de la instalación eléctrica: esto debido a que no existen elementos que obstaculicen la vista.
- Mejor protección contra descargas atmosféricas, vientos, vandalismo, etc.
- Se reducen los problemas de espacio, especialmente en lugares urbanos.
- Los materiales y equipo siempre que sean de buena calidad, son de mayor confiabilidad
- La calidad de servicio es mayor, sin embargo, depende de la topología, materiales, equipo y esquemas constructivos.
- Estos sistemas de distribución son más seguros para el público y trabajadores.

Estos dispositivos se instalan en lugares donde existe presencia de gran cantidad de público o donde son susceptibles a algún agente externo, donde el espacio es reducido, algunos ejemplos de estos lugares son:

- Centros deportivos
- Hoteles
- Aeropuertos
- Centros comerciales
- Hospitales
- Centros con muy alta densidad de población



Figura 4- 13. Transformador para distribución subterránea tipo Pad Mounted Radial.



Figura 4- 14. Transformador trifásico tipo Pad Mounted. Tomado de: (PROLEC, 2020).

### 4.3.1.3 ELEMENTOS DE CONEXIÓN

Las boquillas de media tensión son:

- Boquillas tipo pozo
- Boquillas tipo perno
- Boquillas tipo inserto

**Boquillas tipo pozo:** estas son adecuadas para ensamblarse a un adaptador y a un codo conector, ensamblando directamente al cable de alimentación, obteniéndose así una estructura de frente muerto, confiable y segura, lo cual facilita los trabajos de inspección y mantenimiento.



Estos ensambles son de dos tipos: para desconexión y conexión con carga, y para conexión y desconexión sin carga.

*Figura 4- 15. Elementos de conexión para transformadores tipo Pad Mounted en anillo.*

**Elementos de seccionalización:** existen dos tipos de seccionalización: el radial y en anillo. Estos dispositivos facilitan las operaciones de inspección y mantenimiento, puesto que permiten aislar el transformador del sistema fácilmente. Son de operación con carga sumergidos en líquidos aislante y se instalan en el interior del tanque del transformador. Su operación se realiza mediante una pértiga desde el exterior del transformador.

Los seccionadores radiales son de dos posiciones y se conectan o desconectan al transformador sin romper la continuidad del servicio de los demás transformadores de la red. Los seccionadores en anillo tienen la característica de facilitar la alimentación de los transformadores en los sistemas de distribución en anillo ya que disponen de cuatro posiciones de operación.:

- Conexión por el lado izquierdo o línea A del transformador
- Conexión por el lado derecho o línea B del transformador
- Conexión por ambos lados línea A y B del transformador
- Desconectado del sistema



#### 4.3.1.4 VALORES COMERCIALES DE BIL PARA TRANSFORMADORES PAD MOUNTED

##### Valores para transformadores trifásicos (relación simple)

Primary Voltage	BIL (kV)		Secondary Voltage	BIL (kV)
2400 Delta	60		208Y/120	All 30 kV
4160 Delta	60		480Y/277	
4800 Delta	60		575Y/332	
7200 Delta	75		600Y/347	
12000 Delta	95		690Y/398	
12470 Delta	95		240 Delta	
13200 Delta	95		480 Delta	
13800 Delta	95		240 Delta with 120 Mid-Tap	
14400 Delta	95		480 Delta with 240 Mid-Tap	
16430 Delta	125			
34500 Delta	150			
43800 Delta	250		See left column for voltages over 700 V	
4160GrdY/2400	60			
8320GrdY/4800	75			
12470GrdY/7200	95			
13200GrdY/7620	95			
13800GrdY/7970	95			
22860GrdY/13200	125			
23900GrdY/13800	125			
24940GrdY/14400	125			
34500GrdY/19920	150			
43800GrdY/25300	250			

Tabla 4- 4. Valores comerciales de BIL Para transformadores Pad Mounted.

Nota: se puede encontrar la clasificación completa en la norma IEEE Std 386 – 2006 standard.

**BIL:** El BIL indica el nivel básico de aislamiento (Tensión soportada para impulso tipo rayo o NBI). Es un nivel específico de aislamiento expresado en función del valor de cresta de un impulso estándar de rayo.

**Impulso estándar de rayo:** es un impulso completo que tiene un tiempo frontal de 1.2  $\mu$ s y un tiempo a valor medio (tiempo de cola) de 50 ms.

Las sobretensiones en un sistema de potencia son originadas básicamente por dos causas: las descargas atmosféricas y las operaciones de maniobra en el sistema (switcheo).

#### 4.3.1.5 SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN RADIAL

Es aquel que cuenta con solo una trayectoria entre la fuente y la carga, proporcionando el servicio de energía eléctrica. Este sistema tiene un solo camino, sin regreso, donde pasa la corriente; parte desde una subestación y se distribuye en forma de rama, tal como se ve en la figura 4-16.

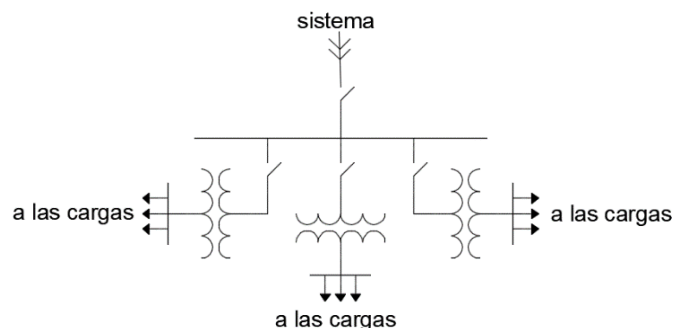


Figura 4- 16. Sistema de distribución Radial.

Este tipo de sistema tiene como característica principal que está conectado a un solo juego de barras, es más simple y más económico, sin embargo, sus principales desventajas son:

- El mantenimiento de los interruptores es complicado debido a que hay que dejar fuera parte de la red.
- Son menos confiables ya que si se ocasiona alguna falla en el alimentador principal, este afectará a la carga.

#### 4.3.1.6 SISTEMAS RADIALES SUBTERRÁNEOS

Los sistemas de distribución radiales subterráneos se usan en zonas urbanas con densidad de carga media y alta, en las cuales circulan líneas eléctricas con un importante número de circuitos; proporcionando así una mayor confiabilidad en comparación a sistemas de distribución aéreos.

Estos sistemas de distribución subterráneos están menos expuestos a fallas en comparación a los sistemas aéreos, sin embargo, cuando se produce una falla es más difícil localizarla, su reparación requiere de más tiempo y su costo es más elevado. Por esta razón, para evitar interrupciones prolongadas y proporcionar flexibilidad a la operación, en el caso de los sistemas radiales subterráneos se colocan seccionadores que permiten pasar la carga de un alimentador primario a otro. También se instalan seccionadores para poder conectar los circuitos secundarios, en caso de falla o de desconexión de un transformador, se puedan conectar sus circuitos secundarios a un transformador contiguo.



Figura 4- 17. transformador de pedestal, trifásico radial, de frente muerto. Tomado de: (Rodríguez, 2016).

En la figura 4-18, se presenta un diagrama unifilar de un sistema radial para distribución subterránea.

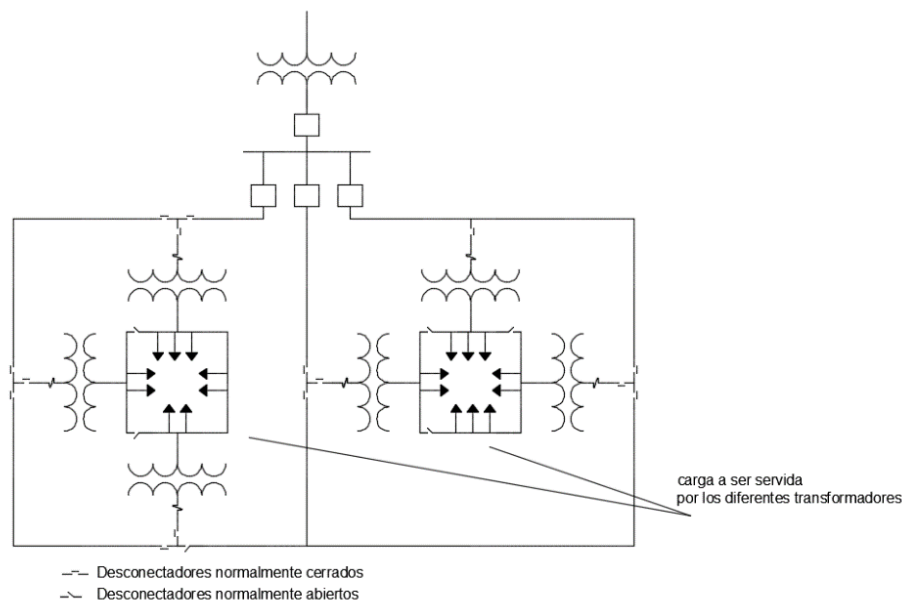


Figura 4- 18. Sistema radial para distribución subterránea.

En la actualidad existe la tendencia a realizar los sistemas de distribución eléctrica subterránea en zonas urbanas. Generalmente los alimentadores primarios consisten en cables subterráneos dispuestos formando un anillo, que funciona normalmente abierto, conectados a un alimentador aéreo próximo.

#### 4.3.1.7 SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN EN ANILLO

Este sistema cuenta con más de una trayectoria entre la fuente o fuentes y la carga, para proporcionar el servicio de energía eléctrica.

Este sistema comienza en la subestación y hace un “ciclo” completo por el área de suministro de energía de las cargas y regresa al punto del cual partió. Lo cual provoca que la carga sea abastecida de ambos extremos, permitiendo aislar ciertas secciones en caso de alguna falla.

Generalmente este sistema es utilizado para abastecer pequeñas plantas industriales, medianas o grandes construcciones comerciales donde es de suma importancia la continuidad en el servicio eléctrico.



Figura 4- 19. Transformador trifásico de pedestal, operación en anillo. Tomado de: (Rimel, 2006).

En la figura 4-20, se muestra el diagrama unifilar de un ejemplo de distribución en anillo.

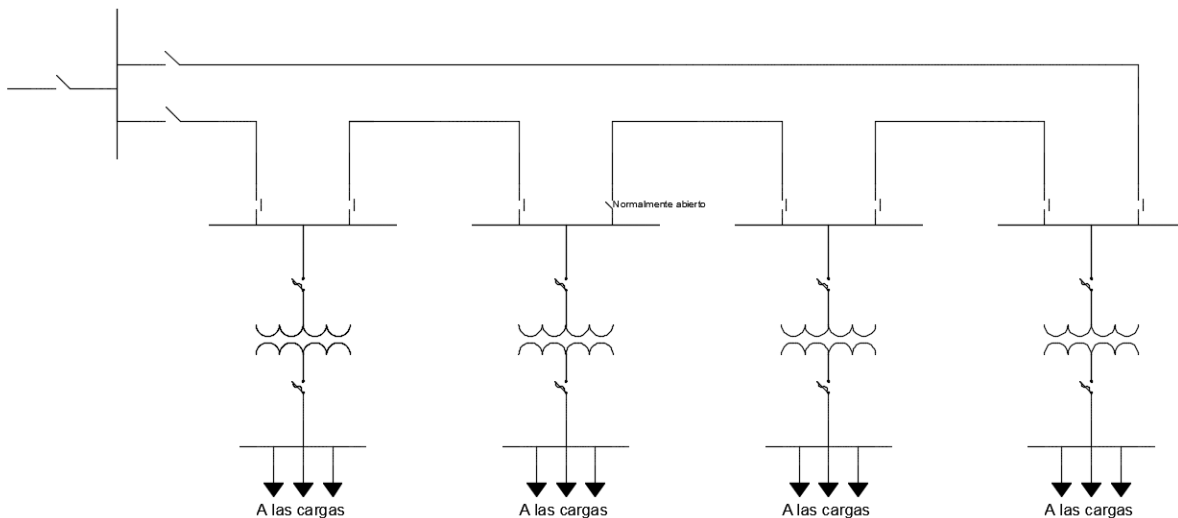


Figura 4- 20. Sistema de distribución en anillo para distribución subterránea.

Las principales características en esta configuración son: la continuidad del suministro de energía eléctrica y la regulación de tensión. La variación en la calidad del servicio que ofrecen ambos sistemas, depende de las formas particulares en que se comparen.

El sistema anillo presenta un costo elevado, puede tener más problemas de crecimiento que el sistema radial, debido a las formas utilizadas para abastecer grandes cargas. Esto se debe a que: dos circuitos deben ponerse

en marcha por cada nueva subestación secundaria, para conectarla dentro del anillo. El añadir nuevas subestaciones en el alimentador del anillo obliga a instalar equipos que se puedan anidar en el mismo.

Las ventajas de este sistema se describen a continuación:

- Son los más confiables ya que cada carga en teoría se puede alimentar por dos trayectorias.
- Permiten la continuidad de servicio, aunque no exista el servicio en algún transformador de línea.
- Al salir de servicio cualquier circuito por motivo de una falla, se abren los dos interruptores adyacentes, se cierran los interruptores de enlace y queda restablecido el servicio instantáneamente. Si falla un transformador o una línea la carga se pasa al otro transformador o línea, o se reparte entre los dos adyacentes.
- Si el mantenimiento se efectúa en uno de los interruptores normalmente cerrados, al dejarlo desenergizado, el alimentador respectivo se transfiere al circuito vecino, con previo cierre automático del interruptor de amarre.

#### 4.4 TRANSFORMADORES TIPO SECO

Los transformadores tipo seco no tienen partes móviles y es un dispositivo de estado sólido completamente estático, en condiciones normales de operación, se asegura una vida larga y sin fallas. Estos transformadores utilizan solo sistemas de aislamiento de alta temperatura, no están inmersos en líquido, se enfrían con la ventilación del ambiente donde se instalan, por estas características se pueden instalar en edificios cercanos a la carga.

Los transformadores resistentes al fuego del tipo “resina fundida” (encapsulados en resina), son adecuados para la instalación en edificios de gran altura, hospitales, túneles subterráneos, escuelas, plantas químicas y lugares donde la seguridad contra incendios es primordial.



Figura 4- 21. Transformador tipo seco.

##### 4.4.1 TIPOS DE TRANSFORMADORES TIPO SECO

Existen varios tipos de transformadores tipo seco, cada uno de estos está diseñado para entornos particulares, los cuales se describen a continuación:

##### **Transformadores tipo seco “abierto”**

Son de tipo abierto porque ninguno de sus devanados es encapsulado con aislamiento sólido, por lo cual estos están en contacto directo con el aire, sus bobinas están cubiertas solamente con barniz.



Figura 4- 22. Transformador seco abierto



Figura 4- 23. Transformador tipo seco impregnado con presión de vacío.

### Transformadores del tipo seco- impregnado con presión de vacío (VPI)

Están contruidos con aislamiento resistente a la alta temperatura, recubiertos con sellador de poliéster de alta temperatura y resistente a la humedad, son adecuados para funcionar en ambientes húmedos o muy contaminados.

### Transformadores tipo seco encapsulado con presión al vacío (VPE)

Estos transformadores son similares a los VPI, sin embargo, estos emplean una resina hecha de silicona en lugar de poliéster. El recubrimiento de resina es mayor, estos transformadores son altamente resistentes a ambientes húmedos y cáusticos, son ideales para ambientes hostiles tales como ácidos, álcalis, agua salada y cloruros.



Figura 4- 25. Transformador tipo seco encapsulado en resina.

### Transformadores tipo seco encapsulados en resina

Estos transformadores se usan dentro de edificios, barcos, plataformas, plantas procesadoras de alimentos y la industria minera



Figura 4- 24. Transformador tipo seco encapsulado con presión al vacío.

### Transformadores tipo seco convencional

Estos transformadores están diseñados para instalarse en interiores ya que evitan los riesgos de incendio y contaminación que llegan a presentar los transformadores de aceite. Pueden ser instalados en oficinas, hospitales, hoteles, centros comerciales, plantas con procesos industriales, entre otros. Son convenientes en lugares donde los transformadores están cerca del área laboral o de convivencia de personas. Su nivel de tensión es 480/240-120 y poseen un amplio rango en cuanto a potencia nominal se refiere.



Figura 4- 26. Transformador tipo seco convencional.

A continuación, se presentan los datos de placa para un transformador tipo seco convencional, del fabricante “LINE POWER”, con nivel de tensión 480 V en el lado de alta tensión y 208/120 V en el lado de baja tensión, conexión Delta – Estrella.

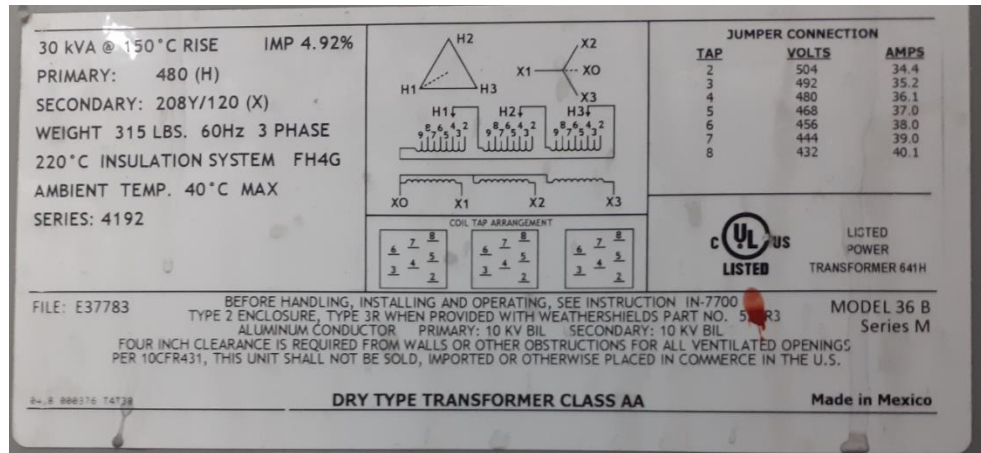


Figura 4- 27. Datos de placa para un transformador tipo seco.

## 4.5 TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS

### 4.5.1 GENERALIDADES

Actualmente la gran mayoría de sistemas de generación y distribución de energía son sistemas trifásicos de corriente alterna, por lo cual comprender el uso, conexión y funcionamiento de los transformadores trifásicos es indispensable para todo ingeniero electricista. Estos transformadores están formados por un conjunto de tres devanados (bobinas) en el lado primario y otros 3 devanados para el lado secundario. En cada columna del núcleo se encuentra el bobinado del secundario, normalmente pegado a la chapa de la columna, y encima de este bobinado, enrollado sobre él, pero separado por un aislante se encuentra el bobinado del primario, es decir ambos bobinados se encuentran sobre la misma columna.

Todas las bobinas están montadas sobre un mismo núcleo o banco de chapas magnéticas (es por ello que se les suele llamar “Banco Trifásico”), pero en 3 columnas diferentes, como se muestra en la figura 4-28.



Figura 4- 28. Vista interior de un transformador Trifásico.

Se puede decir que un transformador trifásico está constituido por tres transformadores monofásicos montados en un núcleo magnético común. Debido a que estos transformadores son de potencias elevadas, las bobinas y el núcleo son recubiertas con un líquido refrigerante para evitar que se calienten en exceso, es por ello que estos transformadores son acoplados dentro de carcasas herméticamente cerradas. Anteriormente se acostumbraba a utilizar tres transformadores monofásicos independientes conectados a una línea trifásica, pero debido a que estas configuraciones generan más pérdidas de potencia y a parte son más caras, ya casi no se utilizan, sin embargo, en nuestro país aún hay muchas instalaciones que cuentan con este tipo de subestaciones trifásicas.

Generalmente los extremos de las bobinas del transformador se nombran en el lado de alta tensión (AT) con letras mayúsculas de la forma siguiente: **A** para el principio y **A'** para el extremo final. En el lado de baja tensión (BT) con letras minúsculas: **a** para el principio y **a'** para el final de la bobina. Dependiendo de cómo estén conectadas las bobinas, el primario o el secundario pueden trabajar en estrella o en triángulo.

En la columna 1 se tendrá la bobina del primario y a cuyo extremo A se conectará la fase L1, además en esa misma columna se tiene arrollada la bobina del secundario o de salida, la cual nos dará una tensión de salida diferente y que llamaremos  $U_1$ . Esta salida  $U_1$  al exterior de la bobina del secundario se hace a través del extremo o borne a. A la bobina de la columna 2 se conectará la fase L2, y la L3 a la tercera bobina de la columna 3.

Recordemos que un transformador puede ser reductor o elevador, si es un transformador reductor se tendrá una tensión elevada en el primario que se reducirá en el secundario, en cambio sí es un transformador elevador, tendremos una tensión pequeña en el primario que aumentara en el secundario. Por ejemplo: a la salida de la central eléctrica se eleva la tensión mediante un transformador elevador para transportarla a otro sitio en alta tensión y a medida se llega a las zonas de consumo esa tensión elevada se va reduciendo mediante transformadores reductores.

Ahora bien, al hablar de tensión, los transformadores tienen una tensión nominal o tensión en bornes del trafo, en otras palabras, la tensión de línea (entre fase y fase). Cuando nos referimos a la fuerza electromotriz (fem) es la creada o inducida dentro del transformador en las bobinas y también se mide en voltios.

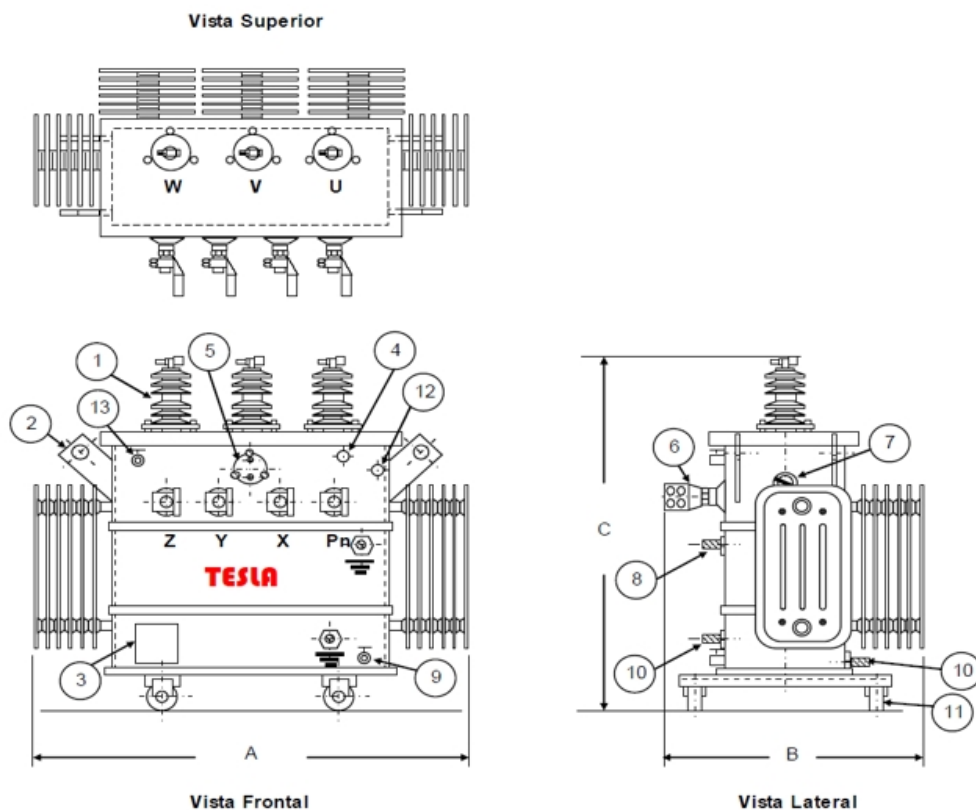


Figura 4- 29. Dibujo esquemático de un transformador trifásico. Tomado de: (Wilcatec, 2020).

1. Pasa tapas Alta Tensión.
2. Dispositivo para Izaje.
3. Placa de características.
4. Válvula de Alivio de sobrepresión.
5. Nivel de Aceite.
6. Pasa tapas de Baja Tensión.
7. Conmutador de Derivaciones.
8. Terminal de Puesta a Tierra del Neutro.
9. Válvula de recirculación y Drenaje.
10. Terminal de Puesta a Tierra del Tanque.
11. Ruedas Orientables a 90°.
12. Bolsillo para Termómetro (a partir de 630 kVA).
13. Dispositivo de Llenado.

#### **Dimensiones y pesos aproximados de transformadores trifásicos**

<b>Dimensiones y Pesos Aproximados</b>					
<b>Potencia (kVA)</b>	<b>A (mm)</b>	<b>B (mm)</b>	<b>C (mm)</b>	<b>Peso (kg)</b>	<b>Aceite (l)</b>
<b>150</b>	<b>1300</b>	<b>1150</b>	<b>1000</b>	<b>880</b>	<b>180</b>
<b>225</b>	<b>1600</b>	<b>1050</b>	<b>1200</b>	<b>870</b>	<b>280</b>
<b>300</b>	<b>1860</b>	<b>1150</b>	<b>1200</b>	<b>1000</b>	<b>310</b>
<b>400</b>	<b>1900</b>	<b>1150</b>	<b>1320</b>	<b>1300</b>	<b>400</b>
<b>500</b>	<b>2050</b>	<b>1250</b>	<b>1350</b>	<b>1505</b>	<b>430</b>
<b>630</b>	<b>2150</b>	<b>1450</b>	<b>1400</b>	<b>1850</b>	<b>470</b>
<b>800</b>	<b>2250</b>	<b>1520</b>	<b>1500</b>	<b>2200</b>	<b>703</b>
<b>1000</b>	<b>2400</b>	<b>1700</b>	<b>1600</b>	<b>2800</b>	<b>750</b>
<b>1250</b>	<b>2500</b>	<b>1700</b>	<b>1700</b>	<b>3320</b>	<b>920</b>
<b>1600</b>	<b>2650</b>	<b>1750</b>	<b>2000</b>	<b>4300</b>	<b>1180</b>
<b>2000</b>	<b>2800</b>	<b>1800</b>	<b>2200</b>	<b>5000</b>	<b>1300</b>

*Tabla 4- 5. Dimensiones y pesos aproximados de transformadores trifásicos. Tomado de: (Wilcatec, 2020).*

#### **4.5.2 REFRIGERACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES**

Uno de los aspectos de mayor cuidado para el correcto funcionamiento de los transformadores es el control de su temperatura, para ello cada transformador cuenta con un tipo de refrigeración y enfriamiento, ya que si estos se calientan demasiado el aislante de los devanados puede fundirse y provocar un corto circuito capaz de ocasionar graves daños al equipo.

En un transformador el calor se genera por las pérdidas en los devanados y en el núcleo. El calor se disipa a través de las superficies y el aire, si a esto aplicamos sistemas de enfriamiento; podemos mejorar por mucho la eficiencia del transformador. Por tanto, mientras mayor sea la capacidad en kVA de un transformador, mayor será el tamaño del equipo, así como la superficie de enfriamiento.

Como se mencionó anteriormente tanto el núcleo como las bobinas están inmersos en un flujo refrigerante que los protege de las altas temperaturas en el interior del transformador. El calor se expulsa al exterior por contacto del refrigerante con el aire o con otro líquido, por ejemplo, agua.



La designación del sistema de refrigeración utilizado en los transformadores esta normalizada según las normas UNE. Dicho sistema consta de cuatro letras, cada una de las cuales suministra información del tipo de refrigeración. (AREATECNOLOGIA, 2020).

Según esta Norma UNE, las letras código para el enfriamiento de transformadores se describe a continuación:

**Primera letra:** se refiere al medio de refrigeración interno que está en contacto con los arrollamientos, existen los cuales son 3 tipos:

O = Aceite mineral o liquido aislante sintético con punto de inflamación menor de 300 °C.

K = Liquido aislante con punto de inflamación superior a 300 °C.

L = Liquido aislante con punto de inflamación no medible.

**Segunda letra:** Indica el modo de circulación del medio de refrigeración interno, estos pueden ser:

N = Circulación natural por termosifón a través del sistema de refrigeración y en los arrollamientos.

F = Circulación forzada a través del sistema de refrigeración, circulación por termosifón en los arrollamientos.

D = Circulación forzada a través del sistema de refrigeración, dirigida desde el sistema de refrigeración hasta al menos, los arrollamientos principales.

**Tercera letra:** Se refiere al medio de refrigeración externo, solo existen dos opciones:

A = Aire.

W = Agua.

**Cuarta letra:** Indica el modo de circulación del fluido externo. Hay dos posibilidades:

N = convención natural.

F = Circulación forzada (ventiladores y bombas).

Al agrupar estas cuatro letras resultan los 3 tipos más comunes de sistemas de refrigeración para los transformadores:

**ONAN:** Refrigeración Aceite por circulación Natural (Oil Natural Air Natural). Este es el sistema de enfriamiento más utilizado en los transformadores y a su vez es el más económico. Mediante la circulación del aceite, este absorbe el calor de las bobinas y fluye hacia la parte superior del tanque del transformador (circulación natural del aceite por convección). Este aceite caliente que llega a la parte superior del encapsulado disipa el calor a la atmosfera a través de la conducción natural, la convección y la radiación en el aire, por ende, el aceite se enfría, volviendo a circular y refrigerar sin parar mientras el transformador esté en funcionamiento.

**ONAF:** Aceite forzado por aire natural (Oil Natural Air Forced). Prácticamente es un sistema ONAN al que se le añaden ventiladores. La disipación del calor se puede hacer aún más rápido aplicando un flujo forzado por la superficie de propagación. Se emplean ventiladores que soplan aire sobre la superficie de enfriamiento. El aire forzado elimina el calor de la superficie del radiador y proporciona una mejor refrigeración.

**ONWF:** Oil Natural Water Forced. Sumergidos en aceite, pero con enfriamiento por agua (intercambiador de calor aceite-agua).

#### 4.5.2.1 TIPOS DE ENFRIAMIENTO EN TRANSFORMADORES

Los transformadores pequeños son refrigerados por aire, por dentro y por fuera; en cambio los equipos de potencia se llenan con aceite mineral aislante que permite la convección del calor de los devanados de alto voltaje.

Los tipos de enfriamiento de transformadores son muy importantes, ya que la disipación del calor, influye tanto en su tiempo de vida como en su capacidad de carga, así como en el área de su instalación y su costo.

**Tipo AA:** Transformadores tipo seco con enfriamiento propio, estos transformadores no contienen aceite ni otros líquidos para enfriamiento, el aire también es el medio aislante que rodea el núcleo y las bobinas. Por lo general se fabrican con capacidades inferiores a 2,000 kVA y voltajes menores de 15kV.

**Tipo AFA:** transformadores tipo seco con enfriamiento por aire forzado, se emplea para aumentar la potencia disponible de los AA. Su capacidad se basa en la posibilidad de disipación de calor por medio de ventiladores o sopladores.

**Tipo AA/AFA:** Transformadores tipo seco con enfriamiento natural y con enfriamiento por aire forzado, es básicamente un transformador tipo AA al que se le adicionan ventiladores para aumentar su capacidad de disipación de calor.

**Tipo OA:** Transformadores sumergidos en aceite con enfriamiento natural, en estos transformadores el aceite circula por convección natural dentro de un tanque que tiene paredes lisas o corrugadas o bien provistas con enfriadores tubulares o radiadores separables. Esta solución se adopta para transformadores de más de 50 kVA con voltajes superiores a 15 kV.

Este tipo de enfriamiento es uno de los más utilizados ya que frecuentemente resulta más económico y adaptable a la generalidad de aplicaciones.

**Tipo OA/FA:** Transformadores sumergido en liquido aislante con enfriamiento propio y con enfriamiento por aire forzado, es básicamente un transformador OA con la adición de ventiladores para aumentar la capacidad de disipación de calor en las superficies de enfriamiento.

**Tipo OA/FOA:** transformador sumergido en liquido aislante con enfriamiento propio/con aceite forzado – aire forzado/con aceite forzado/aire forzado. Con este tipo de enfriamiento se trata de incrementar el régimen de carga del transformador tipo OA por medio del empleo combinado de bombas y ventiladores. El aumento de la capacidad se hace en dos pasos:

1. Se usan la mitad de los radiadores y la mitad de las bombas con lo que se logra aumentar en 1.33 veces la capacidad del tipo OA.
2. Hace trabajar la totalidad de los radiadores y bombas con lo que se logra un aumento de 1.667 veces la capacidad del OA. Se fabrican en capacidades de 10,000 kVA monofásicos y 15,000 kVA trifásicos.

**Tipo FOA:** Sumergido en liquido aislante con enfriamiento por aceite forzado y de aire forzado. Estos transformadores pueden absorber carga de pico a plena capacidad ya que se usa con los ventiladores y las bombas de aceite trabajando al mismo tiempo.

**Tipo OW:** Sumergido en líquido aislante con enfriamiento por agua, estos transformadores están equipados con un cambiador de calor tubular colocado fuera del tanque, el agua de enfriamiento circula en el interior de los tubos y se drena por gravedad o por medio de una bomba independiente. El aceite aislante fluye, estando en contacto con la superficie exterior de los tubos.

**Tipo FOW:** Transformador sumergido en líquido aislante con enfriamiento de aceite forzado y con enfriadores de agua forzada. Este tipo de transformadores es prácticamente igual que el FOA, solo que el cambiador de calor es del tipo agua – aceite, por lo que el enfriamiento del aceite se hace mediante agua sin tener ventiladores.

#### 4.5.3 FORMULAS Y MAGNITUDES EN LOS TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS

**Potencia del transformador:** es el valor de la potencia aparente que puede suministrar el secundario de un transformador que opera a su tensión nominal en las condiciones de temperatura preestablecidas.

$$S = \sqrt{3} * VL * IL$$

Donde VL e IL son la tensión nominal y la intensidad nominal del secundario respectivamente, es decir tensión e intensidad de línea.

Las potencias nominales están normalizadas y los valores son: 25, 50, 100, 250, 400 y 630 kVA. En un transformador ideal, es decir sin pérdidas, la potencia del primario sería igual a la del secundario.

**Tensión nominal primaria:** Es la tensión de alimentación del transformador. Suele llamarse V<sub>1n</sub>, esta es la tensión de línea, es decir la medida entre dos fases.

**Tensión nominal secundaria:** Es la que se obtiene en los bornes del secundario (V<sub>2n</sub>) cuando el transformador opera en vacío y se alimenta el circuito primario a su tensión nominal. Su valor suele ser un 5% mayor, respecto a los valores nominales de la red, para compensar las caídas de tensión.

**Intensidad nominal primaria:** I<sub>1n</sub> es la intensidad que recorre el devanado primario cuando el transformador trabaja a plena carga o a su potencia nominal.

**Intensidad nominal secundaria:** I<sub>2n</sub> Es la que recorre el devanado secundario cuando el transformador suministra su potencia nominal.

Intensidades nominales del transformador trifásico:

$$I_{1n} = \frac{S_n}{\sqrt{3} * V_{1n}} \quad I_{2n} = \frac{S_n}{\sqrt{3} * V_{2n}}$$

**Tensión máxima de servicio:** Es la tensión máxima de servicio que soportaría el transformador funcionando a régimen permanente. Por ejemplo, en distribución, para una tensión nominal de 20 kV la tensión de servicio máxima correspondiente sería de 24 kV.

**Tensión de cortocircuito:** Es la tensión que hay que aplicar al bobinado primario para que, estando en cortocircuito el devanado secundario, circule por cada uno de ellos su intensidad nominal.

La tensión de cortocircuito UCC se expresa en % de la tensión nominal del primario y su valor se indica en la placa de características del transformador. Al momento de realizar la conexión de transformadores en paralelo una de las condiciones que deben cumplirse es que ambos tengan la misma tensión de cortocircuito en %.

$$\text{Rendimiento del transformador} = \frac{\text{Potencia del primario}}{\text{Potencia del secundario}}$$

#### 4.5.3.1 RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN DE UN TRANSFORMADOR TRIFÁSICO

La relación de transformación es la que aumenta o disminuye la tensión en un transformador entre el devanado primario y el secundario. En forma general la relación de transformación en un transformador trifásico está dada por la siguiente expresión:

$$m = \frac{V1}{V2}$$

Donde:

V1= tensión de línea del primario

V2= tensión de línea del secundario

También se cumple que:

$$m = \frac{V1}{V2} = \frac{N1}{N2}$$

La división de las tensiones de fase también nos dará la relación de transformación, ya que será la misma que si dividimos las tensiones de línea.

Tenemos:

$$VL = \sqrt{3}Vf$$

$$ms = \frac{Vfp}{Vfs} = \frac{Np}{Ns}$$

Donde:

ms = relación de transformación simple o de fase

Vfp = tensión de fase del primario

Vfs = tensión de fase del secundario

Np = Numero de espiras del bobinado del primario

Ns = Numero de espiras del bobinado del secundario

#### 4.5.3.2 TENSIONES EN DELTA Y EN ESTRELLA

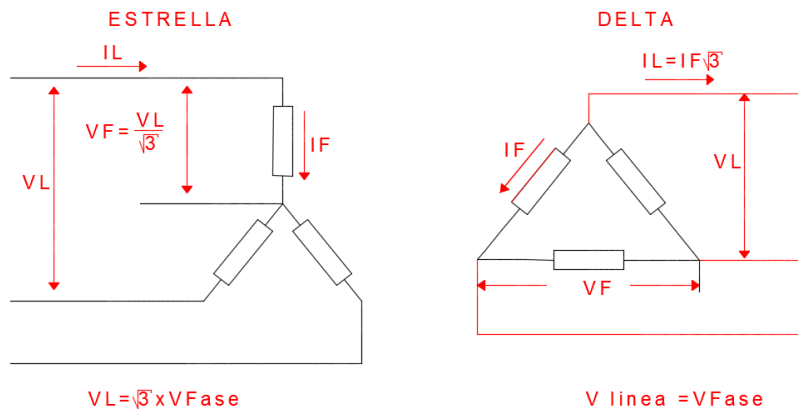


Figura 4- 30. Tensiones y corrientes, de línea y fase para las conexiones estrella y delta.

Como podemos observar en la figura 4-30, la tensión de las bobinas es la tensión de fase, en una conexión delta o triángulo las tensiones de fase y línea son las mismas. En estrella, la tensión de la línea a la que se conecta el transformador es  $\sqrt{3}$  veces mayor que la tensión a la que estarán sometidas las bobinas, es decir la tensión de fase es igual a  $\frac{VL}{\sqrt{3}}$ .

Tenemos que:

$$K_s = \frac{V_{fp}}{V_{fs}} = \frac{N_p}{N_s} \quad K_c = \frac{V_{Lp}}{V_{Ls}}$$

Con estas expresiones de relaciones de transformación de fase y de línea es posible deducir la relación de transformación compuesta en función del número de espiras para las diferentes configuraciones de transformadores trifásicos.

**Transformador Delta – Delta:** En este caso las tensiones tanto las tensiones de línea como las de fase en el primario y en el secundario son iguales, por tanto:

$$K_s = K_c = \frac{V_{fp}}{V_{fs}} = \frac{N_1}{N_2} = \frac{V_{Lp}}{V_{Ls}}$$

Normalmente la relación de transformación que se utiliza es la relación compuesta o de línea referida al número de espiras, por lo cual esta quedaría definida de la siguiente forma:

$$K_c = \frac{N_1}{N_2}$$

**Transformador Estrella – Estrella:** En esta configuración las tensiones de línea son  $\sqrt{3}$  veces la de la fase, por lo tanto:

$$K_s = \frac{V_{fp}}{V_{fs}} = \frac{N_1}{N_2}$$

$$Kc = \frac{VLp}{VLs} = \frac{\sqrt{3}Vfp}{\sqrt{3}Vfs} = \frac{Vfp}{Vfs} = \frac{N1}{N2}$$

La relación de transformación compuesta se define de la siguiente forma:

$$Kc = \frac{N1}{N2}$$

**Transformador Delta – Estrella:** En este caso las tensiones del primario son iguales pero las del secundario no lo son:

$$Ks = \frac{Vfp}{Vfs} = \frac{N1}{N2}$$

$$Kc = \frac{VLp}{VLs} = \frac{Vfp}{\sqrt{3}Vfs} = \frac{N1}{\sqrt{3}N2} = \frac{Ks}{\sqrt{3}}$$

Por tanto:

$$Kc = \frac{N1}{\sqrt{3}N2}$$

**Transformador Estrella – Delta:** Caso contrario al Delta – Estrella, acá las tensiones del primario no son iguales pero las del secundario si, por lo que se tiene:

$$Kc = \frac{VLp}{VLs} = \frac{\sqrt{3}Vfp}{Vfs} = \frac{\sqrt{3}N1}{N2} = \frac{\sqrt{3}}{Ks}$$

$$Kc = \frac{\sqrt{3}N1}{N2}$$

## 4.5.4 CONEXIONES DE BANCOS TRIFÁSICOS DE TRANSFORMADORES

### 4.5.4.1 CONEXIÓN DELTA – DELTA CON TRANSFORMADORES 12.4/7.2 KV TODOS DE LA MISMA POLARIDAD, LÍNEA 7.2/4.16 KV

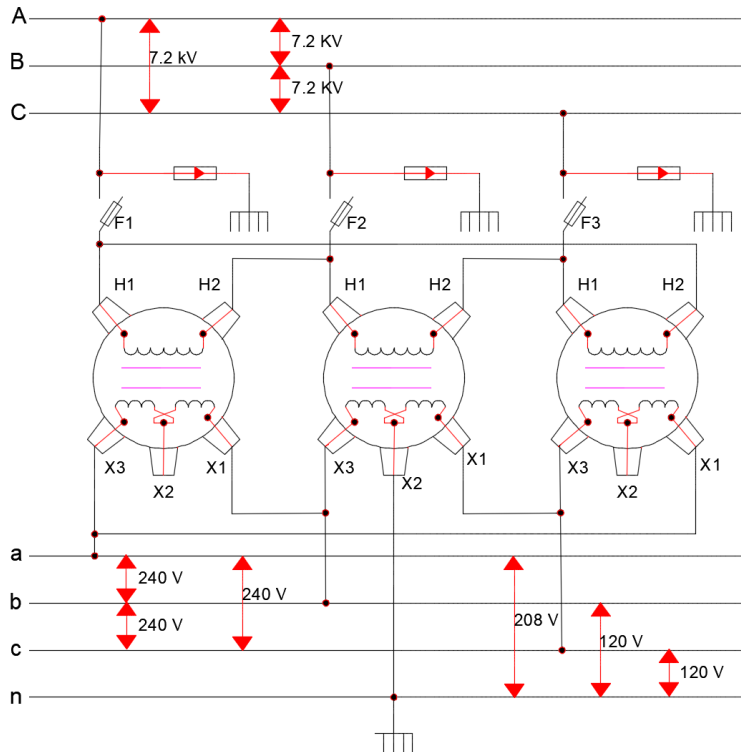


Figura 4- 31. Diagrama de conexión Delta – Delta.

En esta conexión tanto el lado primario como el secundario del banco de transformadores está conectado en Delta. Los terminales en el primario se conectan: terminal H2 con el H1 del siguiente transformador y estos puntos de conexión se conectan a las líneas de alimentación primaria. Para el secundario la terminal X3 va conectada con la terminal X1 del transformador adyacente, el neutro se toma del terminal X2 del segundo transformador. La misma conexión es válida para línea 13.2/7.6 kV y transformadores 23/13.2 kV.

Como se mencionó anteriormente, en una conexión delta, el voltaje de fase es igual al de línea, pero la corriente de línea es  $\sqrt{3}$  veces la corriente de fase, al ser una conexión Delta – Delta, esto se cumple tanto para el primario como el secundario del banco trifásico. Esta configuración es utilizada para grandes potencias en baja tensión, ideal para cargas desequilibradas.

#### VENTAJAS

- No tiene desplazamiento de fase
- Efectúa filtrado de las armónicas de orden 3.
- Se puede desconectar un transformador para mantenimiento o reparación, en ese caso el banco trifásico permanece operando, pero en configuración “Delta abierta” a un 58% de su capacidad.
- El desequilibrio provocado por las cargas en el secundario, se reparten igualmente entre las fases del primario, evitando así el desequilibrio producido de flujos magnéticos.

- Se recomienda emplear tableros trifásicos para las cargas trifásicas y tableros monofásicos para la carga monofásica.

## DESVENTAJAS

- Cuando las cargas están desequilibradas los voltajes en las fases del transformador pueden experimentar desequilibrio.
- Los voltajes de terceros armónicos pueden ser muy grandes.
- No se dispone de salida de neutro, tanto en el primario como en el secundario.
- Cada bobinado debe soportar la tensión de red (compuesta), con el consiguiente aumento de número de espiras.
- No se puede suministrar energía con cuatro conductores.
- Cuando opera con alta tensiones de línea, los costos de diseño de las bobinas son mayores.

### 4.5.4.2 CONEXIÓN ESTRELLA – ESTRELLA CON TRANSFORMADORES 7.2/4.16 KV TODOS DE LA MISMA POLARIDAD, LÍNEA 7.2/4.16 KV

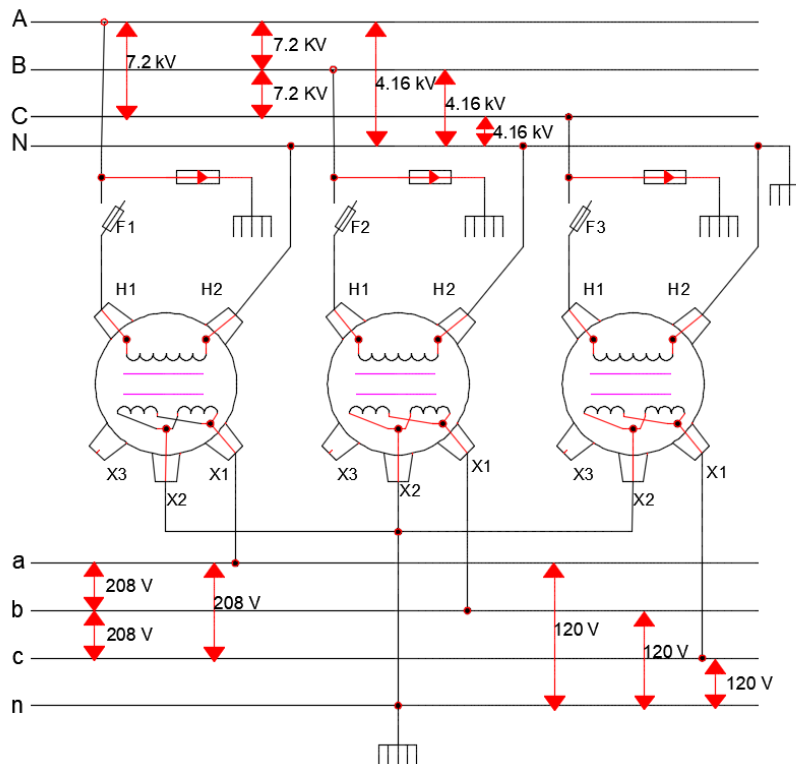


Figura 4- 32. Diagrama de conexión Estrella – Estrella.

Esta configuración tiene conectado en estrella tanto en el primario como en el secundario. En el primario los terminales H2 de cada transformador se conectan al neutro (N) de la línea primaria de distribución, mientras que las terminales H1 se conectan a las líneas de alimentación (A, B, C), cada transformador a una respectiva fase de alimentación. En el secundario de forma similar las terminales X2 se conectan en un punto común neutro aterrizado (n), las terminales X1 van conectadas a las líneas de distribución secundaria (a, b, c) cada terminal a una fase respectiva. El neutro del primario y secundario deben conectarse entre sí. La conexión es la



misma para sistemas 4.16/2.3 kV y transformadores 4.16/2.3 kV, de igual forma para línea 23/13.2 kV y transformadores 23/13.2 kV.

Esta conexión es adecuada para cargas equilibradas, es decir para maquinas eléctricas balanceada, como los motores trifásicos. Si el sistema esta desbalanceado se produce un desequilibrio en las tres fases, esto se puede corregir conectando el neutro a tierra.

## **VENTAJAS**

- Permite disponer de neutro tanto en el lado de baja tensión como en el de alta tensión, con ello podemos obtener los voltajes 208/120 V, además el disponer de neutro nos permite conectarlo a tierra como medida de seguridad.
- Buen funcionamiento para pequeñas potencias, además de contar con dos tensiones de salida es más económico, debido a que la tensión en cada fase es  $V_L/\sqrt{3}$  se puede disminuir el número de espiras del bobinado, eso sí; debe aumentar el calibre de los conductores ya que circulara una corriente mayor en cada fase.
- El aumento de la sección transversal de los conductores favorece la resistencia mecánica a los esfuerzos de cortocircuito.
- Si una de las fases en cualquier bobinado estuviese defectuosa, las dos fases restantes pueden funcionar resultando una transformación monofásica, la carga que podría suministrar seria del 58% de la potencia normal trifásica.
- La construcción de los arrollamientos es más compleja y por tanto su costo es más elevado, especialmente cuando es para corrientes altas.
- Se recomienda que tableros y sub tableros sean trifásicos balanceando todas las cargas.

## **DESVENTAJAS**

- Si las cargas en el circuito del transformador no están equilibradas (es lo que comúnmente ocurre), los voltajes en las fases del transformador pueden llegar a desequilibrarse severamente.
- Los voltajes de terceros armónicos son elevados y se trasladan al primario.
- Los neutros negativos son muy inestables a menos que sean conectados a tierra.
- Las unidades trifásicas de polaridad opuesta no pueden funcionar en paralelo, a no ser que la conexión de las fases del primario o del secundario de un transformador se inviertan.
- Si se emplean tableros monofásicos siempre se producirá corriente por el neutro, generando ruido de modo común

#### 4.5.4.3 CONEXIÓN DELTA - ESTRELLA CON TRANSFORMADORES 12.4/7.2 KV TODOS DE LA MISMA POLARIDAD, LÍNEA 7.2/4.16 KV

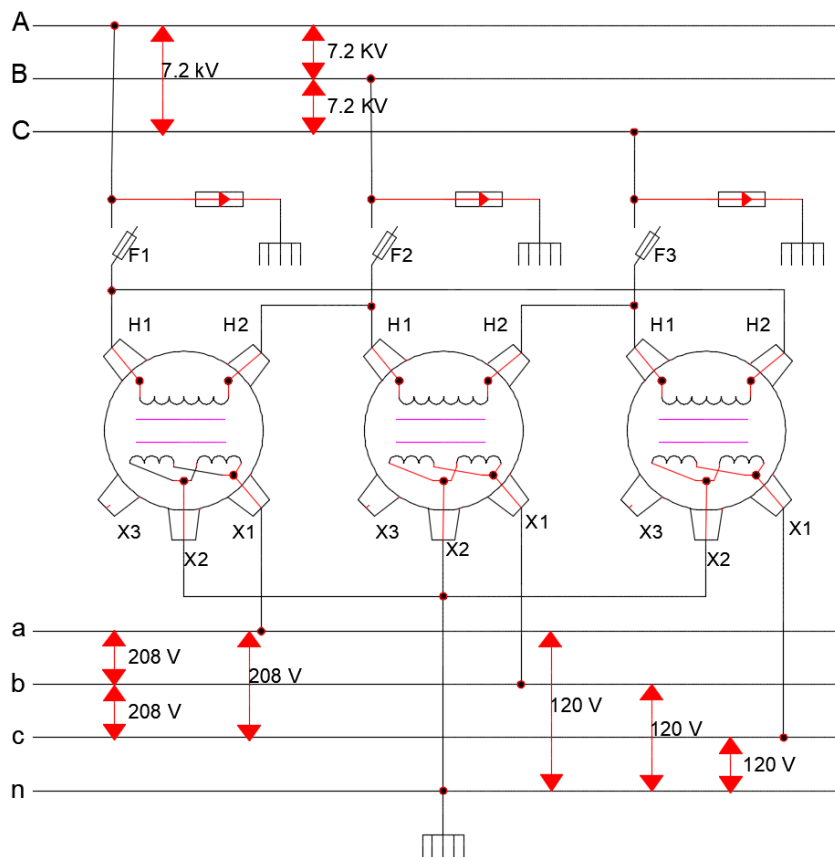


Figura 4- 33. Diagrama de conexión Delta – Estrella.

Para una configuración delta en el primario con estrella en el secundario, los terminales del primario deben conectarse de la siguiente forma: terminal H2 con el H1 del siguiente transformador y estos puntos de conexión se conectan a las líneas de alimentación primaria. En el secundario las terminales X2 se conectan en un punto común neutro aterrizado (n), las terminales X1 van conectadas a las líneas de distribución secundaria (a, b, c) cada terminal a una fase respectiva. La conexión es la misma para sistemas 13.2/7.6 kV y transformadores 23/13.2 kV, de igual forma para línea 4.16/2.3 kV y transformadores 7.2/4.16 kV.

En el primario el voltaje de fase es igual al de línea, mientras que la corriente de línea es  $\sqrt{3}$  veces la de fase. En el secundario el voltaje de línea es  $\sqrt{3}$  veces el voltaje de fase y la corriente línea es igual a la de fase.

Esta configuración es utilizada para sistemas de 4 hilos: 3 fases y neutro. El uso del neutro permite tener un voltaje más equilibrado, aunque la corriente de la carga esté desequilibrada, por tal motivo es muy utilizada en servicios de baja tensión para residencias, comercios e industrias.

#### VENTAJAS

- No presentan problemas con las componentes en sus voltajes de terceros armónicos.
- Es adecuada para elevar el voltaje a valores muy altos.

- Utilizando esta conexión en el lado de alta, se puede conectar el neutro a tierra permitiendo que el potencial quede limitado sobre cualquier carga.
- Al producirse un desequilibrio en la carga, no conlleva asimetría del flujo, ya que este se reparte entre las tres columnas del primario.

## DESVENTAJAS

- La falla de una fase deja fuera de operación al transformador.
- El tamaño del armazón es mayor, por tanto, el costo del transformador también.

### 4.5.4.4 CONEXIÓN ESTRELLA AISLADA – DELTA CON TRANSFORMADORES 7.2/4.16 KV TODOS DE LA MISMA POLARIDAD, LÍNEA 7.2/4.16 KV

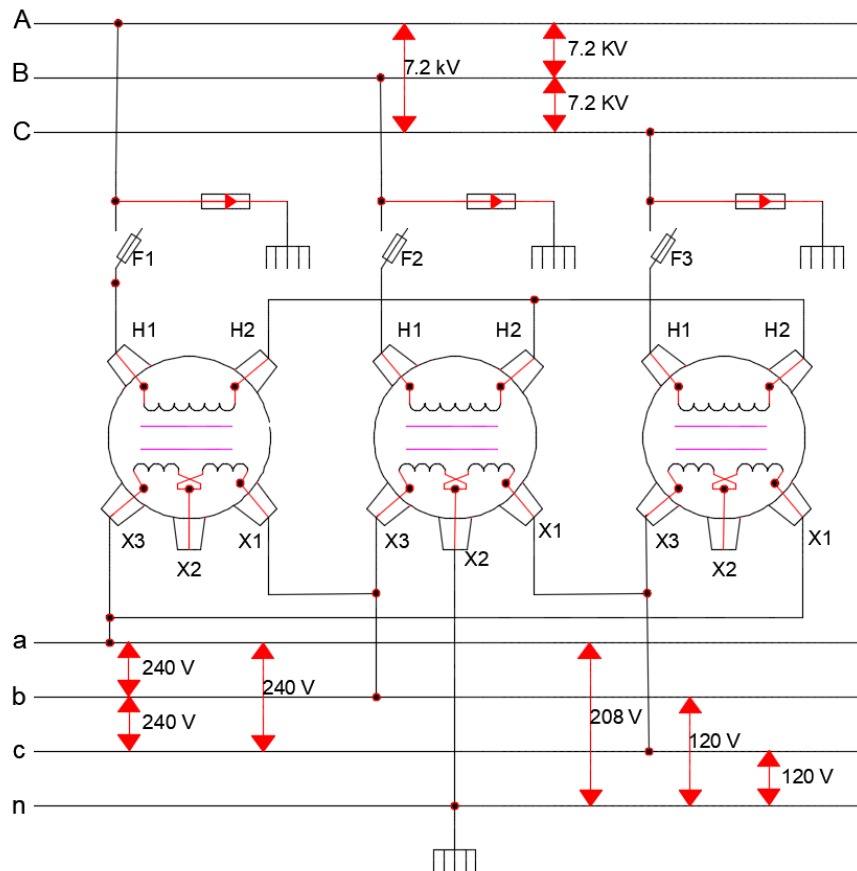


Figura 4- 34. Diagrama de conexión Estrella aislada – Delta.

En esta configuración tenemos conectado el primario en estrella y el secundario en delta. En el primario los terminales H2 de cada transformador se dejan flotando generando un neutro flotante, mientras que las terminales H1 se conectan a las líneas de alimentación (A, B, C), cada transformador a una respectiva fase de alimentación. Para el secundario la terminal X3 va conectada con la terminal X1 del transformador adyacente, estos puntos de conexión van a las fases (a, b, c) respectivamente, el neutro se toma del terminal X2 del segundo transformador y va aterrizado. La misma conexión es válida para línea 13.2/7.6 kV y transformadores 23/13.2 kV.

Esta configuración puede manejar grandes cargas desequilibradas, siempre y cuando no se sobrepase la capacidad de los transformadores es utilizada para la reducción de tensión en los sistemas de transmisión. Se recomienda que en el lado de baja se empleen tableros trifásicos para las cargas trifásicas y tableros monofásicos para las cargas monofásicas.

## VENTAJAS

- No presenta inconveniente con sus voltajes de terceros armónicos.
- Es conveniente para los transformadores reductores de tensión, debido a las características inherentes de los enrollamientos en estrella para altas tensiones y de los arrollamientos en delta para las bajas tensiones.
- El neutro del primario se mantiene estable por el secundario en triángulo.
- No tiene problemas con cargas desequilibradas, debido a que la delta redistribuye cualquier desequilibrio que se presente.

## DESVENTAJAS

- El voltaje del secundario tiene un desfase de  $30^\circ$  respecto al voltaje del primario, por tanto, si se desea conectar en paralelo con otro transformador, los ángulos de fase de los secundarios de ambos transformadores deben ser iguales.
- Un defecto en una de las fases inhabilita la unidad trifásica hasta que sea reparada o se opera en delta abierta.

### 4.5.4.5 CONEXIÓN DELTA ABIERTA CON TRANSFORMADORES 12.4/7.2 KV TODOS DE LA MISMA POLARIDAD, LÍNEA 7.2/4.16 KV

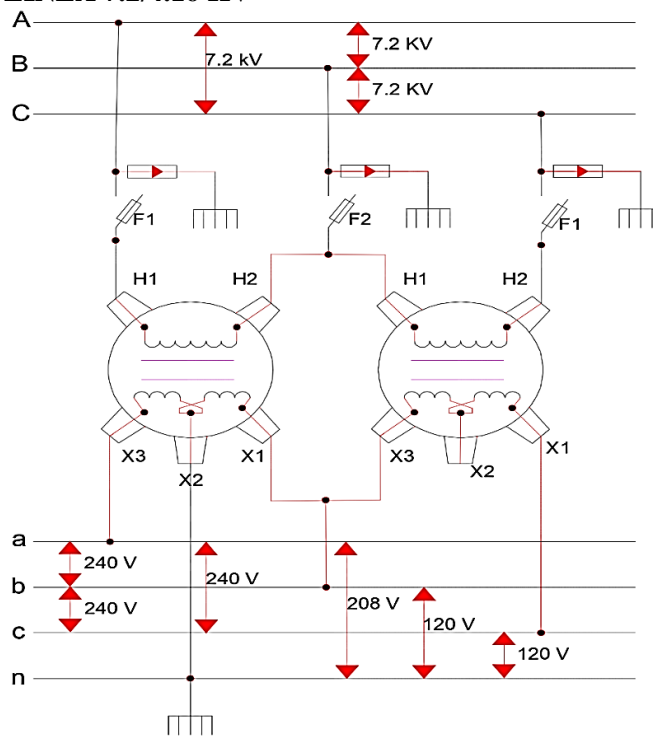


Figura 4- 35. Diagrama de conexión Delta abierta.

Esta conexión es parecida a la delta – delta, pero con un transformador menos. Para conseguir esta conexión, en el lado primario se conecta el terminal H2 del primer transformador con el terminal H1 del transformador adyacente, este punto se conecta en la fase B de la alimentación, el terminal H1 del primer transformador y el terminal H2 del segundo se conectan a las fases de alimentación A y C respectivamente. De forma similar en el lado de baja tensión los terminales X1 y X3 se unen para generar el punto de conexión con la fase b, los terminales X3 y X1 restantes se conectan a las fases a y c respectivamente, el terminal X2 de uno de los transformadores se conecta al neutro, el cual va aterrizado.

Esta conexión se puede utilizar en caso de emergencia cuando uno de los transformadores del banco trifásico sufre un desperfecto o se encuentra en mantenimiento. Pueden alimentarse tanto cargas monofásicas como trifásicas.

La capacidad de un banco delta abierta es solo del 57.7% de un banco delta – delta constituido por transformadores de las mismas capacidades. Para un sistema de dos transformadores en delta abierta es de 86.6% de la suma de la capacidad de los dos transformadores.

También puede emplearse con solo dos líneas primarias y neutro en transformadores 23/13.2 kV, 13.2/7.16 kV y 4.16/2.3 kV y los mismos voltajes de línea respectivamente.

Es una conexión desequilibrada, como todas las conexiones en delta secundario. Se emplea cuando la carga trifásica es relativamente pequeña. Tiene el inconveniente que puede presentar desequilibrios de tensión en la carga, por las diferentes corrientes de línea circulantes y el desequilibrio existente. Como en toda conexión en delta secundario, uno de los transformadores puede ser de mayor capacidad que los otros dos dependiendo de las diferencias entre las cargas monofásicas y trifásicas.

#### 4.5.4.6 CONEXIÓN DE TRANSFORMADORES EN PARALELO

Para poder realizar esta conexión, ambos transformadores deben cumplir con lo siguiente:

- 1- Deben ser de misma polaridad.
- 2- Relación de transformación debe ser igual.
- 3- Impedancia porcentual (en porcentaje) debe ser igual o similar.
- 4- Los diagramas fasoriales y desfaseamientos deben ser los mismos.

A continuación, se presentan los diagramas con las conexiones a realizar:

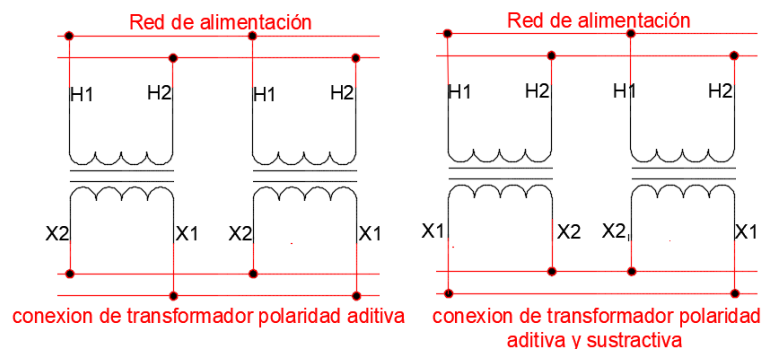


Figura 4- 36. Conexión de transformadores en paralelo.

#### 4.5.5 ELEMENTOS BÁSICOS DE PROTECCIÓN PARA TRANSFORMADORES (MEDIA TENSIÓN/ BAJA TENSIÓN)

Por lo general los transformadores hasta 5MVA, para media y baja tensión, se protegen con fusibles en el lado de alta y un interruptor termomagnético en el lado de baja. Las protecciones se calculan en base a la curva de daño del transformador, y el punto de Inrush, lo cual se estudiará en instalaciones eléctricas II. Por tanto, en este curso nos basaremos en calcular la corriente nominal en el primario y multiplicarla por 1.25 y en el secundario por 1 o 1.25.

Estas protecciones son de diseño especial y son de dos tipos:

- Protegen al transformador del lado de la carga contra condiciones de sobrecarga o cortocircuito.
- Protegen al sistema contra fallas internas del transformador.

Para el primer caso se dispone de dos tipos de protección: interruptores de baja tensión y fusibles.

##### INTERRUPTOR DE BAJA TENSIÓN

Son del tipo térmico o termomagnético, depende de la capacidad del transformador; cuenta con manija de operación desde el exterior y luz indicadora de operación. El elemento del tipo térmico es sensible a las corrientes de carga; el elemento del tipo magnético detecta las corrientes de corto circuito en el secundario. Dependiendo de la capacidad y tipo, muchos de ellos son ajustables tanto en el disparo por sobrecorriente (disparador “a”), en el disparo por cortocircuito (disparador “n”) o con retardo de tiempo (disparador “z”).

**Interruptores Termomagnéticos:** Son dispositivos utilizados para la protección de circuitos eléctricos contra cortocircuitos y sobrecargas. Su funcionamiento está basado en dos de los efectos producidos por la circulación de corriente eléctrica en un circuito: el efecto magnético y el efecto térmico (efecto Joule).

- **Protección térmica:** Es la que protege al circuito contra sobrecargas, su característica de disparo es a tiempo dependiente o inverso, es decir que a mayor valor de corriente es menor el tiempo de actuación.
- **Protección magnética:** Es la que protege al circuito contra cortocircuitos, su característica de disparo es a tiempo independiente, es decir que a partir de cierto valor de corriente de falla la protección actúa, siempre al mismo tiempo de actuación.

##### Curva de disparo de un interruptor termomagnético

Las curvas de disparo de los interruptores termomagnéticos, muestran el tiempo de disparo en función de la corriente de falla en amperios. Estas curvas constan de dos partes:

- **Disparo de protección contra sobrecarga:** Dispositivo de disparo térmico, cuanto más alta sea la corriente, más corto será el tiempo de disparo.
- **Disparo de protección contra cortocircuitos:** Dispositivo de disparo magnético, si la corriente supera el umbral de su dispositivo de protección, el tiempo de corte será inferior a 10 milisegundos.

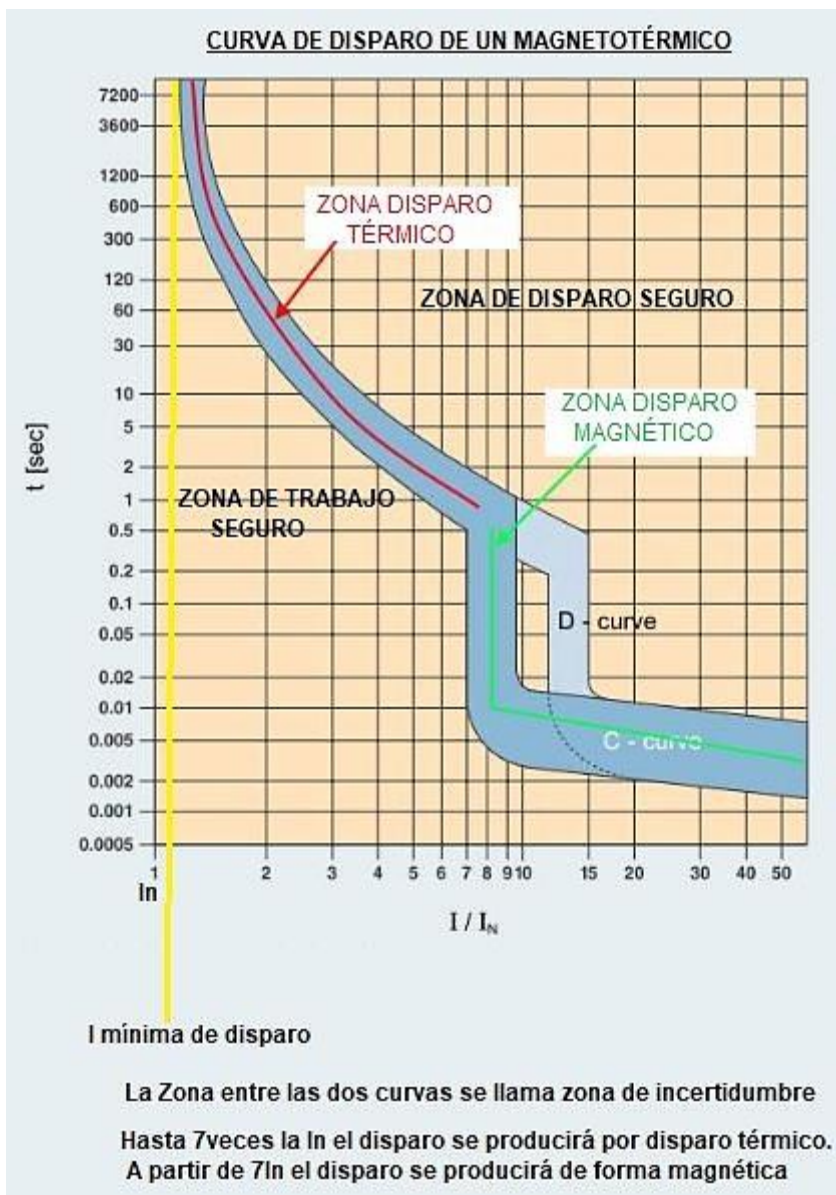


Figura 4- 37. Curva de disparo de un interruptor termomagnético. Tomado de: (AREATECNOLOGIA, 2021).

En la figura 4-37, se observa una curva característica para un interruptor termomagnético, el eje vertical representa el tiempo de disparo ( $t$ ) y el eje horizontal la relación entre la corriente que circula por el interruptor y la corriente nominal del mismo ( $I/I_N$ ).

El punto 1 del eje horizontal representa la corriente nominal del interruptor, y la línea amarilla la corriente mínima de disparo, la cual es un tanto mayor que la corriente nominal. En la curva se aprecia la zona de disparo térmico y la zona de disparo magnético, la curva inferior representa el tiempo mínimo para que las protecciones se disparen en función de la corriente que circula por el interruptor, y la curva superior representa el tiempo máximo que el interruptor tardara en abrirse. Para una intensidad fija, el intervalo de tiempo que tardara en dispararse el interruptor está definido por el área entre las curvas inferior y superior (área gris oscuro de la curva), también conocida como **zona de incertidumbre**.

**Zona de trabajo seguro:** Es la zona que está por debajo de la curva inferior, el interruptor trabaja de forma segura sin dispararse, protegiendo al circuito en caso de sobrecarga o cortocircuito.

**Zona de disparo seguro:** Es la zona que está por encima de la curva superior, al llegar a esta zona el interruptor ya tiene que estar abierto para proteger el circuito, ya sea contra sobrecargas o cortocircuitos.

## TIPOS DE CURVAS

No todos los interruptores termomagnéticos tienen la misma curva de disparo, la elección del dispositivo debe hacerse según su curva de disparo y en fusión de la aplicación para la cual es requerido. A continuación, se describen los diferentes tipos de curvas para estos elementos de protección.

### Curva B:

- Equivalente a la antigua curva L: disparo entre 2.6 y 3.85 In.
- Protección de generadores, de personas y grandes longitudes de cable (en régimen TN e IT).
- Sobrecarga: térmico estándar.
- Cortocircuito: umbrales magnéticos fijados por curva B ( $I_m$  entre 3 y 5 In ó 3.2 y 4.8 In según los aparatos, según UNE-EN 60898 y UNE-EN 60947-2 respectivamente).

### Curva C

- Equivalente a la antigua curva U: disparo entre 3,85 y 8,8 In.
- Protección de cables alimentando receptores clásicos.
- Sobrecarga: térmico estándar.
- Cortocircuito: umbrales magnéticos fijados por curva C ( $I_m$  entre 5 y 10 In o 7 y 10 según los aparatos, según UNE-EN 60898 y UNE-EN 60947-2 respectivamente).

### Curva D

- Protección de cables alimentando receptores con fuertes puntas de arranque.
- Sobrecarga: térmico estándar.
- Cortocircuito: umbrales magnéticos fijados por curva D ( $I_m$  entre 10 y 14 In según UNE-EN 60898 y UNE-EN 60947-2).

### Curva MA

- Protección arranque de motores.
- Sobrecarga: no hay protección.
- Cortocircuito: umbrales magnéticos fijados por curva MA ( $I_m$  fijado a 12 In según UNE-EN 60947-2)

### Curva Z

- Protección de circuitos electrónicos.
- Sobrecarga: térmico estándar.
- Cortocircuito: magnéticos fijados por curva Z ( $I_m$  entre 2,4 y 3,6 In según UNE-EN 60947-2).



En la figura 4-38, se muestran los diferentes tipos de curvas de disparo descritas para los interruptores termomagnéticos:

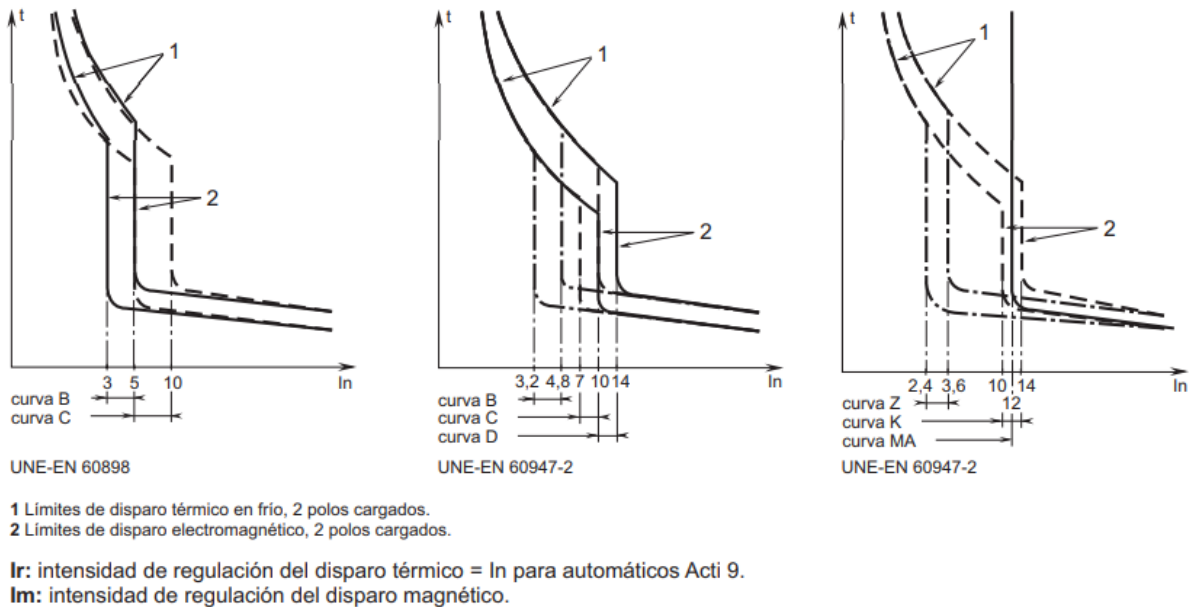


Figura 4- 38. Tipos de curvas de disparo de los interruptores termomagnéticos. Tomado de: (Schneider Electric, 2021).

## FUSIBLES

Existe diversidad de tipos de fusibles para realizar funciones específicas de protección, dependiendo de la aplicación para la cual sean requeridos. Por ejemplo, para proteger un transformador debe considerarse: la curva de daño del transformador, la corriente transitoria de energización  $I_{rush}$  y la corriente de establecimiento en frío, es decir cuando se energice bajo carga. Para proteger ramales de circuitos (de preferencia no deben ser empleados en circuitos trifásicos) se calculan para la carga del ramal y de acuerdo a la coordinación de protecciones. En nuestro país generalmente se utilizan los fusibles tipo T y K.

**Fusible de expulsión:** este dispositivo durante la operación expulsa gases para extinguir el arco y debe interrumpir la falla en un intervalo igual o menor que la duración del primer ciclo, aislando el sistema. Este fusible es de baja capacidad interruptora sumergido en aceite y puede ser del tipo bayoneta (removible desde el exterior), o de operación interior; instalado en el lado de media tensión, sus interrupciones nominales son de 3500 A simétricos a 8.3 kV; 2500 A simétricos a 15.5kV, 1000 A @ 23kV. En cuanto a su función se clasifican en:



Figura 4- 39. fusible tipo bayoneta. Tomado de: (PEI, 2019).

- Fusible de expulsión sensible a la corriente, solamente a la corriente, como sobre corrientes y fallas en el secundario.
- Fusible de expulsión sensible a sobrecargas y a la temperatura del aceite. Es sensible a fallas secundarias, corrientes excesivas de carga, corrientes de falla del transformador y a la temperatura del aceite.

Hay varios tipos de fusibles, según sus características constructivas y los valores nominales se clasifican en:

- **Fusibles tipo K:** son llamados fusibles con elemento rápido. Tienen una relación de velocidad que varía de 6 para regímenes de 6 amperios y 8 para los de 200 amperios.
- **Fusible tipo T:** son fusibles con elemento lento. Su relación de velocidad es para los mismos regímenes, 10 y 13, respectivamente.
- **Fusibles tipo H:** son llamados fusibles de elemento extra rápido. Las relaciones de velocidad son 4 y 6.
- **Fusibles tipo DUAL:** son fusibles extra lentos, cuya relación de velocidad es de 13 y 20 (para 0.4 y 21 amperios respectivamente).

**Relación de velocidad:** es la relación entre la corriente de fusión a 0.1 segundos y la de 300 segundos. (Para fusibles de capacidad mayor a 100 amperios, se toma el valor de 600 segundos).

Los tipos K y T han sido preferidos por el sector eléctrico durante más de 20 años debido a su intercambiabilidad mecánica y eléctrica. Sin embargo, esto ha cambiado en los últimos años con la introducción de los fusibles tipo DUAL SLOW-RAPID, los cuales reportan grandes beneficios no solo a la protección de la red sino también en el máximo provecho de la capacidad de los transformadores de distribución donde son instalados fusibles K y T son normalizados según las normas ANSIC 3742 y los fusibles tipo DUAL y tipo H bajo la norma NEMA SG2 – 1986.

Las conclusiones que se pueden sacar del análisis de las características de transformadores y de fusibles convencionales son sorprendentes: para la protección completa del sistema se requieren 2 fusibles: uno para el transformador y otro para el sistema. La solución es un fusible tipo DUAL, llamado así porque en el mismo elemento se encuentran reunidas la protección contra cortos y sobrecargas, con la ventaja de no subutilizar la capacidad del transformador, el eslabón fusible DUAL presenta la mejor característica tiempo – corriente de todos los fusibles desarrollados hasta hoy. Además de permitir el uso máximo del transformador en su capacidad de sobrecarga, la construcción del fusible DUAL asegura la remoción inmediata del circuito en caso de falla del transformador o un daño esporádico. Por eso se recomienda el uso de los fusibles duales con el fin de obtener la mejor protección, evitar salidas innecesarias y poder sobrecargar el transformador a su máxima capacidad.

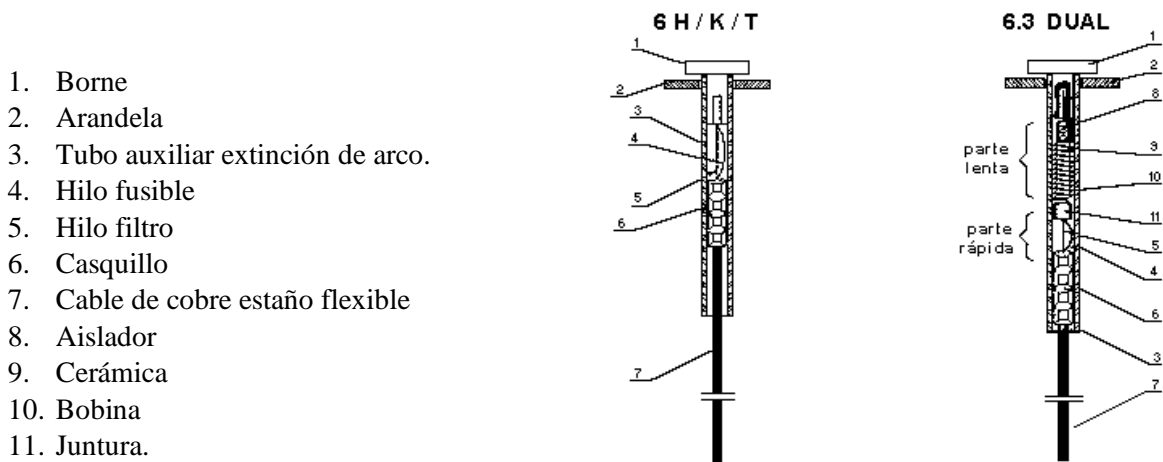


Figura 4- 40. fusible tipo bayoneta. Tomado de: (PEI, 2019).

A continuación, se presenta la tabla 4-6, diseñada para la elección de fusibles tipo K para la protección de transformadores monofásicos y trifásicos:

<b>FUSIBLES DE EXPULSIÓN TIPO K PARA LA PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS Y TRIFÁSICOS.</b>			
<b>TRANSFORMADOR MONOFÁSICO 7620 V</b>		<b>TRANSFORMADOR TRIFÁSICO 13200 V</b>	
<b>KVA</b>	<b>Capacidad (A) Fusible K</b>	<b>KVA</b>	<b>Tipo de conexión D - yg</b>
			<b>Capacidad (A) Fusible K</b>
3	0.5	15	1.0
5	1.0	30	2.0
10	2.0	45	3.0
15	3.0	75	5.0
25	5.0	112.5	7.0
37.5	7.0	150	10.0
50	10.0		
75	15.0		
100	20.0		

*Tabla 4- 6. Tabla para la elección de fusible de expulsión tipo K para transformadores monofásicos y trifásicos.*

Como se puede apreciar, esta tabla nos permite seleccionar el fusible tipo K adecuado para un determinado transformador según su potencia nominal en kVA, cabe resaltar que esta tabla es válida para transformadores monofásicos que operen a una tensión de 7.6 kV y para transformadores trifásicos cuya tensión de operación sea 13.2 kV.

**Características eléctricas** (Industrias Electricas RMS S.A., 2020).

Los hilos fusibles se construyen con tres curvas características diferentes: curva tipo T, curva tipo K y curva tipo Standard de acuerdo con la norma ANSI C37.42-1996.

Las pendientes de las curvas características de Corriente v/s Tiempo es máxima para los tipos K (rápidos), y mínima para los tipos T (lentos) e intermedia para los fusibles Standard, los números de catálogo para estos fusibles no llevan letras.

Los amperajes de fusibles fabricados por RMS son:

**Tipo T:** 1, 2, 3, 5, 6, 8, 10, 12, 15, 20, 25, 30, 40, 50, 65, 80, 100, 140 y 200 amperes.

**Tipo K:** 1, 2, 3, 5, 6, 8, 10, 12, 15, 20, 25, 30, 40, 50, 65, 80, 100, 140 y 200 amperes.

**Tipo Standard:** 1, 1.5, 2, 3, 5, 7, 10, 15, 20, 25, 30, 40, 50, 65, 80, 100, 125, 150 y 200 amperes.

Este mismo tipo de hilo fusibles se emplea en sistemas de 25 kV, es necesario indicarlo en el momento de la compra.

Para la coordinación de este tipo de hilo fusibles se emplean las mismas curvas características de Corriente v/s Tiempo de los fusibles clase 15 kV.

Tolerancias máximas para las curvas características de Corriente v/s Tiempo mínimo de fusión:

1 – 200 amperes    +20% - 0%

Para el segundo caso (protección del sistema contra fallas internas del transformador) se dispone de los siguientes accesorios de protección;

- **Fusibles limitadores de potencia**
- **Fusibles limitadores de corriente**

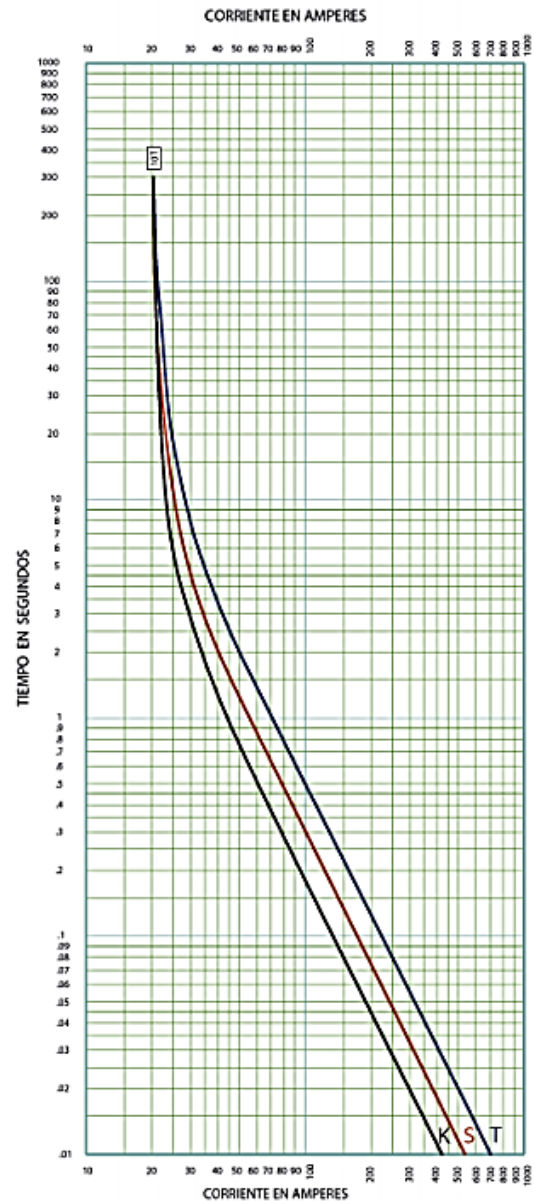


Figura 4- 41. Curvas características de disparo de los hilos fusibles. Tomado de: (Industrias Electricas RMS S.A., 2020)

**Fusibles limitadores de potencia:** Los cortacircuitos fusibles de potencia tipo SMD (Surface Mounted Device), en español “dispositivo de montaje superficial” son utilizados para la protección de transformadores, líneas, cables y bancos de capacitores en subestaciones de distribución y en alimentadores aéreos. Los fusibles de potencia SMD-20 con sus unidades de fusibles SMU, proveen protección para un amplio espectro de fallas, detectan e interrumpen todas las fallas grandes, medianas y pequeñas (hasta la mínima corriente de fusión) con voltaje de línea a línea o de línea a tierra, en el fusible; si la falla es en el lado primario o en el lado secundario del transformador independientemente del tipo de conexión de los devanados de este.

Estos cortacircuitos están diseñados especialmente para los sistemas de distribución actuales, donde las altas corrientes de falla, los altos voltajes y cargas elevadas los llevan a operar más allá de sus capacidades.

Los fusibles limitadores de potencias SMD-20 cuentan con diseños para modalidad de montaje en poste para uso en líneas aéreas, así como también en tres diferentes modelos tipo estación, disponibles para cargas hasta de 200 Amperes a tensiones del sistema de hasta 34.5 kV. Estos dispositivos emplean tecnología de material sólido y baja energía para la interrupción de fallas que produce una expulsión mínima de gases y solo un 20 por ciento de la energía del arco de un cortacircuito convencional.



Figura 4- 42. Fusible limitador de potencia para punta de poste 14.4 kV. Tomado de: (S&C Electric Company, 2020).

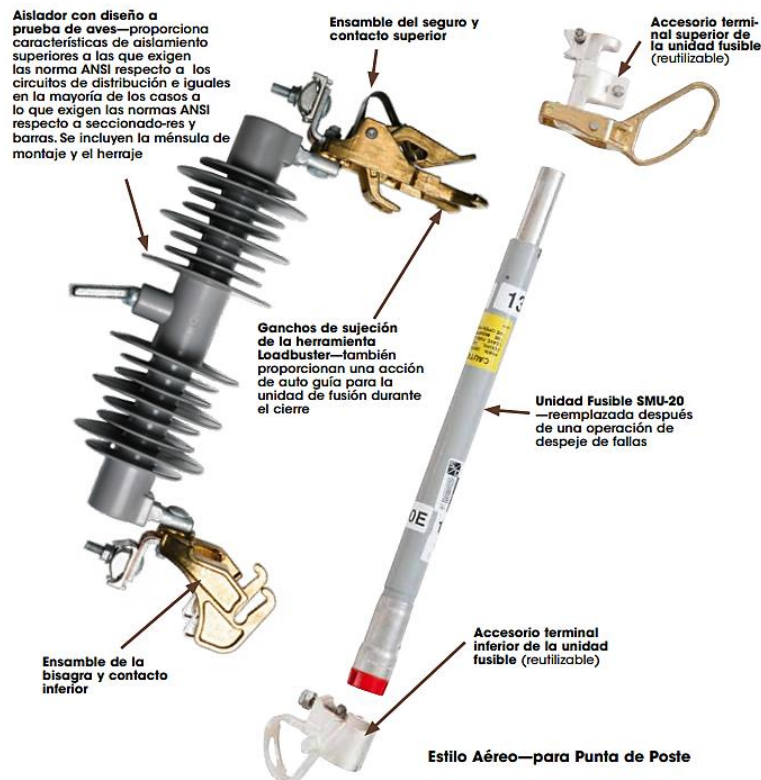


Figura 4- 43. Fusible de potencia SMD-20, estilo aéreo para punta de poste. Tomado de: (S&C Electric Company, 2020).

**Fusible limitador de corriente:** Este tipo de fusibles deben su nombre al rápido tiempo de operación que poseen, su principal característica es que tienen la capacidad de desenergizar el circuito en falla antes de que la corriente alcance su valor máximo, con esto los tiempos de fusión y de apagado del arco eléctrico son inferiores a un cuarto de ciclo (5 ms); se emplean en aquellas instalaciones en las que se tiene alta corriente de cortocircuito y no se puede desarrollar una adecuada coordinación; pues se disparan varios fusibles con una falla, el uso de Fault Tammer limita la corriente de cortocircuito, facilitando la coordinación. La corriente máxima de cortocircuito a la que se verá sometido un equipo protegido por un fusible limitador de corriente se puede determinar mediante sus curvas características establecidas bajo norma. Para garantizar la protección de transformadores y cables toda subestación de potencia debe contar con fusibles limitadores de corriente. A continuación, se muestran los componentes de un Fusible Limitador Fault Tammer de S&C:

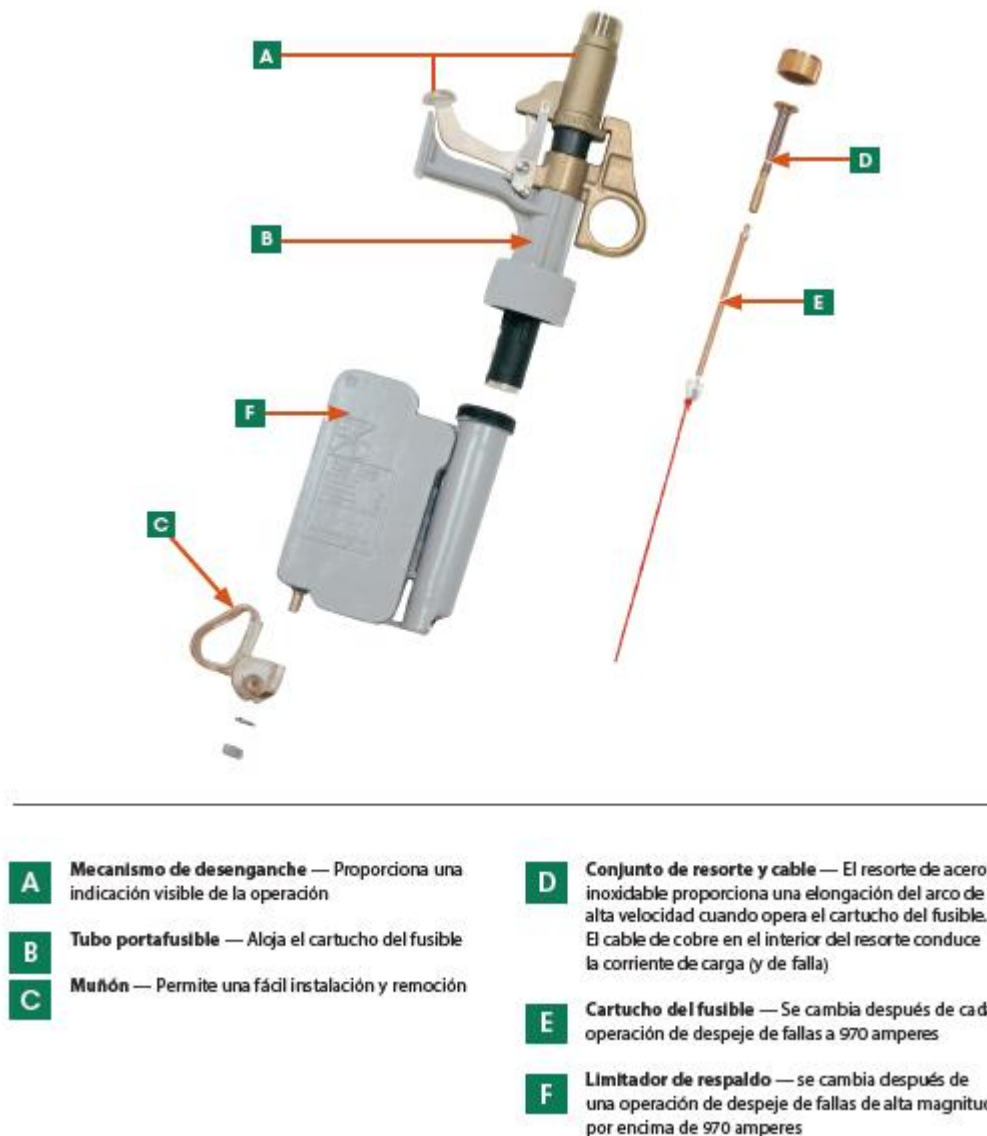


Figura 4- 44. Elementos de un fusible Fault Tammer, estilo aéreo para punta de poste. Tomado de: (S&C Electric Company, 2019).

El fusible limitador Fault Tammer de S&C se maneja como un cortocircuito, el exclusivo diseño de este dispositivo combina la función de un cortocircuito convencional con la de un fusible limitador de corriente de respaldo. El Fault Tame es un fusible de distribución para sistemas de distribución aérea que resuelve de mejor

manera los problemas críticos a los que se enfrentan los ingenieros electricistas, entre los cuales están: reducir al mínimo los daños al equipo, mejorar la continuidad del servicio, aumentar la calidad de la energía y mejorar la protección de los transformadores. Estos fusibles son idóneos para la protección de transformadores monofásicos, para bancos trifásicos de transformadores monofásicos y para transformadores trifásicos.

El Fault Tammer es un dispositivo limitador de energía para interrupción de fallas, con el cual se proporciona protección contra cortocircuitos al sistema, limita la corriente de arqueo a un nivel que reduce al mínimo las fallas catastróficas en los transformadores en los transformadores causadas por fallas internas de alta magnitud y para minimizar los daños causados por fallas externas de alta magnitud como los flameos en las boquillas. Por tanto, esta clase de fusibles limitadores ofrecen una alternativa a las empresas distribuidoras de energía ante la violenta operación de los cortacircuitos convencionales durante la interrupción de las fallas.

En la siguiente figura se ejemplifica gráficamente como el contar con un limitador de corriente Fault Tammer puede mejorar la continuidad del servicio en caso de falla.

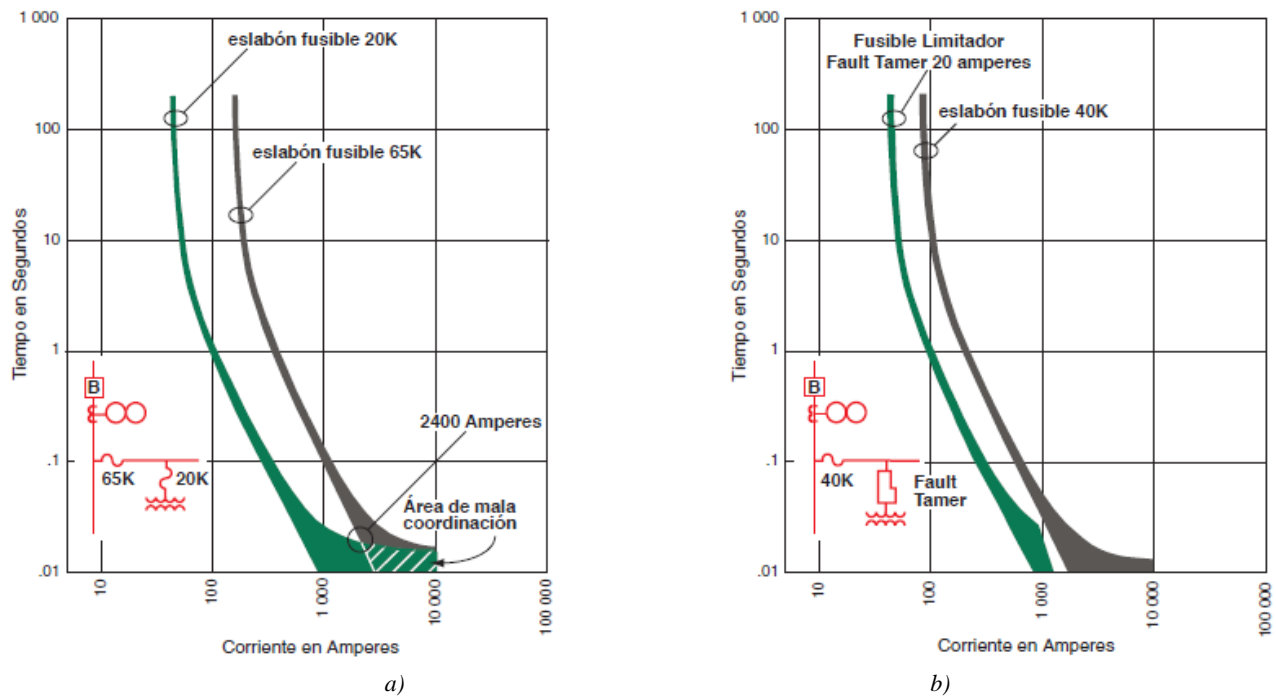


Figura 4- 45. a) Coordinación limitada del fusible del transformador con el fusible ramal. b) Coordinación completa del Fault Tammer con el fusible ramal. Tomado de: (S&C Electric Company, 2019).

Es difícil lograr una coordinación completa entre eslabones fusibles cerca de subestaciones en las que la corriente de falla suele ser muy alta, por ejemplo, en la figura 4-45 a), podemos observar que un eslabón fusible de 20k no se coordina con otro de 65k arriba de 2,400 Amperes. Como consecuencia de ello una falla primaria en un transformador, por ejemplo, un flameo en la boquilla provocada por una ardilla, puede ocasionar que opere tanto el fusible del transformador como el fusible ramal, de tal manera que todos los usuarios del lado del ramal estarán expuestos a una interrupción prolongada del servicio, en lugar de ser solo los que reciben servicio del transformador afectado. En cambio, como nos muestra la figura 4-45 b), las características de despeje rápido del Fault Tammer proporcionan una coordinación total con los fusibles ramales de tamaño normal incluso a altos niveles de corriente de falla, como se observa en el grafico el Fault Tammer de 20 Amperes se coordina con fusibles ramales con amperajes de tan solo 40k.

## 4.6 CRITERIOS DE CONFIABILIDAD EN SUBESTACIONES

### 4.6.1 SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA

Un sistema eléctrico de potencia es el conjunto de instalaciones y equipos para producir, transportar y distribuir energía eléctrica a los usuarios de una zona, ciudad, región o país. Este sistema está conformado por muchos componentes interconectados entre sí, los cuales están dispersos en grandes zonas geográficas.

Al hablar de un componente puede referirse a un conjunto de equipos, por ejemplo, el término “unidad de generación” incluye el generador síncrono, la turbina, el regulador de velocidad, los controles de excitación y estabilidad, los servicios auxiliares, etc. Las instalaciones incluyen los predios y las obras civiles, estructurales y mecánicas. Los equipos pueden ser eléctricos, mecánicos, térmicos o electrónicos.

Los sistemas de potencia deben operar continuamente los 365 días del año ya que es necesario que los usuarios cuenten con energía eléctrica en todo momento. Aunque muchos componentes del sistema de potencia no son reparables, desde el punto de vista del sistema se consideran reparables mediante el reemplazo, por tanto, podemos entender por componente a una “posición” en el sistema en la cual se reparan o reemplazan partes o equipos.

La función del sistema eléctrico de potencia es abastecer a todos los usuarios con energía eléctrica tan económicamente como sea posible, en la cantidad deseada y con un nivel aceptable de calidad, seguridad y confiabilidad.

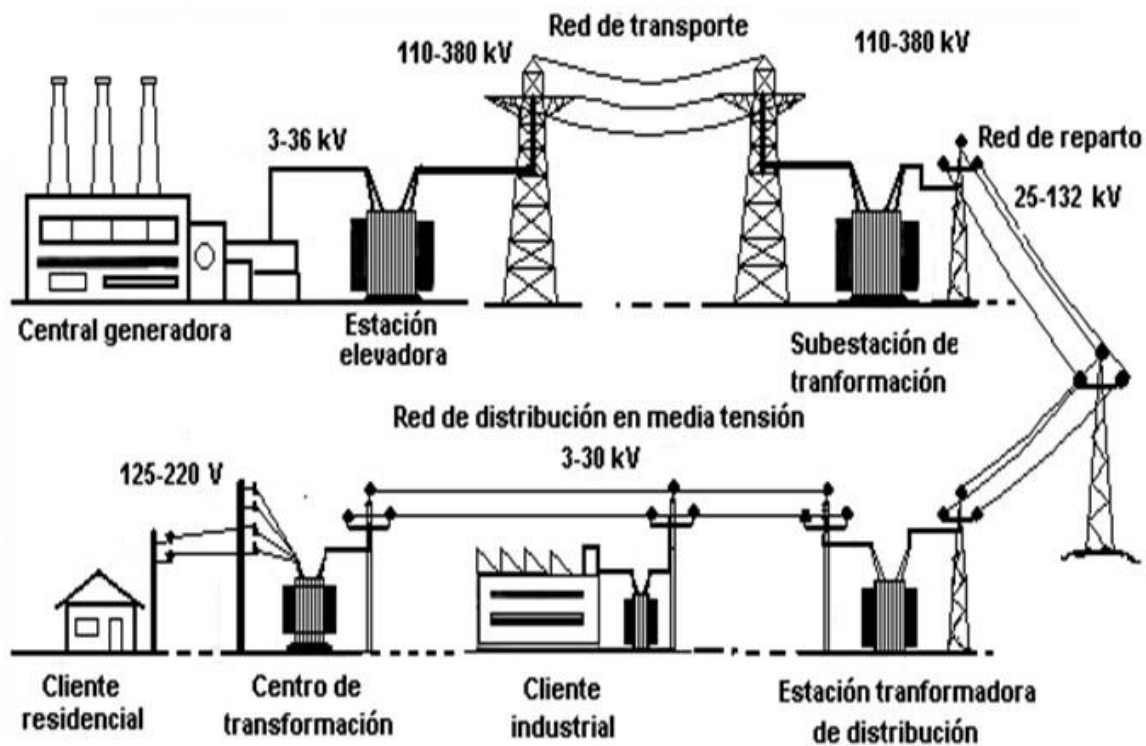


Figura 4- 46. Esquema ilustrativo de un sistema eléctrico de potencia.



**La confiabilidad:** Está relacionada con la continuidad en el servicio cumpliendo los requerimientos de calidad y seguridad. No es posible ofrecer una continuidad en el servicio del ciento por ciento bajo todas las condiciones de operación debido a: las fallas aleatorias internas y externas que afectan los componentes, las limitaciones de tipo económico que impiden mejorar la calidad y el grado de redundancia de los componentes y la incertidumbre en los recursos de generación y en la demanda de los usuarios. Por lo tanto, se deben tolerar las fallas siempre y cuando estas no sean muy frecuentes o muy prolongadas.

La calidad, seguridad y confiabilidad están relacionadas entre sí. El nivel aceptable es fijado por la regulación vigente en cada país o por lo que los usuarios estén en capacidad o disposición de pagar.

Para las subestaciones eléctricas, el análisis de confiabilidad se realiza dentro de las actividades de diseño, y consiste en ayudar a seleccionar el esquema de barrajes o interruptores adecuados para los requerimientos de confiabilidad del sistema. Aquí se dice ayudar, porque la selección de la configuración de una subestación depende de otros aspectos como la flexibilidad, la seguridad (distancias fase-fase y fase tierra requeridas), las limitaciones constructivas etc.

#### 4.6.2 SUBESTACIÓN ELÉCTRICA

Una subestación eléctrica representa un nodo dentro de un sistema eléctrico de potencia, en el cual se transforma la energía eléctrica a niveles de tensión apropiados para su transporte, distribución y consumo final. Las subestaciones eléctricas son las encargadas de realizar transformaciones de la tensión, de la frecuencia, del número de fases o la conexión de dos o más circuitos. Pueden ubicarse junto a las centrales generadoras y en la periferia de las zonas de consumo, en el exterior o interior de los edificios, por ejemplo, en las ciudades las subestaciones están en el interior de los edificios para ahorrar espacio y contaminación, mientras que las grandes subestaciones se encuentran a las afueras de la ciudad al aire libre. Existen dos tipos de subestaciones, subestaciones de transformación y subestaciones de maniobra.

**Subestaciones de transformación:** son las encargadas de transformar la energía eléctrica mediante uno o más transformadores, y pueden ser elevadoras o reductoras de tensión.

**Subestaciones de maniobra:** su función específica es conectar dos o más circuitos y realizar sus maniobras, es decir que estas subestaciones no transforman energía.

**Subestaciones transformadoras elevadoras:** elevan la tensión generada de media a alta o muy alta para poder transportarla. Se ubican al aire libre y están situadas al lado de las centrales generadas de electricidad. La tensión primaria de los transformadores suele estar entre 3 y 36kV. Mientras que la tensión secundaria de los transformadores está condicionada por la tensión de la línea de transporte o de interconexión (66, 110, 220, 380kV).

**Subestaciones transformadoras reductoras:** su función es reducir la tensión de alta o muy alta a tensión media para su distribución. La tensión primaria de los transformadores depende de la tensión de la línea de transporte (66, 110, 220, 380kV). Mientras que la tensión secundaria de los transformadores está condicionada por la tensión de las líneas de distribución (entre 6 y 30kV).

#### 4.6.2.1 PUNTOS IMPORTANTES EN EL DISEÑO DE SUBESTACIONES

Los principales puntos a considerar, a tomar en cuenta en el diseño de una subestación, se describen a continuación:

- La tensión de operación de la subestación eléctrica.
- El nivel de aislamiento admisible en los equipos que serán instalados.
- La corriente máxima que se prevé en servicio continuo (máxima potencia en condiciones normales de operación).
- La corriente máxima de falla (corriente de corto circuito).

#### 4.6.2.2 ELEMENTOS PRINCIPALES DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE MEDIANA POTENCIA Y MEDIA TENSIÓN.

En la figura 4-47, se presentan diagramas eléctricos con los principales elementos para una subestación con celdas modulares.

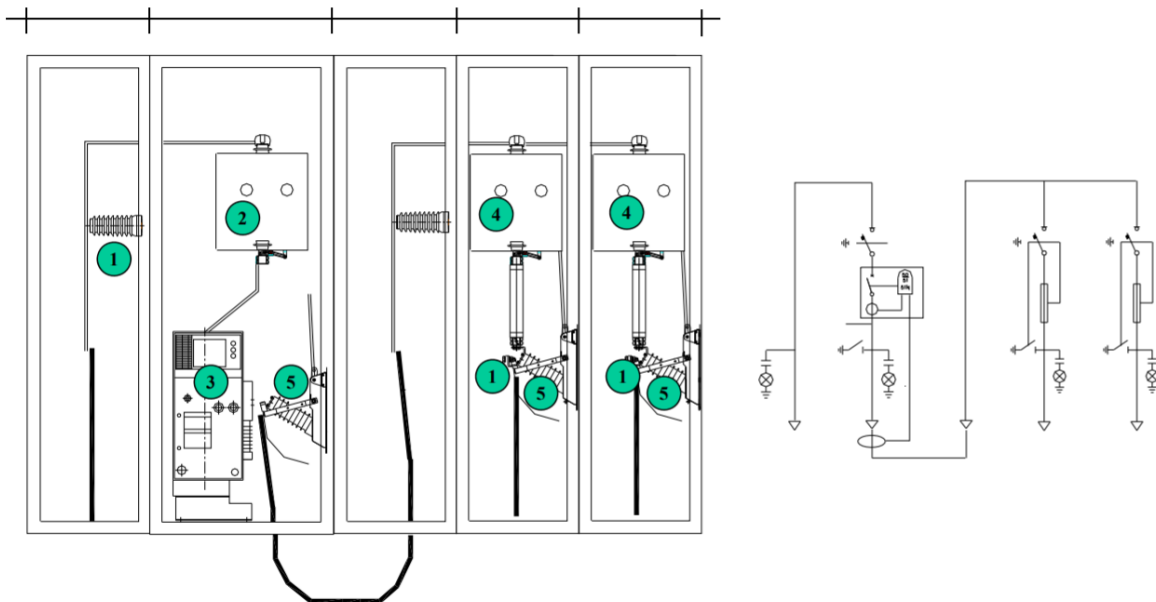


Figura 4- 47. Ilustración de subestación eléctrica de mediana potencia y media tensión con celdas modulares.  
Tomado de: (ELECIN S.A., 2021).

- 1- Aislador capacitivo.
- 2- Seccionador de potencia en SF6.
- 3- Interruptor autónomo.
- 4- Seccionador de potencia en SF6 con bases portafusibles.
- 5- Seccionador de puesta a tierra.

A continuación, se presenta otro ejemplo de subestación con celdas modulares.

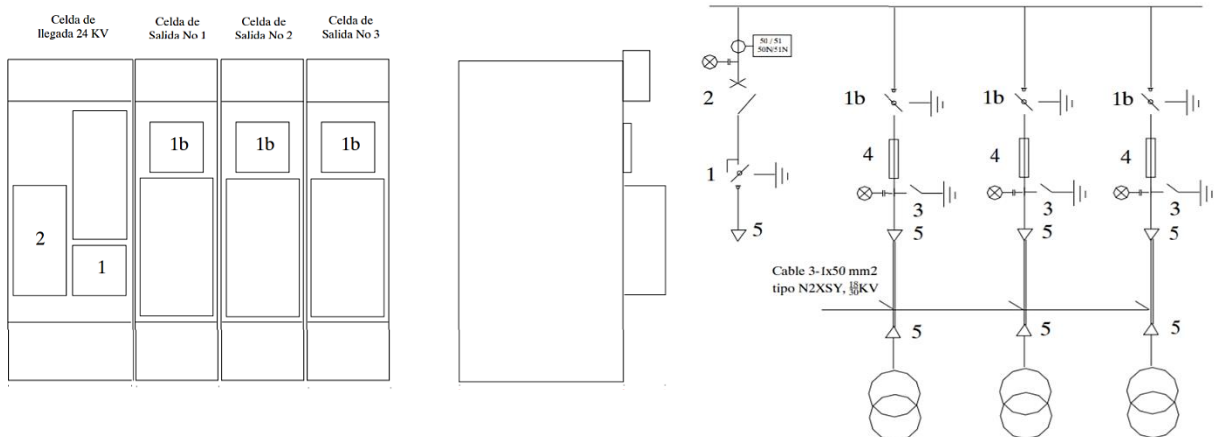


Figura 4- 48. Ilustración de subestación eléctrica con celdas modulares. Tomado de: (ELECIN S.A., 2021).

- 1- Seccionador de potencia de llegada, en SF6.
- 1b - Seccionador de potencia de salida, en SF6, equipado con bases portafusibles y desconexión automática.
- 2- Interruptor Automático en vacío.
- 3- Seccionador tripolar de puesta a tierra.
- 4- Fusible limitador de corriente.
- 5- Terminal para cable unipolar N2XSY.

#### 4.6.2.3 SIMBOLOGÍA UTILIZADA EN PLANOS ELÉCTRICOS DE SUBESTACIONES


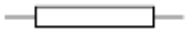

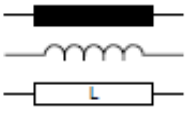







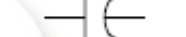



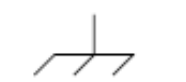

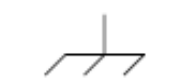
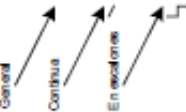

A continuación, se presenta la simbología para elementos eléctricos en una subestación.




















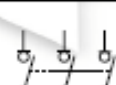
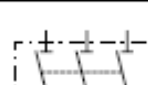

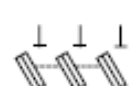
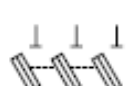
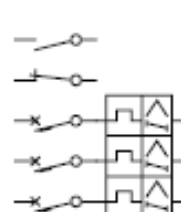
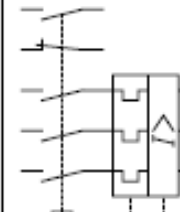
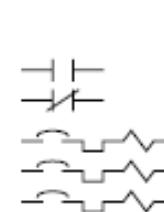
Figura 4- 49. Simbología utilizada en la elaboración de planos eléctricos de subestaciones.

En las siguientes tablas se presenta la simbología utilizada por las normas IEC, DIN y ANSI para ciertos elementos eléctricos. Tomado de: (Villajulca, 2021).










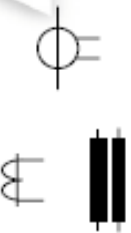





### ELEMENTOS GENERALES DE UN CIRCUITO

	Significación	Símbolo según las normas		
		IEC	DIN	ANSI
3.1	Resistencia.			= IEC
3.2	Resistencia con tomas fijas.		= IEC	= IEC
3.3	Devanados, bobinas. (Inductancias).			
3.4	Devanados, bobinas, inductancias con tomas fijas.			
3.5	Condensador.			
3.6	Condensador con toma.		= IEC	
3.7	Tierra.		= IEC	= IEC
3.8	Masa.			
3.9	Variabilidad extrínseca.		= IEC	= IEC
3.10	Variabilidad intrínseca.		= IEC	= IEC









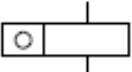
## ELEMENTOS MECÁNICOS DE CONEXIÓN (Maniobra y protección)

	Significación	Símbolo según las normas		
		IEC	DIN	ANSI
4.10	Cortocircuito fusible (base + cartucho).		= IEC	= IEC 
4.11	Barra de seccionamiento (barra de conexión).			
4.12	Dispositivo de enchufe.			
4.13	Interruptor de potencia. Símbolo general.			
4.14	Interruptor seccionador de potencia. (Posición seccionadora visible).			
4.15	Seccionador tripolar.			
4.16	Seccionador en carga, tripolar.			
4.17	Seccionador con fusibles.		= IEC	
4.18	Interruptor automático con protección magnetotérmica.			

## TRANSFORMADORES





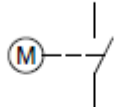
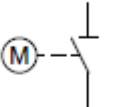
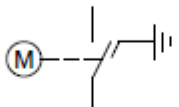


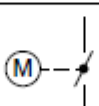

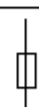



	Significación	Símbolo según las normas		
		IEC	DIN	ANSI
8.1	Transformador con dos devanados separados.			
8.2	Autotransformador.			
8.3	Devanado o bobina en general.			
8.4	Transformador de intensidad.			
8.5	Transformador de tensión.			

## APARATOS DE MEDIDA

	Significación	Símbolo según las normas		
		IEC	DIN	ANSI
11.1	Voltímetro.		= IEC	
11.2	Amperímetro.		= IEC	
11.3	Vatímetro.		= IEC	
11.4	Fasímetro. (Indicando el factor de potencia o el ángulo).		= IEC	
11.5	Frecuencímetro.		= IEC	
11.6	Contador de energía activa.		= IEC	
11.7	Contador de energía reactiva.		= IEC	
11.8	Contador de horas.		= IEC	
11.9	Contador de impulsos.		= IEC	

A continuación, se presenta una recopilación de simbología de elementos eléctricos según los estándares internacionales. Tomado de: (Coordinador Eléctrico Nacional, 2021).

### INTERRUPTORES Y DESCONECTADORES







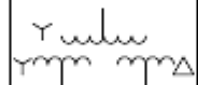
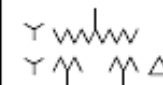

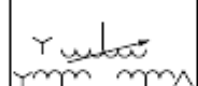
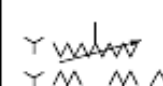

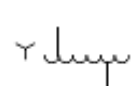


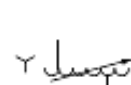
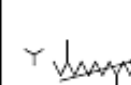

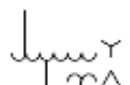
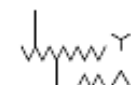

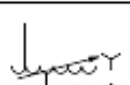
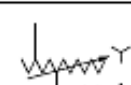





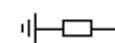
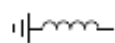
ITEM	ELEMENTO	FORMA 1	FORMA 2	FORMA 3
1	Interruptor de poder de media y alta tensión			-
2	Desconectador (símbolo general)			-
3	Desconectador de operación motorizada (símbolo general)			-
4	Desconectador C/Pat, con un solo mecanismo conmutador de línea y tierra, operación motorizada		-	-
5	Desconectador del tipo doble apertura lateral y operación motorizada		-	-
6	Desconectador C/Pat del tipo doble apertura lateral y operación motorizada		-	-
7	Desconectador del tipo rotativo de 3 columnas, apertura lateral o lateral V, apertura central, operación motorizada		-	-
8	Fusible			-
9	Desconectador fusible			-
10	Reconectador			



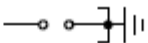
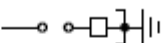












### TRANSFORMADORES DE MEDIDA (TC y TP)

ITEM	ELEMENTO	FORMA 1	FORMA 2	FORMA 3
1	Transformador de corriente			
2	Transformador de corriente tipo toroide, secuencia cero o residual			
3	Transformador de corriente tipo bushing			
4	Transformador de potencial (símbolo general)			
5	Transformador de potencial con 2 secundarios			
6	Transformador de potencial con 3 secundarios			
7	Transformador de potencial del tipo capacitivo			
8	Transformador de potencial del tipo capacitivo con 2 secundarios			
9	Transformador de potencial del tipo capacitivo con 3 secundarios			



















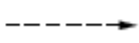



## TRANSFORMADORES Y AUTOTRANSFORMADORES DE POTENCIA

ITEM	ELEMENTO	FORMA 1	FORMA 2	FORMA 3
1	Transformador de potencia de 2 devanados			
2	Transformador de potencia de 2 devanados con C.T.B.C.			
3	Transformador de potencia de 3 devanados			
4	Transformador de potencia de 3 devanados con C.T.B.C.			
5	Autotransformador de potencia de 2 devanados			
6	Autotransformador de potencia de 2 devanados con C.T.B.C.			
7	Autotransformador de potencia de 3 devanados			
8	Autotransformador de potencia de 3 devanados con C.T.B.C.			
9	Transformador desfasador			
10	Transformador Zig-Zag (reactor de puesta a tierra)			
11	Reactancia de tierra			

## PARARRAYOS Y GRUPOS DE CONEXIÓN

ITEM	ELEMENTO	FORMA 1	FORMA 2
1	Pararrayos		
2	Pararrayos con contador de descargas		
3	Conexión estrella		
4	Conexión estrella con punto neutro solidamente aterrizado a tierra		
5	Conexión estrella con punto neutro conectado a resistencia de tierra		
6	Conexión delta (triángulo)		
7	Conexión delta (triángulo) con conexión a tierra		
8	Conexión zig-zag		
9	Conexión zig-zag con punto neutro solidamente aterrizado a tierra		
10	Conexión zig-zag con punto neutro conectado a resistencia de tierra		
11	Tierra (símbolo general)		

### ELEMENTOS GENERALES PARA LINEAS

ITEM	ELEMENTO	FORMA 1	FORMA 2	FORMA 3
1	Tierra (símbolo general)		-	-
2	Trampa de onda			-
3	Mufa			-
4	Luz piloto			-
5	Terminal block de pruebas			-
6	Extraible			-
7	Voltmetro		-	-
8	Ampermetro		-	-
9	Selector Voltmetro		-	-
10	Selector Ampermetro		-	-
11	Barra		-	-
12	Línea alimentaciones principales		-	-
13	Línea alimentaciones secundarias o desde TC y TP		-	-
14	Línea de control y comando		-	-
15	Línea de armario, switchgear, Gis, tablero o equivalentes			

A continuación, se presentan las principales funciones de los dispositivos de protección según el estándar IEEE C37.2 – 2008. Tomado de: (Coordinador Eléctrico Nacional, 2021).

## NOMENCLATURA DE FUNCIONES PARA DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN

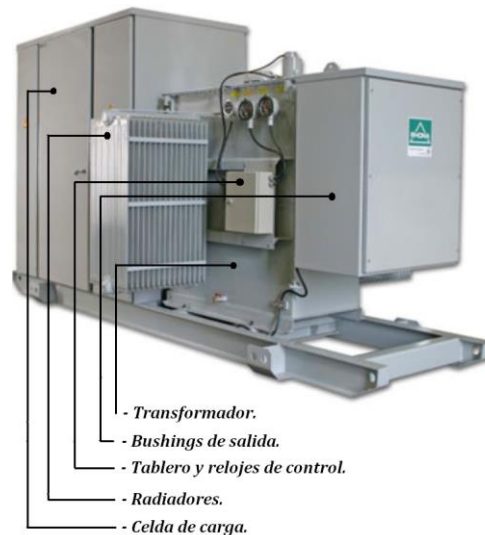
Nº	FUNCIÓN	Nº	FUNCIÓN
1	Elemento principal	58	Relé de fallo de rectificador de potencia
2	Relé de cierre o arranque temporizado	59	Relé de sobretensión
3	Relé de comprobación o de bloqueo	60	Relé de equilibrio de tensión
4	Contacto principal	61	Relé de parada o apertura temporizada
5	Dispositivo de parada	62	Reservado para aplicaciones futuras
6	Interruptor de arranque	63	Relé de presión de gas, líquido o vacío
7	Interruptor de ánodo	64	Relé de protección de tierra
8	Dispositivo de desconexión de energía de control	65	Regulador mecánico
9	Dispositivo de inversión	66	Relé de pasos
10	Conmutador de secuencia	67	Relé direccional de sobreintensidad de c.a.
11	Reservado para aplicaciones futuras	68	Relé de bloqueo
12	Dispositivo de exceso de velocidad	69	Dispositivo de supervisión y control
13	Dispositivo de velocidad síncrona	70	Reóstato
14	Dispositivo de falta de velocidad	71	Relé de nivel líquido o gaseoso.
15	Dispositivo regulador de velocidad o frecuencia	72	Interruptor de c.c.
16	Reservado para aplicaciones futuras	73	Contactador de resistencia de carga
17	Conmutador para puentear el campo serie	74	Relé de alarma
18	Dispositivo de aceleración o declaración	75	Mecanismo de cambio de posición
19	Contactos de transición de arranque a marcha normal.	76	Relé de sobreintensidad de c.c.
20	Válvula maniobrada eléctricamente	77	Transmisor de impulsos
21	Relé de distancia	78	Relé de medio de ángulo de desfase o de protección de salida de paralelo,
22	Interruptor igualador	79	Relé de reenganche de c.a.
23	Dispositivo regulador de temperatura	80	Relé de flujo líquido o gaseoso
24	Sobre excitación	81	Relé de frecuencia
25	Dispositivo de sincronización o puesta en paralelo	82	Relé de reenganche de c.c.
26	Dispositivo térmico	83	Relé de selección o transferencia del control automático
27	Relé de mínima tensión	84	Mecanismo de accionamiento
28	Detector de llama	85	Relé receptor de ondas portadoras o hilo piloto
29	Contactador de aislamiento	86	Relé de enclavamiento
30	Relé anunciador	87	Relé de protección diferencial
31	Dispositivo de excitación separada	88	Motor o grupo motor generador auxiliar
32	Relé direccional de potencia	89	Desconectador de línea
33	Conmutador de posición	90	Dispositivo de regulación
34	Conmutador de secuencia movido a motor	91	Relé direccional de tensión
35	Dispositivo de cortocircuito de las escobillas o anillos rozantes	92	Relé direccional de tensión y potencia
36	Dispositivo de polaridad	93	Contador de cambio de campo
37	Relé de baja intensidad o baja potencia	94	Relé de disparo o disparo libre
38	Dispositivo térmico de cojinetes	95	Reservado para aplicaciones futuras
39	Detector de condiciones mecánicas	96	Reservado para aplicaciones futuras
40	Relé de campo	97	Reservado para aplicaciones futuras
41	Interruptor de campo	98	Reservado para aplicaciones futuras
42	Interruptor de marcha	99	Reservado para aplicaciones futuras
43	Dispositivo de transferencia	50BF	Protección respaldo interruptor
44	Relé de secuencia de arranque del grupo	50DZ	Protección de zona muerta (Dead Zone)
45	Detector de condiciones atmosféricas.	50STB	Protección de falla terminal Stub Bus, o Protección de tacón PTOC
46	Relé de intensidad para equilibrio o inversión de fases	50HS	Protección de cierre contra falla
47	Relé de tensión para secuencia de fase	87B	Protección diferencial de barras
48	Relé de secuencia incompleta	88B	Relé maestro para bloqueo, protección diferencial de barras
49	Relé térmico para máquina, aparato o transformador		
50	Relé instantáneo de sobre intensidad o de velocidad de aumento de intensidad		
51	Relé de sobreintensidad temporizado		
52	Interruptor de c.a.		
53	Relé de la excitatriz o del generador de c.c.		
54	Reservado para aplicaciones futuras		
55	Relé de factor de potencia		
56	Relé de aplicación del campo		
57	Dispositivo de cortocircuito o de puesta a tierra		

#### 4.6.2.4 SUBESTACIONES UNITARIAS

Una Subestación Unitaria es una integración de transformador, equipamientos eléctricos de protección, control y/o medida, y una estructura mecánica que permita mover, arrastrar y anclar todo el conjunto a piso. Explicando brevemente cada una de sus partes, una subestación unitaria está compuesta por:

- Transformador, desde 100kVA hasta 15MVA, y voltajes hasta 33KV.
- Celdas de media tensión y/o baja tensión, las cuales dependen del voltaje primario y secundario del equipo. Estas pueden contener: Celdas Metal clad o Metal enclosed compuestas por desconectadores al aire o en SF6, interruptores al vacío, fusibles, relés de protección, transformadores de medida, es decir, una gran gama de combinaciones de equipamiento eléctrico, las cuales se pueden integrar según el requerimiento o la prestación determinada.
- Base tipo skid o carro de arrastre, el cual permite arrastrar o mover la subestación de forma completa y práctica, resguardando su seguridad. Además, si fuese requerido, esta misma base puede ser diseñada para soportar el 100% del líquido refrigerante (aceite mineral, silicona o aceite vegetal FR3) en su totalidad, para que este no caiga al piso en caso de derrame y quede contenido en ella misma. (CH Transformadores, 2020).

A continuación, se muestran las partes principales de una subestación unitaria para interior o intemperie:



*Figura 4- 50. Partes principales de una subestación unitaria.*

## 4.7 PROBLEMAS RESUELTOS

### PROBLEMA 1

En una fábrica de productos plásticos, ubicada en Santa Ana se tiene una subestación de 300 kVA a 460/265 V. la carga actual de la subestación costa de:

Un tablero con motores equivalente a 80 kVA, y un transformador seco de 150 kVA 208/120 V secundario el cual maneja cargas de alumbrado, tomas y otras cargas, este transformador seco opera al 60% de su capacidad.

Debido a ampliaciones en la planta se instalará una planta de emergencia de 150 kVA Stand BY 208/120 V y nueva carga consistente:

- A- Una maquina extrusora posee un panel de control que contiene: las protecciones para un juego de tres resistencias monofásicas de 20 A 460 V c/u, el cual forman un arreglo trifásico. Un motor síncrono de 25 HP a 460 V, y un motor de 7.5 HP a 460 V.
- B- Un sub-tablero trifásico 208/120, con 50 computadoras 2 A/120 V cada una, 50 impresoras 3 A/120 V, con un factor de demanda de 0.5.
- C- Una bomba de agua de 5 HP trifásica letra código E 208 V, la cual se puede conectar también a 460 V.

Calcule:

- El porcentaje de carga final de la subestación principal, del transformador seco y carga del generador, en vista del incremento de carga.
- Dibujar el diagrama unifilar final con la nueva carga
- Calcular adicionalmente: protecciones primaria y secundaria del transformador principal
- Alimentador secundario del transformador principal
- El alimentador y protección principal de la extrusora

### Solución:

Calculando la potencia total del panel de la extrusora

La potencia total de las resistencias es:

$$P = V * I = 20(0.460)(3) = 27.6 \text{ kVA}$$

$$I_{resistencias} = \frac{27.6}{\sqrt{3}(0.460)} = 34.64 \text{ A}$$

Para el motor 25 HP 460 V, aplicando tabla 430.250, la corriente es:  $I = 34 \text{ A}$

por tanto, la potencia es:  $P = 34 * (0.460) * \sqrt{3} = 27.05 \text{ kVA}$

Para el motor 7.5 HP 460 V, aplicando tabla 430.250, la corriente es:  $I = 11 \text{ A}$

por tanto, la potencia es:  $P = 11 * (0.460) * \sqrt{3} = 8.75 \text{ kVA}$

La potencia total es  $P_{total} = 27.60 + 27.05 + 8.75 = 63.44 \text{ kVA}$

Para el sub-tablero trifásico 208/120 V, aplicando el factor de demanda, la potencia es:

$$P_{total} = (50(2)(120) + 50(3)(120)) * 0.5 = 15 \text{ kVA}$$

Para la bomba de agua de 5 HP a 460 V, aplicando tabla 430.250, la corriente es:  $I = 7.6 \text{ A}$

$$\text{por tanto, la potencia es: } P = 7.6 * (0.460) * \sqrt{3} = 6.05 \text{ kVA}$$

La demanda de potencia que el transformador de 150 kVA tendrá es: 60% de demanda actual, el cual equivale a 90 kVA, más 15 kVA de la nueva carga la cual suma 105 kVA totales ó el 70 % de la capacidad total del transformador.

El generador su potencia nominal es de 150 kVA, dado a que alimentará al transformador seco de 150 kVA, también estará cargado al 70 % de su capacidad nominal

### Para el transformador de 300 kVA

El porcentaje al cual estará cargado es:

$$P_{total} = P_{extrusora} + P_{trafo\ seco} + P_{bomba\ de\ agua\ 5\ HP} + P_{tablero\ de\ motores}$$

$$P_{total} = 63.44 + 105 + 6.02 + 80 = 254.6 \text{ kVA} \quad \% \text{ de carga} = \frac{254.6}{300} * 100 = 84 \%$$

La corriente en el lado primario del transformador es:

$$I_{primario} = \frac{300}{\sqrt{3}(13.2)} = 13.12 \text{ A} \quad \text{ahora } 13.12 * 1.25 = 16.4 \text{ A}; \text{ por tanto, el fusible es de 15 ó 20 A}$$

La corriente en el lado secundario del transformador es:

$$I_{secundario} = \frac{300}{\sqrt{3}(0.460)} = 376.5 \text{ A, el circuit breaker puede ser de 400 A / 3 P}$$

El alimentador del lado secundario del transformador principal es:

Aplicando la tabla 310.15 (B), del NEC 2017

Los conductores calibre 3/0, soportan una corriente de 260 A, por tanto, serán dos conductores por cada fase:  
6 conductores #3/0 dos por cada fase más 2 # 1/0, en dos tuberías de 3''

Para el alimentador de la extrusora: la corriente que demanda es:

$$I = 125 \% I_{M\ 25HP} + I_{M\ 7.5\ HP} + I_{resistencias}$$

$$I = 1.25 * 34 + 11 + 34.64 = 88.14 \text{ A}$$

Aplicando tabla 310.15 (B), el conductor # 4 soporta una corriente de 105 A, por tanto:

3 conductores # 4, uno por cada fase más 1 # 8, en tubería de 1 1/4''

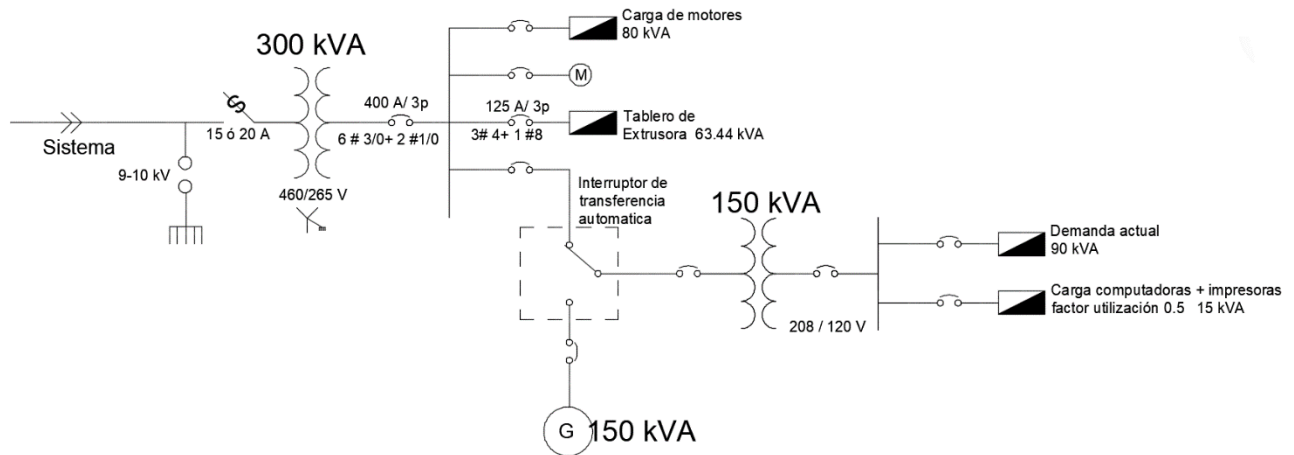
El circuit breaker de la extrusora es:

$$I_{CB} = 200 \% I_{M\ 25HP} + I_{M\ 7.5\ HP} + I_{resistencias}$$

$$I_{CB} = 2 * 34 + 11 + 34.64 = 113 \text{ A, por tanto, el CB es de 125 A / 3P}$$



A continuación, se presenta el diagrama unifilar final:



### PROBLEMA 2

Un transformador monofásico 240/120 V tiene conectado en la fase A, 24 focos de 100 W @ 120 V, y en la fase B, 24 focos 50 W @ 120 V, y ente las fases A y B, una cocona de 7200 W @ 240 V, calcule la corriente de neutro y la corriente de cada fase:

**Solución:**

Corriente entre fase A y neutro:  $I = \frac{24 \cdot 100}{120} = 20A$

Corriente entre fase B y neutro:  $I = \frac{24 \cdot 50}{120} = 10 A$

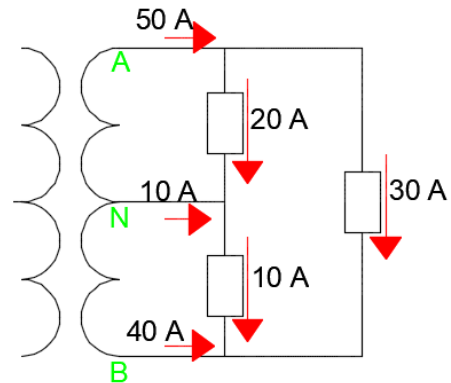
Corriente entre fase A y fase B:  $I = \frac{7200}{120} = 30 A$

Ahora:

La corriente de la fase A es: **50 A**

La corriente de la fase B es: **40 A**

La corriente de neutro es: **10 A**



### PROBLEMA 3

Un banco de transformadores en Delta 240/120, con tres transformadores de 75 kVA cada uno, maneja una carga de 225 kVA trifásica, si se quema uno de los transformadores: calcule la carga al cual debe reducirse como mínimo para no sobrecargar las otras dos unidades al operar en Delta abierta.

Para transformador 1:

$$KVA_{\Delta abierta} = 0.577 KVA_{3\phi} + 100\% KVA_{1\phi}$$

Para transformador 2:

$$KVA_{\Delta abierta} = 0.577 KVA_{3\phi}$$

Ahora:  $75 kVA = 0.577 KVA_{3\phi}$

$$KVA_{3\phi} = \frac{75 \text{ kVA}}{0.577} = 129.98 \text{ kVA};$$

por tanto, el valor mínimo al que debe reducirse la carga es: **130 KVA<sub>3φ</sub>**

#### PROBLEMA 4

En un transformador de 50 kVA, 13.2/7.6 kV, 240/120 V, se efectúa una prueba de polaridad aplicando 240 V en el primario. Si la polaridad es sustractiva, calcule el voltaje medido entre el primario y el secundario

Solución:

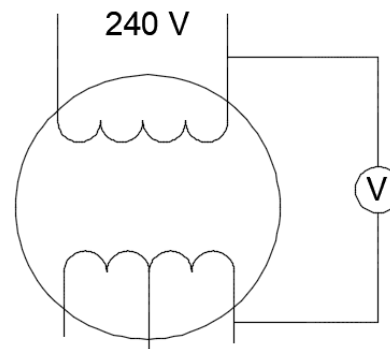
Calculando la relación de transformación:

$$n = \frac{7600}{240} = 31.67;$$

$$\text{ahora: } \frac{240}{31.67} = 7.578 \text{ V}$$

Como la polaridad es sustractiva:

$$(240 - 7.578)V = \mathbf{232.42 \text{ V}}$$



#### PROBLEMA 5

Si por error conecto un transformador monofásico 23/13.2 kV, 240/120 V a una línea 13.2 /7.6 kV. Calcule el voltaje en el secundario del transformador:

Solución:

Calculando la relación de transformación:

$$n = \frac{13.2}{0.240} = 55;$$

$$\text{ahora: } \frac{7600}{V_2} = 55 ;$$

$$V_2 = \frac{7600}{55} = 138.18 \text{ v}_{ll};$$

$$\text{el voltaje línea neutro es } v_{ln} = \frac{v_{ll}}{2} = \mathbf{69.09 \text{ V}}$$

## REFERENCIAS

- [1] Rodriguez, G. (13-15 de Abril de 2016). Curso de Transformadores. 5-10. San Salvador, El Salvador .
- [2] Wilcatec. (20 de noviembre de 2020). *Wilcatec* . Obtenido de Wilcatec Web Site: <https://wilcatec.com/>
- [3] IEEE. (2000). *Standard General Requeriments for Liquid- immersed Distribution, Power and Regulating Transformers*. New York, USA: ISBN.
- [4] Molina, V. M. (2012). Transformador tipo pedestal de distribucion . *Energy Magnagement* , 1-3.
- [5] PROLEC. (1 de 12 de 2020). *Prolecg.com*. Obtenido de <http://prolecge.com/es/industrias/manufactureras/>
- [6] Rimel. (2006). *Rimel Ingenieria Electrica LTDA*. Obtenido de [www.rymelcr.net](http://www.rymelcr.net)
- [7] AREATECNOLOGIA. (25 de septiembre de 2020). *Areatecnologia*. Obtenido de Areatecnologia.com: <https://www.areatecnologia.com/electricidad/transformador-trifasico.html>
- [8] AREATECNOLOGIA . (6 de agosto de 2021). *Areatecnologia* . Obtenido de Areatecnologia.com : <https://www.areatecnologia.com/electricidad/magnetotermico.html>
- [9] Schneider Electric. (7 de agosto de 2021). *Schneider Electric*. Obtenido de Schneider Electric.com: [https://www.se.com/ww/resources/sites/SCHNEIDER\\_ELECTRIC/content/live/FAQS/290000/FA290198/es\\_ES/Curvas%20disparo%20aparamenta%20modular%20Acti9.pdf](https://www.se.com/ww/resources/sites/SCHNEIDER_ELECTRIC/content/live/FAQS/290000/FA290198/es_ES/Curvas%20disparo%20aparamenta%20modular%20Acti9.pdf)
- [10] PEI. (02 de octubre de 2019). Fusible de expulsion tipo bayoneta. Obtenido de [www.provelectrica.com](http://www.provelectrica.com)
- [11] Industrias Electricas RMS S.A. (2020). *Carpeta Informativa*. El Belloto, Chile: r.m.s. s.a.
- [12] S&C Electric Company. (2020). *Boletin Descriptivo 242 - 32S*. S&C Electric Company.
- [13] S&C Electric Company. (2019). *Boletin Descriptivo 451 - 30S*. S&C Electric Company.
- [14] ELECIN S.A. (2 de agosto de 2021). Subestaciones eléctricas de transformación de media tensión. Perú.
- [15] Villajulca, J. C. (5 de agosto de 2021). *InstrumentacionyControl.NET*. Obtenido de [InstrumentacionyControl.NET: https://instrumentacionycontrol.net/](https://instrumentacionycontrol.net/)

[16] Coordinador Eléctrico Nacional. (5 de agosto de 2021). *Coordinador Eléctrico Nacional*. Obtenido de Coordinador Eléctrico Nacional: <https://www.coordinador.cl/>

[17] CH Transformadores. (20 de noviembre de 2020). *CH Transformadores*. Obtenido de CH Transformadores Web site: <https://www.transformadores.cl/>

# **CAPÍTULO 5**

## **SISTEMAS DE EMERGENCIA**

## 5.1 GENERALIDADES

En instalaciones industriales, comerciales, hospitales, etc., existen cargas en las cuales es necesario mantener el suministro de energía eléctrica en todo momento, aun si el suministro eléctrico brindado por la compañía distribuidora falla. Conocidas también como cargas “priorizadas”, algunos ejemplos de estas cargas son:

- Sistemas de seguridad (iluminación de emergencia, equipos automáticos de protección contra incendios, ventiladores de dispersión de humo, alarmas, etc.)
- En instalaciones industriales donde el equipo o maquinaria utilizada en la elaboración de diferentes productos debe permanecer siempre funcionando para evitar pérdidas de producción.
- En los centros de salud (Hospitales, clínicas, etc.) donde los diferentes equipos deben estar siempre funcionando ya que son elementos vitales para la vida de los pacientes.
- Supermercados, donde es necesario mantener alimentos congelados, aires acondicionados, elevadores, y otras cargas necesarias para la operación de este.

Con lo descrito anteriormente se hace evidente que se debe tener otras fuentes de suministro de energía, para garantizar la continuidad de las diferentes cargas que están siendo alimentadas.

Los sistemas de emergencia tienen la función de suministrar energía, cuando el sistema principal de alimentación falla por alguna razón, estos sistemas son accionados por motores de combustión interna diésel, gasolina o gas. En sistemas de emergencia de alta capacidad, se prefiere el diésel como combustible, por ser más económico, menos inflamable y tener un mayor poder calorífico en comparación a otros combustibles.

Los sistemas de emergencia deben tener la capacidad y el valor nominal adecuado para poder alimentar todas las cargas que funcionarán con este sistema, simultáneamente.

### 5.1.1 GRUPOS ELECTRÓGENOS

Están formados por un motor independiente, el cual hace girar un generador. Estos dispositivos contienen dos partes fundamentales: la que genera la electricidad y la que da la fuerza para la generación de esta.

Los grupos electrógenos son de potencias nominales superiores a los 10 kVA, son pesados y de dimensiones considerables, operan mediante un motor de combustión interna, el cual hace mover al generador eléctrico. Están formados por los elementos que se describen a continuación:



Figura 5- 1. Grupo electrógeno.

- Motor: proporciona la energía mecánica, haciendo girar el alternador y generar electricidad.
- Regulador del motor: mantiene una velocidad constante con relación a la carga a ser alimentada.
- Sistema eléctrico del motor.
- Sistema de refrigeración.
- Alternador, depósito de combustible, interruptor automático, etc.

En la figura 5-2, se muestra un diagrama eléctrico de un grupo electrógeno para mantener un suministro constante de energía a las cargas denominadas como “priorizadas”, conectado a través de un dispositivo de transferencia, el cual actúa en el momento que el suministro de energía de la distribuidora falla.

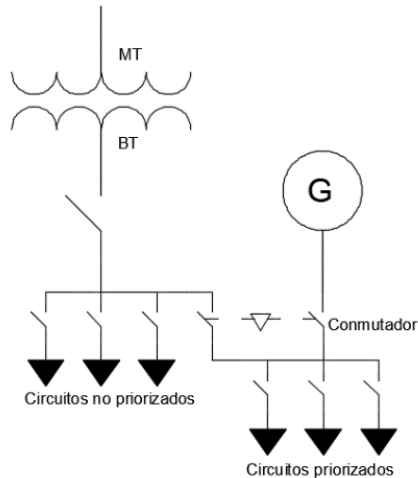


Figura 5- 2. Diagrama eléctrico de un grupo electrógeno alimentando cargas “priorizadas”.

### 5.1.2 CLASIFICACIÓN DE LAS PLANTAS DE EMERGENCIA

Las plantas de emergencia están constituidas principalmente por un grupo motor- generador, el motor normalmente es de combustión interna. El tamaño del generador y el motor impulsor se determina en función de la carga que será alimentada durante una interrupción en el servicio de energía eléctrica. El tipo de combustible para el motor impulsor puede ser gasolina, Diesel, gas y Bunker, dependiendo del tamaño de la máquina, siendo la gasolina el combustible empleado en capacidades pequeñas de 7.5 kW o menos. Se debe considerar las restricciones normativas del lugar de la instalación del grupo motor generador, así como otros aspectos tales como la ventilación del lugar, ruido, vibración, escape de gases de combustión, temperatura ambiente, humedad, capacidad del suelo, espacio para mantenimiento, acceso al equipo y llenado de combustible, ubicación de subestación y tableros principales etc.

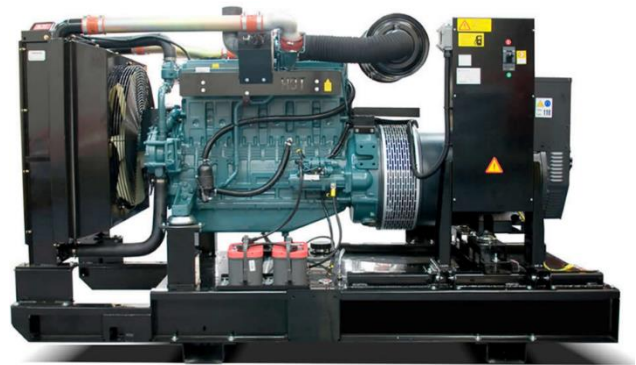


Figura 5- 3. Planta de emergencia.

Según Enríquez Harper (1995), “las plantas eléctricas de emergencia pueden ser para uso de hasta ocho horas con carga continua y admitir en forma eventual, sobrecargas por un lapso de media hora a una hora, siempre y cuando no excedan al 10% o 20% de su capacidad”.

Cabe mencionar la importancia que las plantas de emergencia solo deben alimentar aquellas cargas que son indispensables.

Para una instalación eléctrica en particular se debe hacer un estudio de las diferentes cargas instaladas, así determinar cuáles son las que se deben mantener siempre en operación, las sumamente esenciales.

Las plantas generadoras, por su instalación se pueden clasificar en:

- **Estacionarias:** son aquellas que se encuentran instaladas en un lugar fijo, están ancladas al piso.
- **Móviles:** estas se encuentran instaladas generalmente en remolques, para ser transportadas al lugar donde es requerida.

En la figura 5-4, se muestra un ejemplo de plantas estacionaria y móvil, respectivamente:

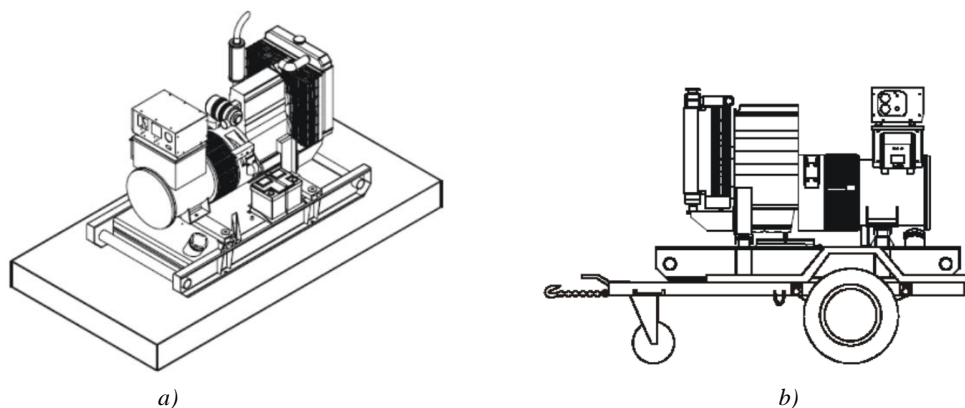


Figura 5- 4. a) planta estacionaria, b) planta móvil. Tomado de (COMPARC, 2005, p.3).

También pueden ser clasificadas por la forma en la que operan:

- **Manuales:** son las que en el momento donde se requiere su funcionamiento deben ser operadas manualmente para arrancar o parar.
- **Automáticas:** estas realizan la función de arranque y paro automáticamente.

Las plantas de emergencia también pueden ser clasificadas por su aplicación:

- **En espera (Stand By):** estas son utilizadas en lugares donde existe un suministro de energía eléctrica, y una falla en este suministro es crítico, entran en operación en minutos. Algunos lugares donde se instalan son: hospitales, elevadores, aeropuertos, centros comerciales, en la industria, etc. Según la Norma ISO 8528, estas no deben superar el 70% de la potencia nominal, además no debe superar un máximo de 500 horas por año.
- **Continuas o PRIME:** son las que son instaladas en lugares donde el suministro de energía eléctrica no existe. Según Norma ISO 8528, la potencia de salida de estas puede ser del 70% al 100%, para el 100% de horas de trabajo.



### 5.1.3 LOCALIZACIÓN Y MONTAJE DE UNA PLANTA DE EMERGENCIA

Un buen servicio de una planta eléctrica depende en gran medida de una buena localización en la proximidad del centro de carga eléctrica; debe estar ubicada en un lugar de fácil acceso con una buena ventilación e iluminación, así facilita las operaciones de mantenimiento y de alimentación de combustible. Si se encuentra en un cuarto cerrado, la puerta debe tener rejillas de ventilación para evitar sobrecalentamientos, si se encuentra instalada en la intemperie, se pueden usar cabinas especialmente diseñadas para operar al exterior, a prueba de lluvia, insonorizadas con el fin de disminuir el ruido producido por esta, cuando entra a funcionar.

El sitio donde será montada la planta eléctrica debe estar nivelado, es recomendable tener una cimentación apropiada, instalar soportes anti vibratorios, juntas de dilatación, acoples flexibles, etc. La instalación de la planta eléctrica debe realizarse con su apropiado sistema de puesta a tierra.

### 5.1.4 SISTEMA DE GASES DE COMBUSTIÓN, REFRIGERACIÓN, SILENCIADOR Y ESCAPE

En cualquier planta de emergencia, es necesario disponer de un tanque de combustible para almacenar este elemento como reserva. Las plantas que usan como motor impulsor a los llamados motores diésel, pierden por radiación de calor aproximadamente la tercera parte del poder calorífico del combustible; este calor producido se debe disipar por medio de los sistemas de refrigeración, el cual consiste en agua circulante que se hace pasar alrededor de los cilindros y otros elementos donde la temperatura debe ser controlada.

Algunos criterios a tomar en cuenta en cuanto a lo descrito anteriormente son:

- Cada máquina debe estar provista de un sistema de silenciador y escape, cuyas especificaciones hayan sido recomendadas por el fabricante.
- El silenciador puede ser de tipo crítico, residencial o industrial.
- El usuario debe instalar el equipo de silenciador y escape, de tal forma que el peso del mismo no sea ejercido sobre la máquina.
- El sistema de escape debe acabar en el exterior de la estructura donde los gases calientes o chispas se descargan sin peligro, alejados de ventanas y las tomas de aire fresco. Su recorrido no debe tener más de dos codos de radio amplio y tapa de lluvia.

### 5.1.5 CRITERIOS DE DISEÑO DE SISTEMAS DE EMERGENCIA

Según el NEC (2017), los sistemas de emergencia deben cumplir criterios de diseño, de los cuales algunos se describen a continuación:

**Identificación:** las cajas y elementos que componen los circuitos de emergencia deben ser marcados para su fácil identificación y reconocimiento como un componente de un circuito de emergencia.

**Alambrado:** El cableado desde una planta de emergencia o desde la protección de sobre corriente de dicha planta, hasta las cargas consideradas de emergencia, deben ser circuitos totalmente independientes de otro

cableado o equipos, y no deben compartir la misma canalización, cajas o gabinetes con cableado de otros circuitos.

**Diseño y ubicación del alambrado:** los circuitos de alambrado de emergencia se deben diseñar de modo que se reduzca al mínimo los riesgos de falla por: inundaciones, incendio, congelamiento, vandalismo, y otras condiciones adversas.

El cableado de los sistemas de emergencia debe ser realizado en canalizaciones metálicas separadas de las normales y evitar en lo posible el uso de tuberías plásticas en especial si son de material inflamable. Sin embargo, existen algunas excepciones que podrían hacerse al momento de diseñar estos sistemas, a continuación, se describen algunos lugares en donde los cables del sistema normal se instalan con cables del sistema de emergencia:

- La caja donde se encuentre el equipo de transferencia.
- No aplica cuando toda la carga está en emergencia.

A continuación, se presentan como ejemplo, las especificaciones técnicas para plantas generadoras proporcionadas por un fabricante de estos equipos:

MODELO	CAPACIDAD		POTENCIA B H P	TRANSFERENCIA (AMP)		CONSUMO COMB. LTS/HR @ 75% DECARGA	PESO SIN COMBUSTIBLE	DIMENSIONES (cm)		
	KW	KVA		220V	440V			LARGO	ANCHO	ALTO
PW 20 Y 20A	20	25	47	80	40	5.6	779 Kgs.	200	89	122
PW 30 Y 30A	30	37.5	47	125	60	7.0	779 Kgs.	200	89	122
PW 45 Y 45A	45	56.25	71	160	80	10.6	857 Kgs.	200	89	135
PW 50 Y 50A	50	62.5	99	200	100	12.2	920 Kgs.	200	89	147
PW 60 Y 60A	60	75	99	200	100	14.7	920 Kgs.	200	89	147
PW 100 Y 100A	100	125	165	400	200	20.6	1150 Kgs.	238	89	150

*Tabla 5- 1. Especificación de plantas generadoras. Tomado de (COMPARC, 2005, p.2).*

En la tabla 5-2, se presenta un ejemplo en particular para el motor de una planta generadora:

MODELO	3029DF120	4045DF150	4045TF150	6068TF150
INYECCIÓN	DIRECTA	DIRECTA	DIRECTA	DIRECTA
POTENCIA @ 1800 RPM	47 BHP	71 BHP	99 BHP	165 BHP
ENFRIAMIENTO	AGUA	AGUA	AGUA	AGUA
NO. DE CILINDROS EN LINEA	3	4	4	6
CAPACIDAD CÚBICA	2.9 Lts.	4.5 Lts.	4.5 Lts.	6.8 Lts.
FILTRO DE AIRE	SECO	SECO	SECO	SECO
ASPIRACIÓN	NATURAL	NATURAL	TURBOCARGADO	TURBOCARGADO
SISTEMA DE GOBERNACIÓN	MECÁNICA	MECÁNICA	MECÁNICA	MECÁNICA
CONSUMO DE COMBUSTIBLE A 75%	7 L/h	10.6 L/h	14.7 L/h	20.6 L/h
SISTEMA ELÉCTRICO	12 V.C.D.	12 V.C.D.	12 V.C.D.	12 V.C.D.

*Tabla 5- 2. Especificaciones de motor para una planta generadora. Tomado de (COMPARC, 2005, p.2).*

En la tabla 5-3, se presentan las especificaciones técnicas para un generador de una planta de emergencia:

VELOCIDAD	1800 RPM
FRECUENCIA	60 Hz
FACTOR DE POTENCIA	1.0 - 0.8
ACOPLAMIENTO AL MOTOR	DIRECTO, CON DISCOS FLEXIBLES DE ACERO
CONMUTACIÓN	SIN ESCOBILLAS
TIPO DE REGULADOR	ELECTRONICO (CON UNA VARIACIÓN DE +/- 1% ENTRE EL VOLTAJE DE VACIO Y CARGA NOMINAL)
TIPO DE AISLAMIENTO	H (NEMA)
ACABADO	CON BARNIZ (TROPICALIZADO) A PRUEBA DE GOTEÓ
ENFRIAMIENTO	VENTILACIÓN FORZADA
CERTIFICACIONES	C.S.A , CE

Tabla 5- 3. Especificaciones técnicas para el generador de una planta de emergencia. Tomado de (COMPARC, 2005, p.2).

En la figura 5-5, se presenta un ejemplo de un diagrama eléctrico de una planta de emergencia:

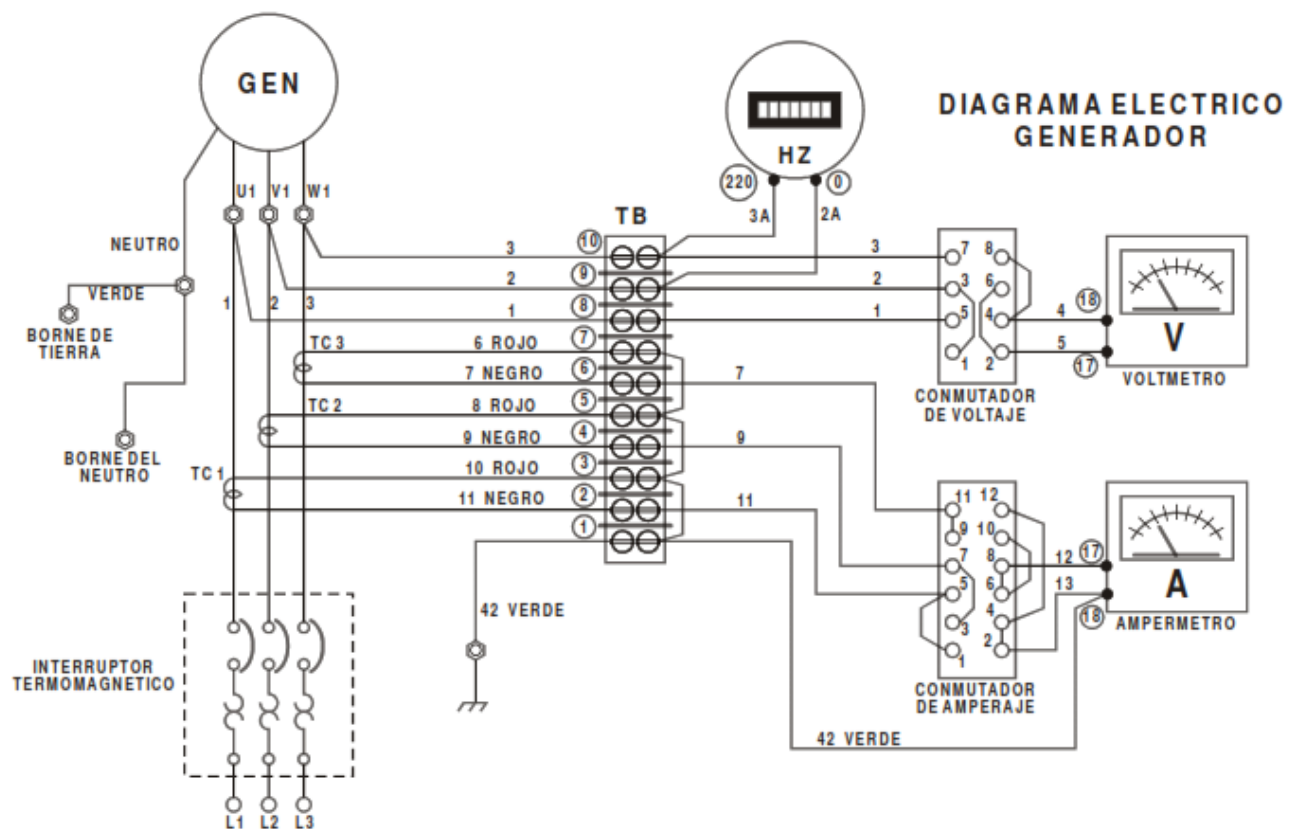


Figura 5- 5. Diagrama eléctrico de un generador de una planta de emergencia.

En la figura 5-6, se presentan los datos de placa y un tablero de control con los parámetros eléctricos mínimos de un tablero análogo de una planta de emergencia; en específico de la marca F.G. WILSON:



a) tablero de mando y control b) datos de placa.

De la figura 5-6 (a), tablero de mando y control para una planta de emergencia análoga, se describen los diferentes elementos que lo conforman:

- A: Voltímetro:** indica el nivel de tensión al cual está generando la planta de emergencia.
- B: Indicador de frecuencia:** indica la frecuencia a la cual está trabajando la planta de emergencia.
- C: Amperímetro:** indica el nivel de corriente que está generando la planta de emergencia.
- D: Selector de tensión (voltímetro):** girando este elemento se puede determinar el nivel de tensión (medir) entre fases y entre cada una de las fases y el neutro.

E: **Horómetro:** indica el número de horas que ha estado trabajando la planta de emergencia, se utiliza para controlar las intervenciones de mantenimiento preventivo de la planta.

F: **Selector de corriente:** girando este elemento, se puede determinar el nivel de corriente que cada fase está aportando a la carga.

G: **Indicador de temperatura de operación:** indica la temperatura a la cual está operando la planta de emergencia.

H: **Indicador del nivel de tensión de las baterías,** para esta planta de emergencia en específico, el nivel de tensión de las baterías es de 24 V, si el nivel de tensión es inferior, se debe revisar las baterías.

I: **Indicador de presión de aceite,** indica el nivel de aceite de la máquina.

En la figura 5-6 (b), observamos los datos de placa de la planta de emergencia, estos son de suma importancia al momento de diseñar un sistema de emergencia y son proporcionados por el fabricante, los datos extraídos de la placa de la imagen son:

<b>Modelo:</b> DDC440E	<b>Número de serie:</b> 3674/D/4
<b>Potencia aparente:</b> 531 kVA	<b>Nivel de tensión:</b> 440/254 V
<b>Potencia activa:</b> 424.8 kW	<b>Corriente nominal:</b> 696 A
<b>Frecuencia:</b> 60 Hz	<b>Factor de potencia:</b> 0.8
<b>Revoluciones por minuto:</b> 1,800 RPM	<b>Número de Fases:</b> 3

### 5.1.6 DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN

Todos los motores, del grupo motor-generator, deben estar provistos de regulador de velocidad automático y además de los siguientes accesorios y dispositivos:

- **Motores de 10 Hp o más:**

- A.- Dispositivo de parada por temperatura elevada, de la camisa de los cilindros, o de los cilindros.
- B.- Dispositivo de parada por baja presión de lubricación por nivel de aceite.
- C.- Alarmas para A y B

- **Motores de 100 Hp o más:**

Además de los dispositivos indicados anteriormente, estos deben tener:

- A.- Dispositivo de parada automática por sobre velocidad.
- B.- Dispositivo de parada automática por alta temperatura del aceite de lubricación.
- C.- Dispositivo de parada remota.
- D.- Dispositivo remoto de corte de suministro de combustible.
- E.- Dispositivo remoto de parada de las bombas.

## 5.2 SISTEMAS DE TRANSFERENCIA

Al fallar el servicio de alimentación de energía eléctrica de la compañía que la suministra; la planta de emergencia entra en servicio en forma manual o automática. Lo ideal es que la planta entre en forma automática, así evitando interrupciones de largo tiempo para las cargas sumamente importantes.

El elemento que realiza este trabajo es denominado “interruptor de transferencia”. Generalmente son trifásicos y siempre se encuentran ubicados dentro de gabinetes, tal y como se observa en la figura 5-7. Su función es “transferir la carga de la línea de alimentación de la compañía distribuidora, a la planta de emergencia, cuando falle el suministro de la distribuidora”



*Figura 5-7. Interruptor de transferencia automático.*

A continuación, se describen algunos criterios a considerar para el interruptor de transferencia:

- El equipo de transferencia puede ser automático o manual y debe ser identificado para su reconocimiento inmediato en todo momento.
- Debe ser construido de tal forma que en ningún momento pueda ocurrir la interconexión de los circuitos de suministro normal y suministro de emergencia durante la operación de dicho equipo, de preferencia debe tener enclavamiento mecánico y eléctrico.
- El interruptor de transferencia puede ser provisto de contacto para apertura del conductor neutro o no.
- El interruptor de transferencia, debe instalarse de forma tal que su ubicación no incremente, innecesariamente la longitud del cableado entre carga, subestación y planta.

La capacidad del motor impulsor y del generador de la planta de emergencia, debe ser diseñado para absorber las cargas total o parcial, definidas como de emergencia. Si el sistema de emergencia absorbe la carga total de la instalación; el diagrama eléctrico es como el que se describe en la figura 5-8.

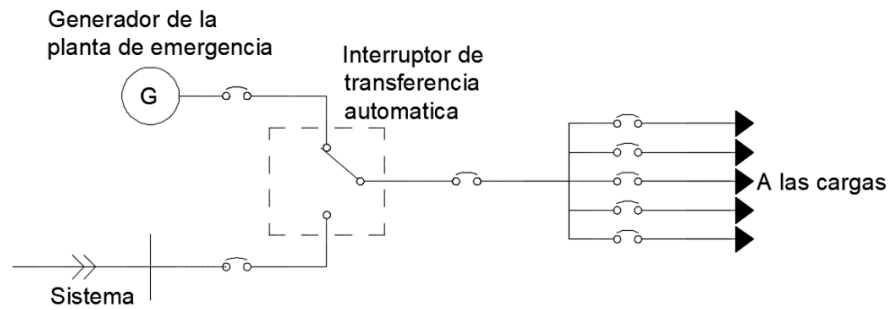


Figura 5- 8. Diagrama unifilar de un sistema de emergencia, absorbiendo la totalidad de las cargas. Tomado de (Harper, 1995).

Cuando solo se necesita transferir las cargas denominadas como esenciales al generador de la planta de emergencia, como, por ejemplo: circuitos de alumbrado, aire acondicionado, elevadores, centros de cómputo y datos, etc. Se utiliza la conexión tal y como se muestra en la figura 5-9.

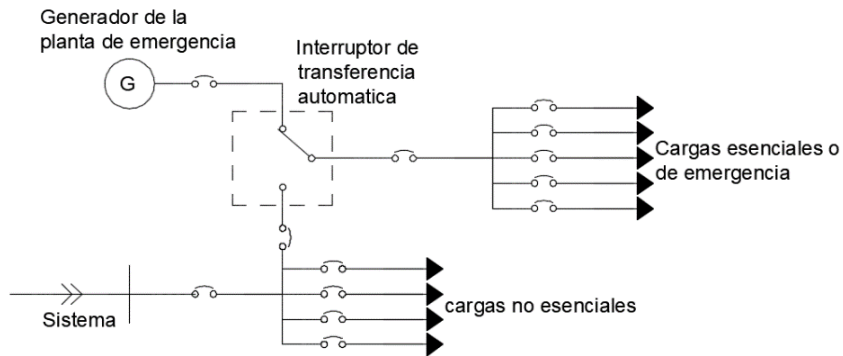


Figura 5- 9. Diagrama unifilar de un sistema de emergencia con cargas esenciales o de emergencia. Tomado de (Harper, 1995).

En las figuras 5-10, a y b, respectivamente, se muestran diagramas eléctricos de sistemas de emergencia, con varios interruptores de transferencia.

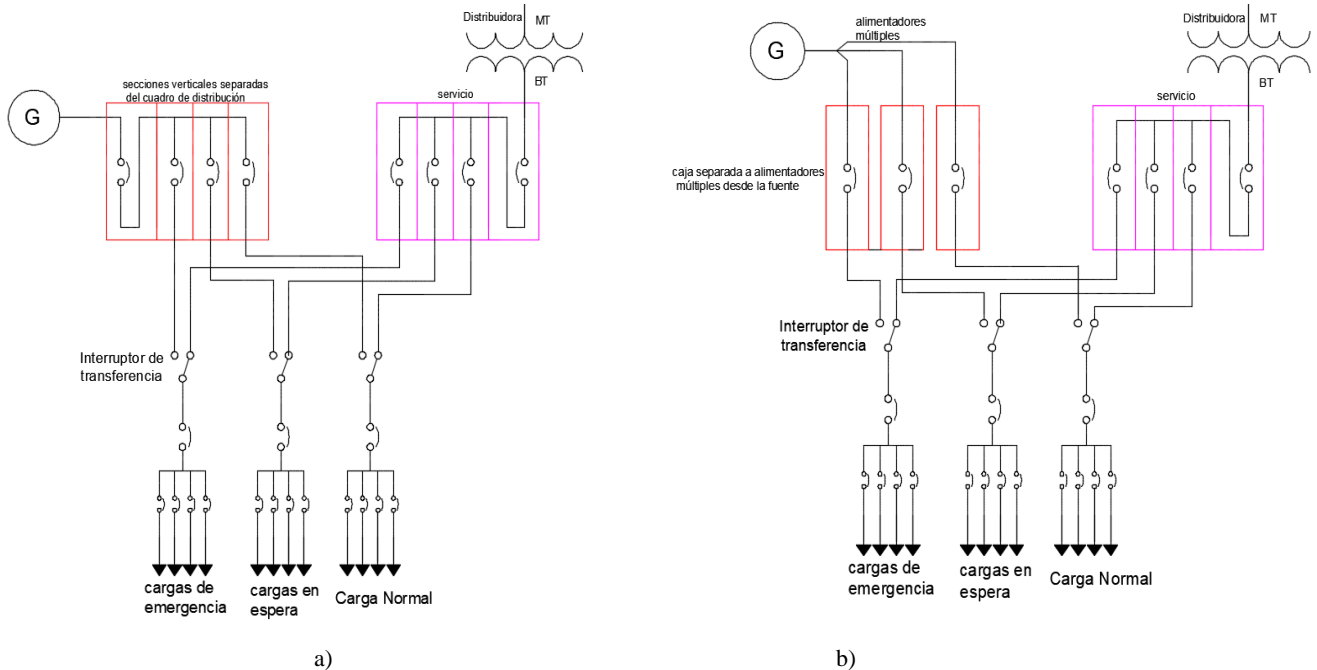


Figura 5- 10. Distribución con varios interruptores de transferencia. Tomado de (NFPA, 2011, p.1164).

### 5.2.1 CARGA DE LOS CIRCUITOS RAMALES DE EMERGENCIA

Las cargas que serán instaladas en los circuitos de emergencia deben ser claramente esenciales para el funcionamiento de la instalación, como se ha mencionado anteriormente. Ningún artefacto o luminaria debe ser conectado a los circuitos de emergencia, excepto los que han sido identificados para ese uso.

El local donde esté ubicada la planta de emergencia debe ser provista de alumbrado de emergencia conectado a la planta y de una luminaria de batería recargable para suministrar iluminación adecuada en caso de que falte la energía de la fuente normal de suministro.

El sistema de iluminación debe ser diseñado y construido de modo que en ningún momento se produzca la oscuridad total cuando falte el suministro de energía normal por haberse dañado una luminaria del sistema de emergencia.

## 5.3 SISTEMAS UPS

### 5.3.1 UPS OFF LINE (FUERA DE LÍNEA)

Se le denomina Off-Line porque el inversor se encuentra fuera del camino principal de la corriente, y se le llama Stand-By porque el Inversor se encuentra apagado, “en espera” de que se le requiera para encender.

El UPS “Off-Line” es el tipo de UPS más económico, ya que integra muy pocos componentes, el nivel de protección obtenido con este tipo de equipos también es muy limitado, pero en general se considera adecuado para protección de la computadora en el hogar ya que el costo de este elemento es bajo.



Figura 5- 11. UPS OFF LINE.

En la figura 5-12. Se muestra un diagrama unifilar de este sistema.

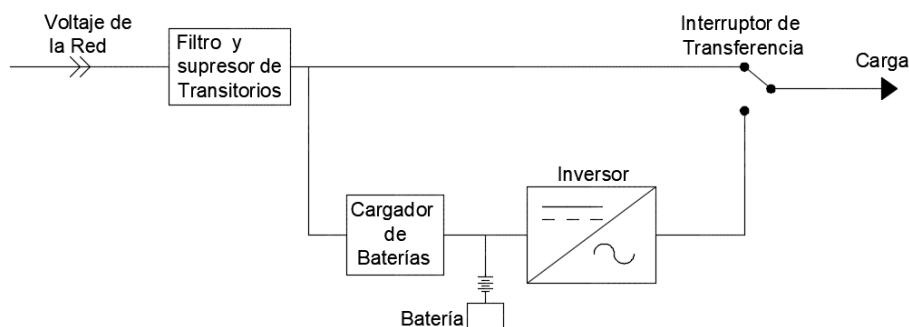


Figura 5- 12. Diagrama unifilar del sistema denominado “UPS OFF-LINE”. Tomado de (Estrada, s.f).

De la figura 5-12. Se puede apreciar que, en el modo normal de operación, el voltaje de alimentación es de un nivel tal que no hay necesidad que entre el Inversor a funcionar; por lo tanto, el voltaje de entrada pasa por el filtro y después energiza la carga a través del interruptor de Transferencia, el cual está normalmente cerrado tomando en cuenta que en este caso es un relevador.



La corriente fluye desde la entrada y hacia la carga, una pequeña cantidad de corriente es rectificada por el cargador de baterías y se utiliza para mantener la batería en “flotación”. De modo que el Inversor se encuentra apagado (en stand-by).

Cuando el voltaje del sistema falla, el relevador pasa al estado normalmente abierto, esto hace que la carga sea alimentada a través del inversor, el cual a su vez se activa alimentándose de las baterías. El tiempo que alimentará a la carga, depende de la capacidad de las baterías y de la carga que está siendo alimentada.

### 5.3.2 UPS STAND-BY CON REGULACIÓN DE VOLTAJE

Este sistema es similar al descrito anteriormente, sin embargo, incorpora una etapa de regulación de Voltaje que le permite alimentar a la carga con un voltaje regulado por lo que está más protegida, además permite un rango mayor de voltaje de entrada que acepta el UPS sin ir a baterías.

### 5.3.3 UPS ON-LINE

Este tipo de equipos es llamado “En Línea” debido a que el Inversor se encuentra dentro de la línea principal de energía y siempre se encuentra operando. Las principales ventajas de estos sistemas son:

- Cero tiempos de transferencia a la batería cuando la energía eléctrica falla.
- Protección completa durante la transferencia a generadores.
- La capacidad para grandes cargas y mayores tiempos de respaldo son significativos.



*Figura 5- 13. UPS ON-LINE.*

**Rectificador.** Esta etapa de rectificación se realiza con SCR (Silicon Controlled Rectifier) en español “rectificador controlado de silicio”, con el objeto de poder variar el ángulo de disparo de los rectificadores y de esta forma regular el voltaje de DC, el cual es filtrado con capacitores para mantener un nivel constante de tensión en la salida del rectificador.

El nivel de tensión regulado cumple dos objetivos principales:

- Mantiene a las baterías en flotación e incluso las recarga después de un corte de energía.
- Alimentar al Inversor para que este a su vez convierta la corriente directa del rectificador en corriente alterna.

### 5.3.4 MODOS DE OPERACIÓN DEL UPS ON-LINE

#### Modo normal:

En el modo normal de operación, el rectificador convierte la tensión de AC en DC, manteniendo constante el nivel de tensión y una pequeña cantidad de corriente alimenta las baterías, lo restante pasa a través del inversor, el cual convierte la tensión a AC nuevamente, para luego alimentar la carga. En este modo de operación, el interruptor 2 está abierto, por tanto, el Switch estático se encuentra apagado.

En la figura 5-14, se puede apreciar este modo de operación:

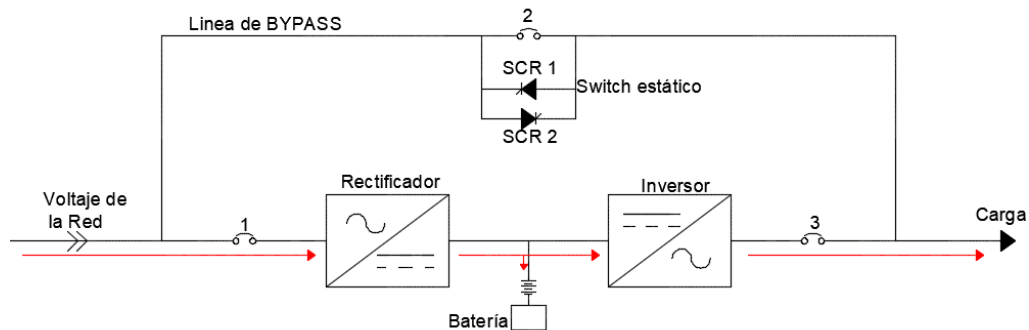


Figura 5- 14. Modo normal de operación para el UPS ON-LINE. Tomado de (Estrada, s.f).

#### Modo baterías:

En este modo de operación, el rectificador está apagado, ya que este opera con el voltaje del sistema, las baterías alimentan completamente la carga, el lapso de tiempo que permanecerá alimentando la carga, depende de la capacidad de las baterías (Amperios/Hora) y de la carga que está siendo alimentada. Cuando la carga de las baterías se ha agotado, el UPS se apagará, y volverá a operar hasta que se reestablezca el servicio de energía eléctrica.

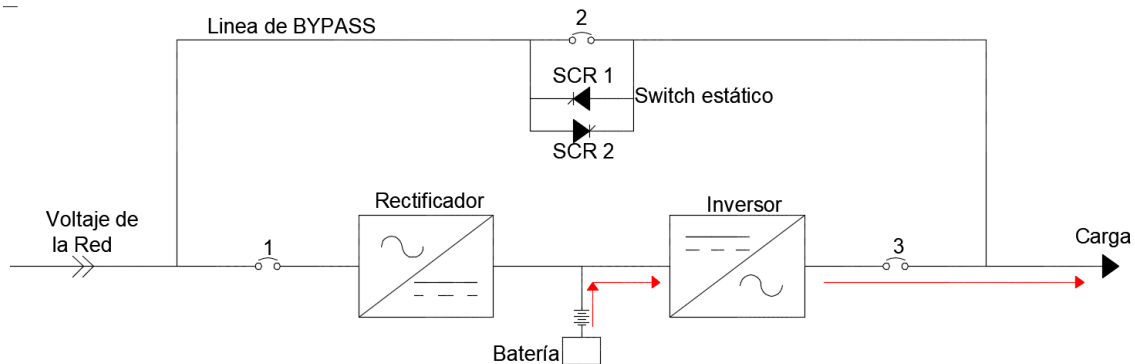


Figura 5- 15. Modo Batería para el UPS ON-LINE. Tomado de (Estrada, s.f).

### Modo BYPASS:

En esta configuración, si por algún motivo, ya sea porque hay un daño en el inversor, o una sobrecarga o sobre temperatura, este deja de operar. En este modo de operación, el interruptor 2, se encuentra cerrado, y el interruptor 3 abierto, el inversor esta desactivado. La línea de BYPASS es la encargada de energizar la carga. Cuando se requiere transferir a BYPASS, se necesita una gran velocidad y por ello se utiliza un Switch estático, el cual es un dispositivo electrónico. En la figura 5-16, se describe mejor este modo de operación.

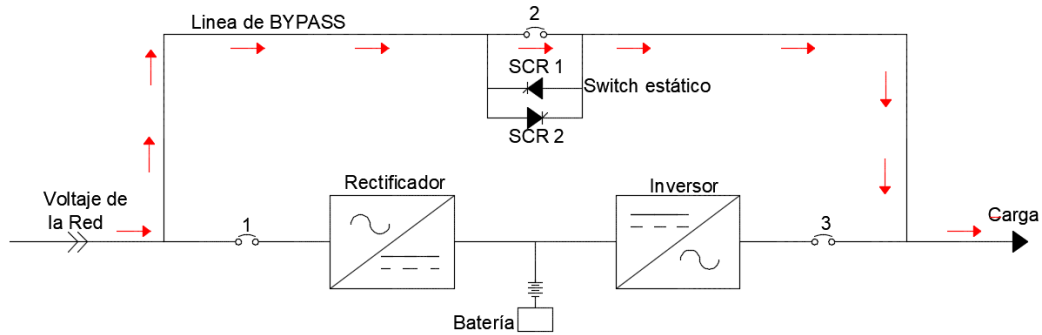


Figura 5- 16. Modo BYPASS para el UPS ON-LINE. Tomado de (Estrada, s.f).

En el diagrama de la figura 5-16, se puede observar la trayectoria de la corriente en Modo Bypass, el Rectificador y el Inversor pueden o no estar encendidos. Cuando el UPS está en el modo Bypass, no hay protección alguna para la carga. Este modo lo utiliza el UPS para evitar al máximo que la alimentación de la carga se vea interrumpida, por tal razón inmediatamente manda una alarma para alertar que se está en modo Bypass y que la carga esta desprotegida inclusive si por algún motivo hay corte de energía, no habrá protección de Baterías.

## 5.3.5 CONFIGURACIONES DE UPS

### 5.3.5.1 CONFIGURACIÓN UPS “DE CAPACIDAD” DE UN SOLO MÓDULO

Durante el mantenimiento, la carga es alimentada directamente de la red eléctrica. La figura 5-17, describe esta configuración:

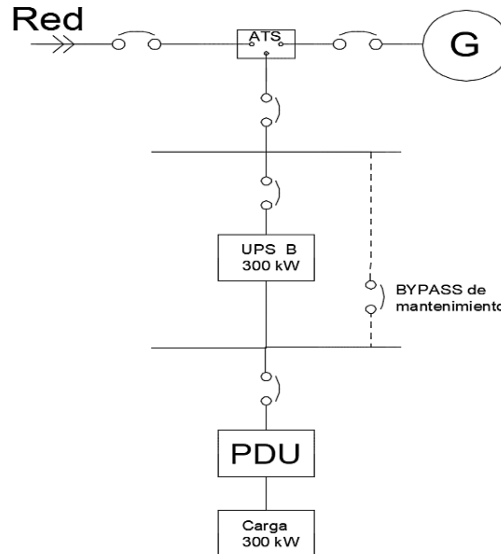


Figura 5- 17. Configuración de un solo módulo. Tomado de (McCarthy, Kevin, 2004).

Donde:

ATS significa: “Automatic Transfer Switch” (interruptor de transferencia automático), el cual permite la transferencia de alimentación eléctrica entre dos fuentes, cuando los equipos que serán energizados cuentan con una fuente única.

PDU: significa “Power Distributor Unit”, (unidad de distribución energética), es un dispositivo el cual permite conectar (energizar) varios dispositivos, cuando los toma corrientes, son limitados.

### 5.3.5.2 CONFIGURACIÓN DE UPS REDUNDANTE AISLADA

En esta configuración, existe un módulo UPS principal o primario el cual alimenta la carga. La UPS “secundaria” o “de aislación” alimenta el bypass estático de los módulos principales. Requiere que el módulo UPS principal tenga una entrada separada para el circuito de bypass estático.

Se puede realizar el mantenimiento de cualquiera de los dos módulos, esto se hace transfiriendo la carga al otro módulo. El bypass de mantenimiento es sumamente importante, ya que persiste el punto de falla único en la salida.

En esta configuración, no es necesario la sincronización, sin embargo, la operación de los BYPASS es crítica. Los equipos utilizados pueden ser de diferente marca o modelo. El módulo secundario debe ser capaz de controlar un incremento repentino de carga, cuando el módulo primario transfiere la carga al BYPASS. A continuación, en la figura 5-18, se presenta esta configuración:

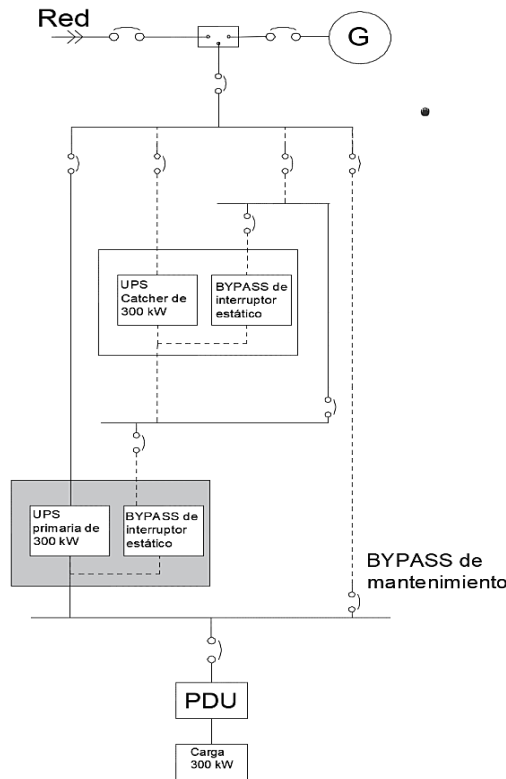


Figura 5- 18. Configuración de UPS redundante asilada. Tomado de (McCarthy, Kevin, 2004).

### 5.3.5.3 CONFIGURACIÓN DE UPS PARALELA REDUNDANTE (N+1)

Esta configuración permite que el sistema tolere las fallas de un módulo UPS, sin que se deba transferir la carga a la red eléctrica. En esta configuración debe considerarse que ambos módulos UPS deben ser de la misma capacidad, diseño, tecnología y configuración, conectados en paralelo.

Algunas ventajas son que las probabilidades de falla son menores en comparación con la configuración redundante asilada, además es posible configurar varias unidades en la misma instalación. La desventaja es que sigue teniendo puntos de falla únicos aguas arriba y aguas abajo del sistema UPS.

La figura 5-19, describe esta configuración:

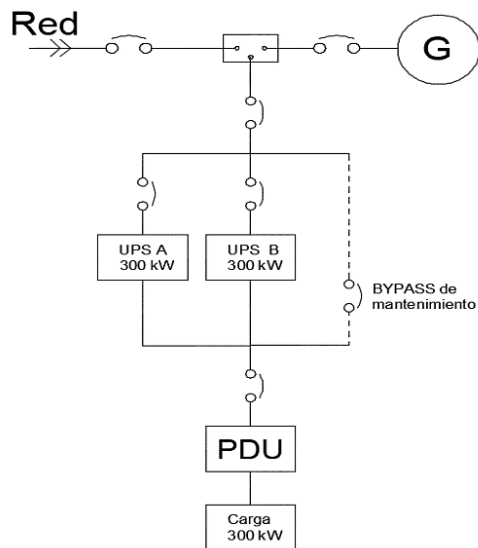


Figura 5- 19. Configuración UPS paralelo redundante. Tomado de (McCarthy, Kevin, 2004).

### 5.3.5.4 CONFIGURACIÓN DE UPS REDUNDANTE DISTRIBUIDA “CATCHER”

En esta configuración, el módulo 3, se conecta a la entrada secundaria de cada interruptor de transferencia estático STS y toma la carga ante cualquier falla de los módulos UPS primarios. Usualmente el módulo 3 no tiene carga. En la figura 5-20, se presenta esta configuración:

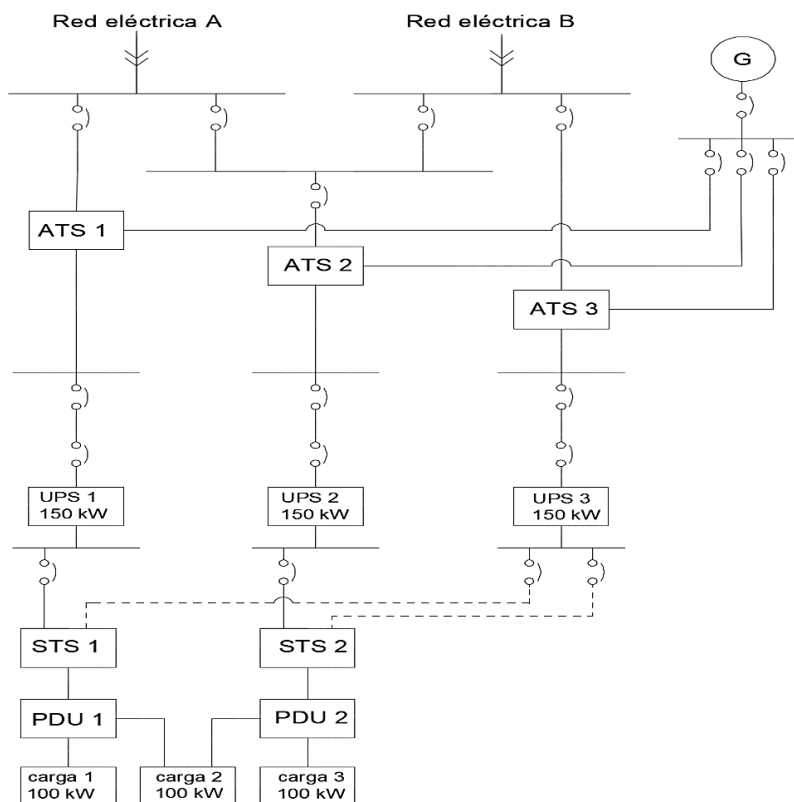


Figura 5- 20. Configuración redundante distribuida “catcher”. Tomado de (McCarthy, Kevin, 2004).

Donde:

STS significa “Switch de transferencia estática”, el cual permite realizar transferencias automáticas de energía en tiempos menores a los 10 ms, de una fuente principal a una de emergencia.

### 5.3.5.5 CONFIGURACIÓN DE UPS REDUNDANTE DISTRIBUIDA

Esta configuración, no incluye circuito de BYPASS de mantenimiento. La operación de STS es crítica, además el sistema se vuelve sumamente complejo. Esta configuración se elige generalmente para instalaciones grandes, donde se requiere mantenimiento concurrente y la mayoría de las de las cargas son de cable simple. Una ventaja es que puede realizarse el mantenimiento de los módulos UPS, el tablero de conmutación y otros equipos de distribución sin transferir la carga al modo de bypass. En la figura 24 se presenta esta configuración:

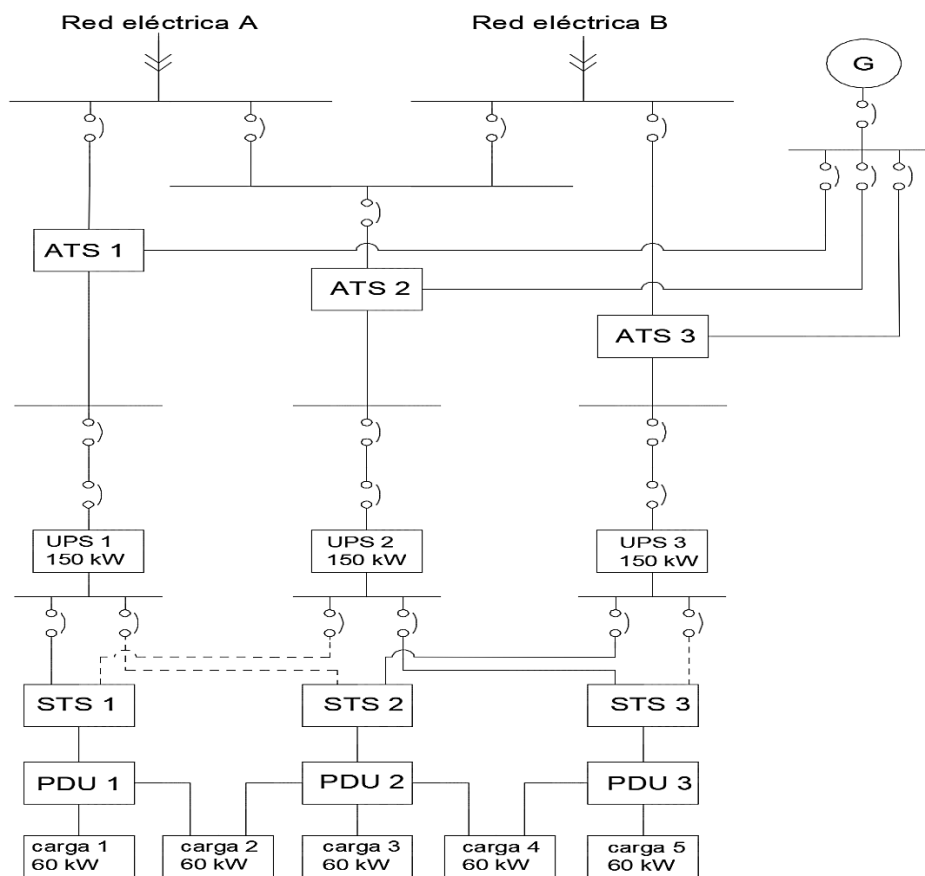


Figura 5- 21. Configuración de UPS redundante distribuida. Tomado de (McCarthy, Kevin, 2004).

La figura 5-21, muestra un diseño redundante distribuido con tres STS y la carga distribuida en partes iguales entre los tres módulos durante el funcionamiento normal. La falla de cualquiera de los módulos fuerza al STS a transferir la carga al módulo UPS que alimenta su fuente alternativa.

### 5.3.5.6 CONFIGURACIÓN DE UPS 2 (N+1)

Esta configuración, elimina considerablemente los puntos de falla posibles, además, es más confiable, sin embargo, su costo es elevado. Emplea dos UPS, paralelos redundantes, con tableros de conmutación y redes independientes. En la figura 5-22, se presenta esta configuración:

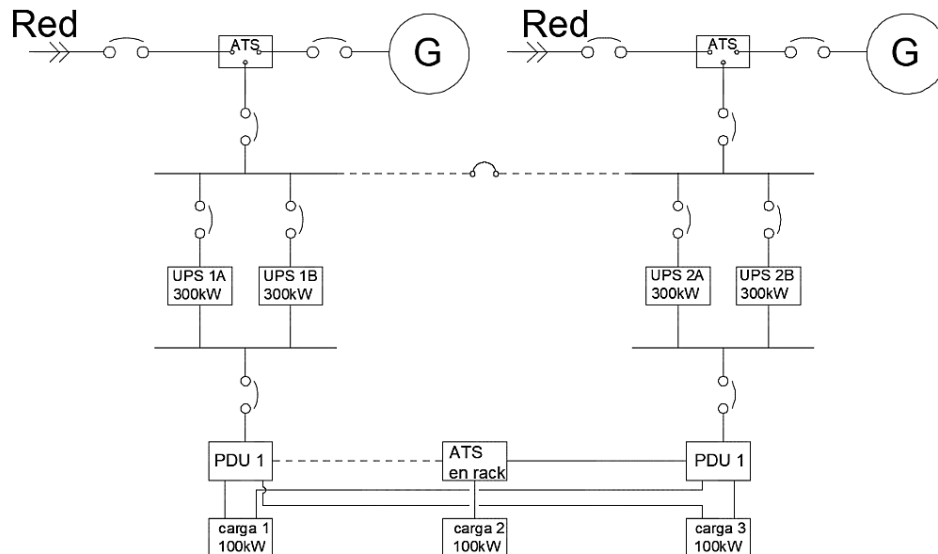


Figura 5- 22. Configuración de UPS 2(N+1). Tomado de (McCarthy, Kevin, 2004).

Sus principales ventajas son que esta configuración ofrece redundancia completa desde la entrada de la red eléctrica hasta las cargas críticas, además los dos caminos de energía hacen que no exista ningún punto de falla único; por lo tanto, tiene una alta tolerancia a las fallas. Su principal desventaja es el costo elevado, esto debido a que contiene gran cantidad de elementos redundantes.

#### RESUMEN:

Para dimensionar de una forma correcta una planta eléctrica se debe tener en cuenta lo siguiente:

**Su uso:** Dependiendo del tipo de ambiente en el cual operara, los cuales pueden ser: uso de emergencia o uso continuo.

**Tipo de conexión:** Esta puede ser: monofásica o trifásica.

**Potencia:** Es de suma importancia tener en cuenta el tipo de carga que será alimentada por la planta eléctrica. Debido a que, por ejemplo, si la carga a ser alimentada son motores; estos pueden ocasionar problemas ante un mal dimensionamiento, porque generan picos altos de corriente de arranque al momento de iniciar su funcionamiento generando posibles sobrecargas de la planta.

**Ubicación:** Es importante tener claro el lugar donde será instalada la planta de emergencia, debido a que estos equipos al operar a mayor altura sobre el nivel del mar, presentan mayores pérdidas de potencia, así como la temperatura ambiente, variara si está en recinto cerrado o a la intemperie o si se necesita ventilación forzada.

Si el circuito alimentado con una planta de emergencia no se diseña correctamente; podría ocasionar lo siguiente:



**Planta sobredimensionada:** Si la planta está sobredimensionada; podría presentarse carbonización y el equipo no tendrá un funcionamiento óptimo.

**Planta sobrecargada:** Estos equipos están diseñados para soportar condiciones de sobrecarga por un tiempo breve durante el arranque, lo ideal es que no se sobrecargue la planta eléctrica, ya que se puede incurrir en el recalentamiento del bobinado del alternador, la disminución de la viscosidad del aceite (espesor) con la resultante pérdida de presión del aceite y la reducción de la vida útil de la planta eléctrica.

## 5.4 EJERCICIOS RESUELTOS

- 1- Calcule la capacidad de la planta eléctrica para un centro de cómputo nivel de tensión 120 / 240 V, el cual consiste en las cargas que se describen a continuación:

Equipo	Potencia total
40 computadoras de escritorio 400 W/c. u	16 kW
10 lámparas led, cada una con 4 tubos de 18 W	0.72 kW
2 aires acondicionados 12,000 BTU c/u	7.04 kW
3 impresoras 200 W	0.6 kW
Otras cargas	1.5 kW
Potencia total	25.86 kW

La potencia total demandada por el centro de cómputo es de 25.86 kW, la planta de emergencia debe suministrar un nivel de tensión 120/240 V, de acuerdo a los datos proporcionados en la tabla de la figura 5; la planta de emergencia, puede ser de 30 kW, 37.5 kVA, accionado por un motor de 47 HP, cargada al 86.2% de su capacidad nominal.

A continuación, se presenta el diagrama unifilar del sistema de emergencia para el centro de cómputo:

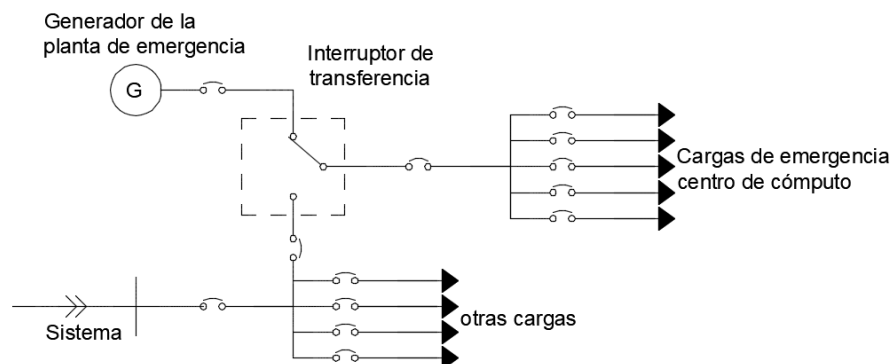


Figura 5- 23. Diagrama unifilar del sistema de emergencia para el ejemplo 1.

- 2- En la instalación de un hospital, se efectuó un estudio de cargas de emergencia, las cuales por ningún motivo deben ser interrumpidas del suministro eléctrico, estas cargas son:

Equipo	Potencia total
60 lámparas. 100 W c/u nivel de tensión 120 V	6 kW
Sala de quirófano, alimentador 2 kW, 460 V	2 kW
Equipo de laboratorio y diagnóstico, el cual demanda una potencia total de 15 kW, a 460 V	15 kW
1 motor jaula de ardilla, 7.5 HP, fp 0.8, 460 V; Aplicando la tabla, 430.250: I = 11 A	7.01 kW
2 motores jaula de ardilla, 5 HP, fp 0.8, 460 V Aplicando la tabla 430.250, I = 7.6 A	9.68 kW
Otras cargas 8 kW, a 120 V	8 kW
Potencia total	47.69 kW

En total la carga sumada es de 47.69 kW, de acuerdo al dato de las cargas, se puede seleccionar de los datos proporcionados en la tabla de la figura 5; una planta generadora de 60 kW, accionado por un motor de 99 HP, a 1800 RPM. La cual estaría cargada al 80 %, nivel de tensión 460 V.

En la figura 5-24, se presenta el diagrama unifilar del sistema de emergencia diseñado.

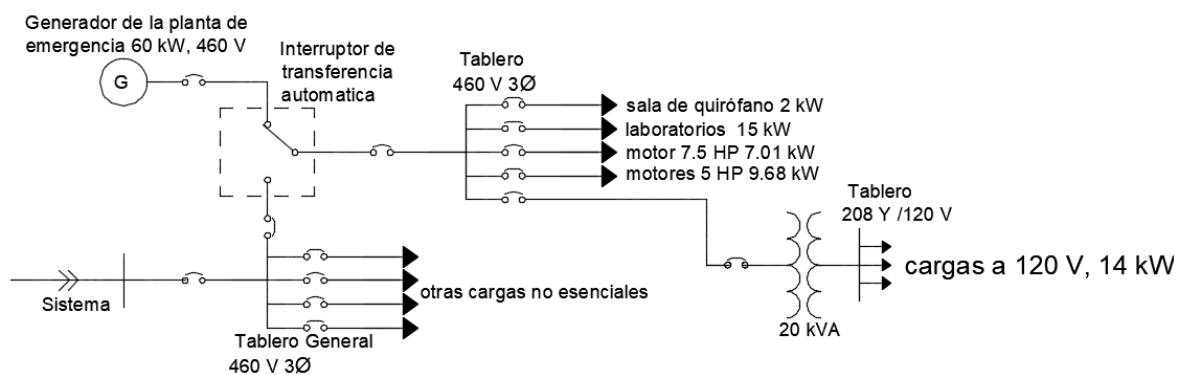


Figura 5- 24. Diagrama unifilar de sistema de emergencia para el ejemplo 2.

## EJERCICIO

Diseñar un sistema de emergencia el cual consiste en las cargas que se describen a continuación. Calcular protecciones de tableros y calibre de conductores, calcule la capacidad a la cual estará operando la planta de emergencia. Dibuje el diagrama unifilar del sistema de emergencia diseñado

30 lámparas. 4 x 17 W c/u nivel de tensión 120/240 V
Alimentador de un Ascensor el cual demanda una potencia de 12 kW, a 460 V
Equipo de aire acondicionado de 20000 btu, 208 V
1 motor jaula de ardilla, 15 HP, fp 0.8, 460 V;
2 motores jaula de ardilla, 2 HP, fp 0.8, 460 V
Otras cargas, 6 kW, a 120 V

## REFERENCIAS

- [1] Harper, E. (1995). *"El ABC de las instalaciones eléctricas industriales"*. México D.F.: Limusa Noriega Editores. Capítulo 7, Sistemas de emergencia, páginas 516 y 517.
- [2] COMPARC. (2005). Plantas Generadoras. *Manual de operación*, páginas 2 y 3.
- [3] NFPA, 70. (2017). *National Electrical Code*. Massachusetts: National Fire Protection Association. Sistemas de emergencia. Capítulo 7, Página 689.
- [4] Estrada, M. A. (s.f). *Electrónica Unicrom. "Operación en modo Bypass y Baterías de UPS On Line"*. Obtenido de [www.unicrom.com](http://www.unicrom.com).
- [5] McCarthy, Kevin. (2004). Comparación de configuraciones de diseño de sistemas SAI. Obtenido de [www.apc.com](http://www.apc.com)

# **CAPÍTULO 6**

## **SISTEMAS DE TIERRA**

## 6.1 LA RESISTENCIA A TIERRA Y LA RESISTIVIDAD

La puesta a tierra es muy importante en toda instalación eléctrica, las leyes establecen que tanto los edificios como las viviendas que sea construyan deben tener una instalación de puesta a tierra. La puesta a tierra o resistencia a tierra es una instalación de protección, cuyo fin es salvaguardar a las personas y a los equipos de cualquier descarga eléctrica que pueda producirse por alguna corriente de fuga, así como de las descargas de origen atmosférico. Para ello cada uno de los equipos, toma corrientes, luminarias con partes metálicas como, por ejemplo: lavadoras, refrigeradoras, deben estar debidamente unidos por un conductor de tierra a la red de tierra común.

Con un adecuado sistema de puesta a tierra, se consiguen los siguientes beneficios:

- Protección de las personas y equipo.
- Permitir la rápida activación de los dispositivos de protección.
- Proveer un sistema equipotencial.
- Permitir que la energía del rayo se disipe en forma segura.
- Reducir las interferencias electromagnéticas.

Se puede llegar a pensar que el electrodo es el elemento más importante de la puesta a tierra, sin embargo, el factor más importante es la resistividad del suelo, por tanto, es necesario conocerla para el cálculo y el correcto diseño del sistema de puesta a tierra. La resistividad del suelo es la propiedad que tiene este para conducir electricidad y se le conoce como la “resistividad específica del terreno”, se mide en Ohmios-metro.

Para obtener el valor de resistividad de un terreno se promedian los efectos de las diferentes capas que lo componen, debido a que la composición de estos no es uniforme en la mayoría de los casos, de este promedio se obtiene la llamada “Resistividad Aparente”.

Segun la Norma, el término “Resistividad” se define como: la resistencia que ofrece al paso de corriente un cubo de terreno de un metro por lado”, como se observa en la figura 6-1.

### 6.1.1 FACTORES QUE INFLUYEN EN LA RESISTIVIDAD

Ningun terreno es completamente homogéneo, ni posee las mismas propiedades, hay factores determinantes en la resistividad de cada uno, estos se describen a continuación:

- Sales solubles, es decir la cantidad de humedad, minerales y sales disueltas.
- Composición propia del terreno, arcilla, piedra suelta, talpetate, tierra negra.
- Estratigrafía, el terreno no es uniforme en sus capas.
- Granulometría, porosidad y poder retenedor de humedad.
- Estado higrométrico, contenido de agua y humedad.
- Temperatura, al disminuir la temperatura, por debajo de 0°C, la resistividad aumenta.
- Compactación, la resistividad del terreno disminuye al aumentar la compactación.

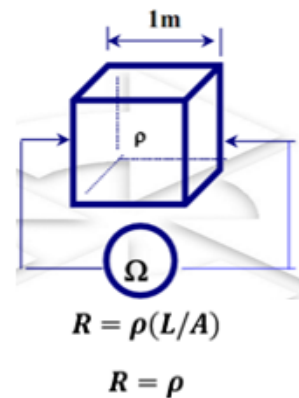


Figura 6- 1. Expresión matemática de Resistividad.

**Sales solubles:** la resistividad del suelo está determinada principalmente por su cantidad de electrolitos, los cuales se deben a la humedad, minerales y sales disueltas. Por ejemplo, para valores de 1% (por peso de sal (NaCl) o mayores, la resistividad es prácticamente la misma, pero, para valores menores de esa misma cantidad, la resistividad es muy alta.

**Composición del terreno:** depende de la naturaleza del mismo, por ejemplo, el suelo de arcilla normal tiene una resistividad de entre 40-500 ohm-m, mientras que un terreno rocoso posee una resistividad de 5000 ohm-m, por lo que un electrodo enterrado 3 metros en suelo de arcilla tendrá una resistencia a tierra mucho menor que el mismo electrodo enterrado 3 metros en suelo rocoso, en este último caso sería prácticamente imposible diseñar un sistema óptimo de puesta a tierra con un solo electrodo.

**Estratigrafía:** todo terreno posee diferentes capas, las cuales no son uniformes, por lo tanto, una varilla electrodo común de unos 3m de longitud estará en contacto con al menos con unas dos diferentes capas de suelo.

**Granulometría:** se refiere a la porosidad y a la capacidad de retención de humedad, así como a la calidad del contacto con los electrodos aumentando la resistividad mientras más grandes sean los granos de la tierra. Es por ello que la resistividad de la grava es superior a la de la arena, y el de esta mayor a la de la arcilla.

**Estado Higrométrico:** Es el contenido de agua y humedad del suelo e influye significativamente en la resistividad. La humedad varía con el clima, época del año, profundidad y el nivel freático. Por ejemplo, la resistividad del suelo se eleva considerablemente cuando el contenido de humedad se reduce a menos del 15% del peso de éste. Mientras que con un contenido de humedad superior al 15% causa que la resistividad sea prácticamente constante. Debido a que la resistividad varía en la época seca como en la época lluviosa, los sistemas de puesta a tierra deben ser diseñados tomando en cuenta la resistividad del peor de los casos posibles.

**Temperatura:** la resistividad es inversamente proporcional a la temperatura, a medida que la temperatura disminuye la resistividad del terreno aumenta, este aumento es aún más notorio a una temperatura de 0°C, debido a que a medida la cantidad de agua en estado de congelación es mayor, el movimiento de los electrolitos se va reduciendo, lo cual influye directamente en la resistividad del terreno.

**Compactación:** la resistividad del terreno disminuye al aumentar la compactación del mismo. Por lo cual siempre se procura instalar los electrodos en las partes más compactas del terreno.

## 6.1.2 MEDICIÓN DE LA RESISTIVIDAD ( $\rho$ ) DEL SUELO

La medición de la resistividad de un terreno determinado se realiza con el objetivo de encontrar la profundidad y grueso de la roca en estudios geofísicos, como también para encontrar las zonas optimas de instalación de la red de tierra de una subestación, sistema eléctrico, planta generadora o transmisora de radiofrecuencia. De igual forma se emplea para indicar el grado de corrosión de tuberías subterráneas. Por lo general los lugares con resistividad baja tienden a aumentar la corrosión.

Para el diseño de un sistema de tierras de gran tamaño, siempre se busca encontrar el área de más baja resistividad para lograr la instalación más económica. El perfil de la resistividad del suelo determina el valor de la resistencia a tierra y la profundidad de nuestro sistema de puesta a tierra.

Para medir la resistividad del suelo se requiere de un terrometro, también conocido como telurómetro o Megger de tierras de cuatro terminales.

Los telurómetros inyectan una corriente de frecuencia diferente de 60 Hz para evitar así que se midan corrientes y voltajes que no corresponden al aparato, ya que si en dado caso cerca del terreno donde se realizaran las mediciones de resistividad se encuentra una subestación o una línea de servicio, al medir con un aparato de 60 Hz, estos sistemas también inducirán corrientes a través del suelo debido a los campos electromagnéticos de 60 Hz y por tanto se tendrán medidas erróneas. Se debe ser cuidadoso al momento de conectar los electrodos de prueba, ya que si estos tienen falsos contactos seguramente obtendremos señales de corriente y voltaje falsas.



*Figura 6- 2. Telurómetro profesional de 4 puntos.*

En la actualidad estos medidores están diseñados para ser lo más precisos posibles y evitar errores de medición que nos costarían carísimo a la hora de realizar nuestros diseños de puesta a tierra. Estos dispositivos inteligentes poseen conductores blindados, coaxiales, tiene sistemas de filtrado, ya que cada una de las señales que mide es analizada, filtrada y luego proporciona la respuesta más precisa. Por ejemplo, al momento de realizar la medición este genera una señal de 100 Hz y mide, manda otra señal de 150 Hz y vuelve a medir, es decir inyecta un valor de corriente a diferentes frecuencias hasta que los valores de voltaje son cada vez más similares, en otras palabras, forma una estadística y obtiene un valor promedio.

Los telurómetros poseen cuatro terminales, dos de corriente (C1, C2) y dos de potencial (P1, P2), dispuestos en el aparato en el siguiente orden: C1, P1, P2, C2. Debido a que las mediciones obtenidas con un telurómetro son puntuales, es recomendado realizar dos juegos de mediciones perpendiculares entre sí, y otras dos más en diagonal a las primeras. Esto con el fin de obtener resultados más precisos, ya que es muy común encontrar valores muy dispares de resistividad en un mismo terreno, dependiendo de la geofísica de este. En la práctica se elabora una tabla con las lecturas obtenidas y se descartan los valores que estén 50% arriba o abajo del promedio aritmético de todos los valores medidos.

### 6.1.2.1 MÉTODO DE WENNER

Para medir la resistividad del suelo se requiere de un telurómetro o Megger de tierras de cuatro terminales. En la siguiente figura se muestra la disposición de los electrodos, así como la ubicación de las terminales de la fuente de corriente y del medidor de voltaje.

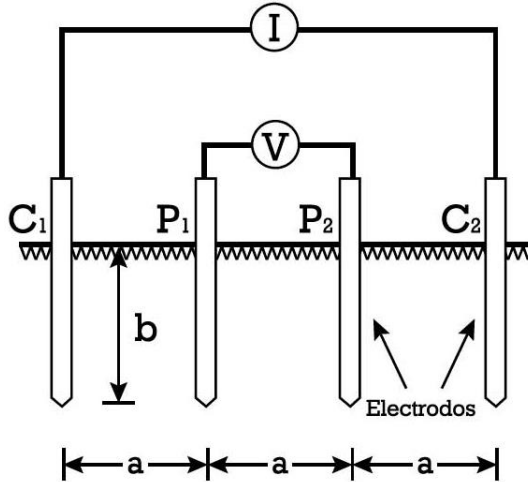


Figura 6- 3. Esquema de medición de la resistividad mediante el método de Wenner. Tomado de: (Gómez, 2021).

Para realizar la medición se utilizan cuatro electrodos que serán enterrados perpendicularmente a una profundidad “b” y separados uno del otro a una distancia “a”. El método consiste en inyectar una corriente directa o de baja frecuencia entre los dos electrodos exteriores “C1” y “C2”, la corriente circula a través de la tierra produciendo una diferencia de potencial entre los electrodos P1 y P2, al medir este voltaje, podemos obtener “la resistividad aparente del terreno” mediante la ley de ohm,  $R=V/I$ .

La resistividad está dada por la siguiente expresión:

$$\rho = \frac{4 \cdot \pi \cdot a \cdot R}{\left[ 1 + \frac{2 \cdot a}{(a^2 + 4 \cdot b^2)^{0.5}} - \frac{2 \cdot a}{(4 \cdot a^2 + 4 \cdot b^2)^{0.5}} \right]} \quad (1)$$

Donde:

P: Resistividad promedio a la profundidad (A) en ohm-m.

a: Distancia entre electrodos en metros.

b: Profundidad de enterrado de los electrodos en metros.

R: Lectura del telurómetro en ohms.

Si la distancia “b” es pequeña en comparación con la distancia de separación entre electrodos “a”, es decir  $a > 20b$ , se puede aplicar la siguiente formula simplificada:

$$\rho = (2\pi)(a)(R) \quad (2)$$

La resistividad obtenida como resultado de las ecuaciones (1) y (2) representa la **resistividad promedio** de un hemisferio de terreno en un radio igual a la separación de los electrodos.

Como se ya se mencionó, es recomendable realizar varias mediciones, en diferentes lugares y a 90 grados unas de otras, de tal forma que el promedio de estas proporcione un valor de resistividad lo más preciso posible.



### 6.1.2.2 MÉTODO DE SCHLUMBERGER

Este método es una versión modificada del método de Wenner, se emplean los cuatro electrodos, pero a diferencia del método de Wenner los electrodos de potencial P1 y P2 se mantienen con la misma separación “a”, es decir que para realizar las mediciones únicamente se varia la distancia de los electrodos exteriores o de corriente, a distancias múltiples “na” de la separación base de los electrodos internos. En la siguiente figura se puede observar la disposición de los electrodos:

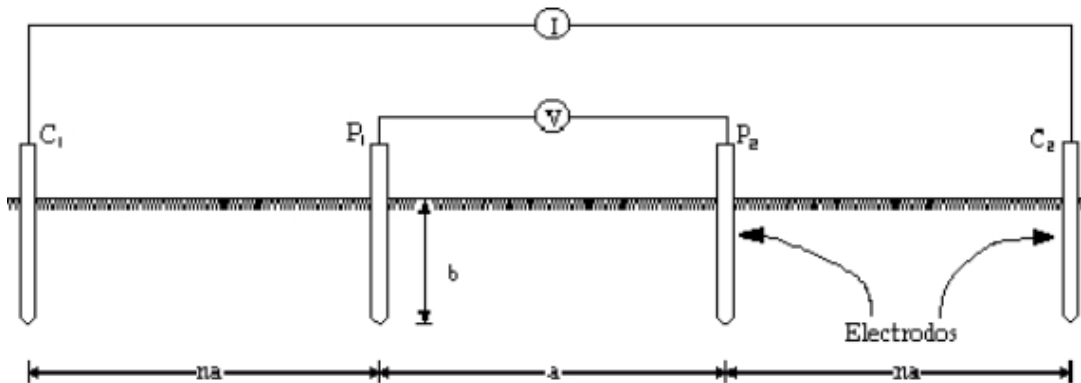


Figura 6- 4. Esquema de medición de la resistividad mediante el método de Schlumberger. Tomado de: (Gómez, 2021).

La expresión matemática para la resistividad con este método, está dada por la siguiente expresión:

$$\rho = 2 \cdot \pi \cdot R \cdot (n + 1) \cdot na$$

El método de Schlumberger es de gran utilidad cuando se requiere conocer las resistividades de capas más profundas y sin la necesidad de realizar muchas mediciones como sería el caso del método de Wenner. Un método recomendable cuando se dispone de aparatos de medición menos modernos, de igual forma siempre debe realizarse una serie de mediciones en sentido perpendicular una de otra para conseguir un valor más preciso sin que las lecturas se vean afectadas por alguna estructura subterránea o señales no deseadas.

### 6.1.2.3 DETERMINACIÓN DEL PERFIL DE RESISTIVIDAD DEL TERRENO

Para obtener el perfil de resistividad de algún terreno de interés, es necesario hacer una serie de mediciones a forma de obtener la resistividad promedio del mismo. Mediante un medidor de cuatro terminales y aplicando el método de Wenner, podemos obtener diferentes mediciones de resistividad variando la distancia de separación “a” entre electrodos. Se recomienda efectuar dos juegos de mediciones en forma perpendicular: Norte – Sur y Este – Oeste, en la práctica, no se recomiendan separaciones “a” mayores de 8m, para profundidades de exploración de 6m.

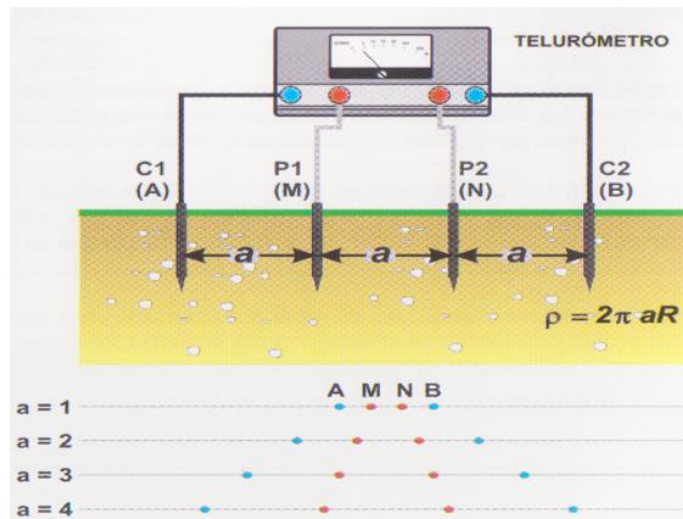


Figura 6- 5. Aplicación de método de Wenner para obtener el perfil de resistividad del terreno.

En la figura 6-5, tenemos la ilustración de una serie de variaciones de la distancia de separación “a” entre los electrodos, al momento de aplicar el método de Wenner para obtener el perfil de resistividad del terreno. A continuación, se presenta un ejemplo de los resultados obtenidos al medir la resistividad de un lugar en específico, aplicando el método de Wenner.

La tabla 6-1, es un ejemplo del formato que puede usarse para la recolección de datos obtenidos mediante las mediciones respectivas, al realizar un estudio de resistividad del suelo en un lugar determinado.

ESTUDIO DE RESISTIVIDAD DEL SUELO						
SITIO		ESTADO DEL TERRENO		Húmedo		
CIUDAD	Vereda Llano del Carmen	COLOR DEL SUELO		Negro		
CLIENTE		MÉTODO DE MEDICIÓN		Wenner		
Profundidad de exploración (m)	Separación (m)	Resistencia (Ω)		ρ (Ω.M)		ρ (Ω.M) Promedio
		N - S	E - O	N - S	E - O	
0.75	1	3839	3920	24121.15	24630.09	24375.62
1.5	2	1072	1200	13471.15	15079.64	14275.4
2.25	3	273	266	5145.93	5013.98	5079.96
3	4	140	144	3518.58	3619.11	3568.85
3.75	5	57	49	1790.71	1539.38	1665.04
4.5	6	38	41	1432.57	1545.66	1489.11
5.25	7	16	14	703.72	615.75	659.73
6	8	12.5	10.5	628.32	527.79	578.05

Tabla 6- 1. Ejemplo de formato para la tabulación de datos sobre el estudio de resistividad del suelo de un lugar determinado.

En la tabla 6-1, observamos que se detallan las principales características del terreno, la ubicación del mismo y el método utilizado. Los datos tabulados son: la profundidad de exploración, la separación entre electrodos, los valores de resistencia obtenidos para dos juegos de mediciones, una en dirección Norte – Sur y otra en

dirección Este – Oeste, la correspondiente resistividad aparente calculada para cada una de las mediciones, por último, el promedio de estos valores de resistividad.

El perfil de resistividad se elabora con los datos de profundidad de exploración y la resistividad aparente promedio. Para este caso el perfil de resistividad obtenido se muestra en la figura 6-6.



Figura 6-6. Perfil de resistividad obtenido mediante la aplicación del método de Wenner.

A continuación, se presentan otros ejemplos de perfiles de resistividad par diferentes tipos de terrenos



Figura 6-7. Perfil de resistividad 1. Tomada de: (Gómez, 2021).

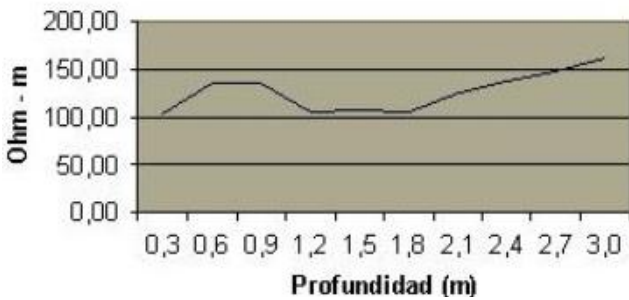
El perfil de resistividad de la figura 6-7 corresponde a un terreno con capa superficial arcillosa y húmeda, capa inferior rocosa. Por el comportamiento de la gráfica este es un perfil de resistividad ascendente, es necesario estudiar ambas capas para obtener una simulación acertada de su comportamiento.



Figura 6-8. Perfil de resistividad 2. Tomada de: (Gómez, 2021).

Este perfil de resistividad fue el obtenido para un terreno de capa superficial muy seca y capa inferior arenosa. Tenemos que para este tipo de suelo el perfil de resistividad es descendente, al igual que en el caso anterior es necesario estudiar ambas capas para obtener dicho perfil.

### PERFIL DE RESISTIVIDAD



El siguiente perfil corresponde a un terreno rocoso y seco, para este caso se tiene un perfil de resistividad con comportamiento plano. A diferencia de los casos anteriores, para la obtención de este puede usarse la resistividad promedio.

Figura 6- 9. Perfil de resistividad 3. Tomada de: (Gómez, 2021).

La siguiente tabla contiene los valores aproximados de resistividad para diferentes tipos de suelos, es importante mencionar que los suelos con menor resistividad presentan mayores problemas de corrosión.

NATURALEZA DEL TERRENO	RESISTIVIDAD ( $\Omega$ -m)
Terreno pantanoso	Hasta 30
Limo	20 a 100
Humos	10 a 150
Turba Húmeda	5 a 100
Arcilla Plástica	50
Margas y arcillas compactas	100 a 200
Margas de juásico	30 a 40
Arena arcillosa	50 a 500
Suelo pedregoso cubierto de césped	300 a 500
Suelo pedregoso desnudo	1500 a 3000
Caliza blanda	100 a 300
Caliza compacta	1000 a 5000
Caliza agrietada	500 a 1000
Pizarra	50 a 300
Rocas de mica y cuarzo	800
Granito y gres procedentes de alteración	1500 a 100000
Granito y gres muy alterados	100 a 600

Tabla 6- 2. Valores de resistividad característicos para diferentes tipos de suelos.

#### 6.1.2.4 MÉTODO DE TOMOGRAFÍA ELÉCTRICA

La tomografía de resistividad eléctrica es una herramienta de exploración geofísica utilizada para estudiar las propiedades eléctricas del subsuelo, así como muchas otras características de interés presentes en algún terreno determinado. Este es un método indirecto no intrusivo, consiste en medir la conductividad eléctrica desde la superficie del terreno permitiendo obtener mediante software un modelo geo eléctrico bidimensional (2D) del terreno.

Como se ha visto, los métodos tradicionales para medir la resistividad suelen ser un proceso significativamente lento y trabajoso. La gran ventaja del método de Tomografía eléctrica respecto a ellos, radica en que todas las medidas se realizan de forma automatizada, sin necesidad de mover manualmente ningún electrodo, lo que simplifica en gran medida el proceso de medición y obtención de resultados. Para ello se utiliza un gran número de electrodos dispuestos equiespaciadamente en el terreno de estudio, es el equipo de medición que se encarga de realizar automáticamente toda la secuencia de medidas preestablecidas, en otras palabras, se encarga de formar según las especificaciones predefinidas, todas las posibles combinaciones de 4 electrodos que necesitaríamos hacer manualmente con los métodos de Wenner y Schlumberger, por ejemplo.



*Figura 6- 10. Medición de la resistividad eléctrica del suelo mediante el Tomografía eléctrica. Tomada de: cartomex.com.*

Características y beneficios de la Tomografía eléctrica:

- Es un método no invasivo ya que las mediciones se realizan desde la superficie, por tanto no afecta el área de estudio.
- Proporciona información complementaria que puede usarse en diferentes ámbitos: mapeo de estructuras, localización de aguas subterráneas, localización de basamentos, investigación de cimentaciones para ingeniería civil, exploración de minerales, guía para investigaciones arqueológicas, localización de fallas, detección de plumas contaminantes, entre muchas otras.

- Amplia variedad de configuraciones de electrodos para efectuar la medición: Wenner, Schlumberger, Dipolo – Dipolo, Polo – Dipolo, Polo – Polo, Wenner – Schlumberger, entre otras. La configuración se selecciona de acuerdo al caso en estudio.
- Puede llegar a tener un coste más económico y definitivamente un mayor alcance de estudio.
- Proporciona un modelado 2D e incluso 3D con los aparatos más modernos, de la resistividad del subsuelo en estudio.

Limitaciones del método:

- La profundidad de exploración máxima es a lo sumo un cuarto del largo total del perfil. Por ejemplo, con una longitud mínima de 24m, la información que se obtenga se limitaría aproximadamente a 4.5m de profundidad en el centro del perfil.
- Para poder explorar profundidades mayores es necesario contar con el espacio adecuado para realizar el estudio.
- La presencia de material muy resistivo en la superficie impide el flujo adecuado de la corriente inyectada, en estos casos es necesario cavar y humedecer la zona de inyección de corriente, con el fin de disminuir la resistencia de contacto electrodo – suelo.
- Al aumentar la distancia entre electrodos se aumenta la profundidad de alcance, pero disminuye la resolución del modelado y por tanto aumenta el grado de error en su lectura.

A continuación, se muestra un ejemplo de tomografía eléctrica, este fue un estudio realizado a un vertedero, con el fin de detectar el espesor de residuo sólido urbano (RSU) y residuos de materiales de construcción (runas).

Ya que el terreno lo permitía, se contaba con extensión suficiente para realizar la configuración de electrodos, se preveía que el espesor del relleno del vertedero alcanzara los 30 m, por tanto, se realizaron perfiles con una separación entre electrodos de 3 m - 4 m, lo cual implicó una longitud del perfil de 141 m – 188 m, con dicha configuración se lograba alcanzar una profundidad máxima de entre 27 m – 36 m, en el centro del perfil.

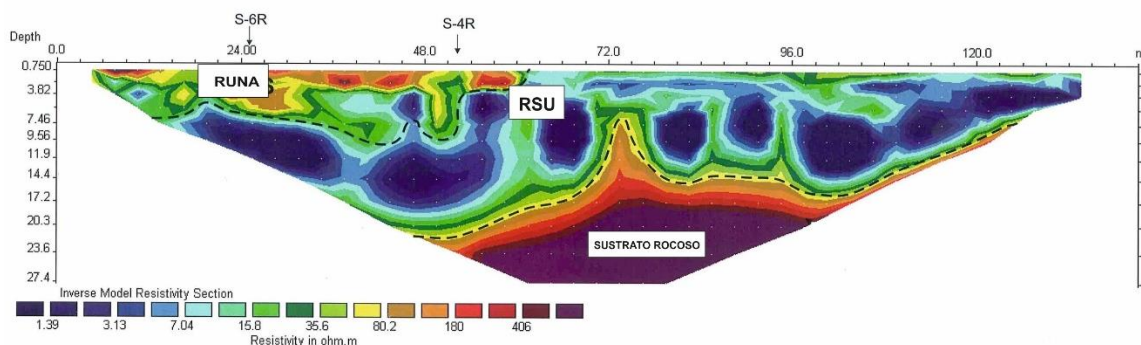


Figura 6- 11. Perfil de tomografía eléctrica realizado en el vertedero. Tomado de: (Lapresta, 2021).

En el perfil de la figura 6-11, se puede diferenciar a partir de los valores de resistividad, el sustrato rocoso (base del vertedero), los residuos sólidos urbanos (RSU) y los residuos de materiales de la construcción (runas). La zona de color morado presenta un comportamiento eléctrico muy homogéneo y resistivo, con valores superiores a los 400 Ohm-m, corresponde al sustrato rocoso. A nivel intermedio presenta un comportamiento más heterogéneo y claramente conductivo (colores azules y verdes), cuyos valores de resistividad oscilan entre 1 y 15 Ohm-m, este nivel representa el residuo sólido urbano (RSU), constituidos por arcillas y materiales principalmente orgánicos y con alto contenido de lixiviado, el cual proporciona una respuesta eléctrica conductiva.

En la parte superior izquierda del perfil, se identifica un nivel que presenta un comportamiento eléctrico bastante heterogéneo con valores de resistividad intermedios entre los RSU y el sustrato rocoso, que a su vez indican la presencia de un relleno de materiales de construcción, que presenta un comportamiento menos continuo debido a que está conformado por la mezcla de varios elementos con distintos valores de resistividad (bloques de hormigón, hierros, cristales, ladrillos, etc.). Cabe aclarar que la presencia de estos materiales se confirmó mediante la realización de un sondeo previo.

Otros ejemplos de perfiles de tomografías de resistividad eléctricas:

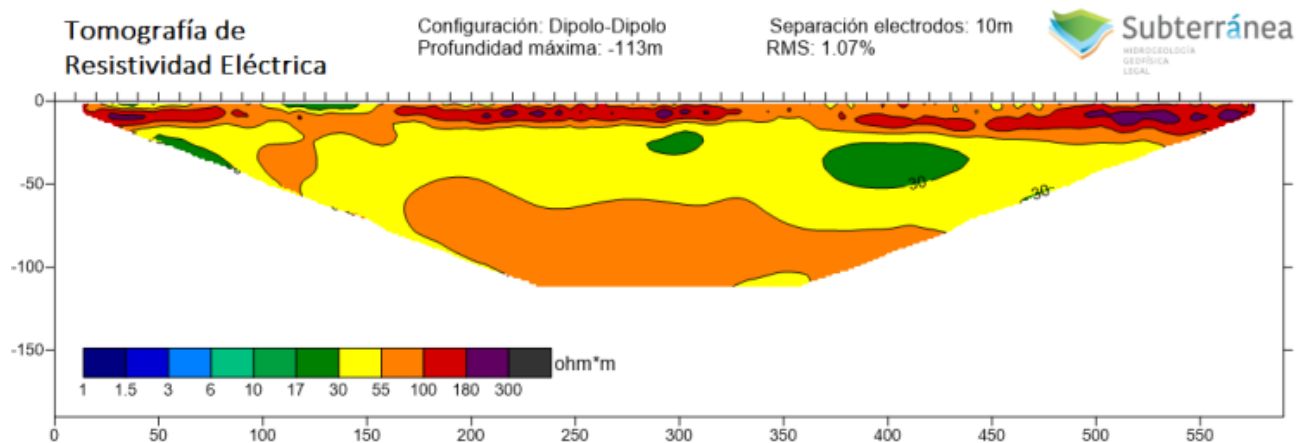


Figura 6- 12. Tomografía de resistividad eléctrica, realizada utilizando la configuración: Dipolo – Dipolo. Tomado de: (Subterránea Spa, 2021).

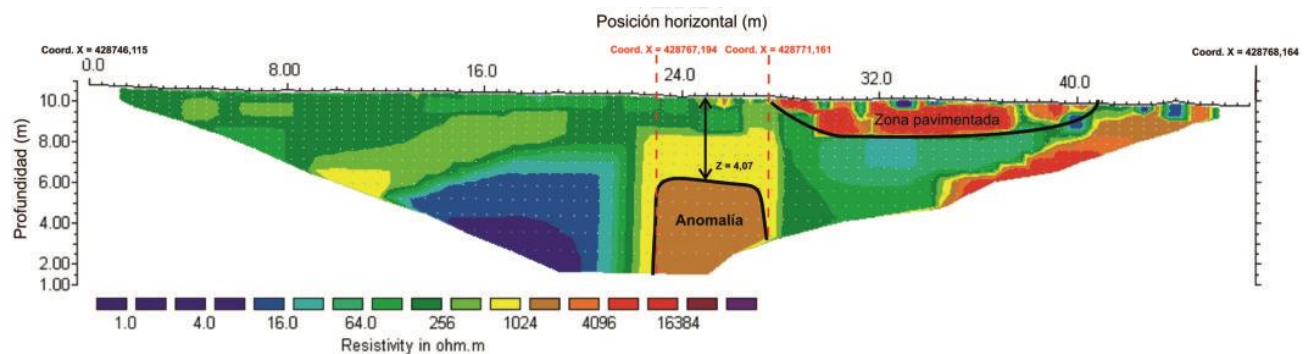


Figura 6- 13. Tomografía de resistividad eléctrica empleada para la detección de un colector. Tomado de: (Lapresta, 2021).

### 6.1.2.5 MÉTODO DE VARIACIÓN DE PROFUNDIDAD (MEDICIÓN DE UNA VARILLA)

Este es un método práctico de medición de resistividad del terreno, comúnmente aplicado en subestaciones pequeñas, cuando no se dispone del espacio suficiente para aplicar métodos como los de Wenner o Schlumberger. Consiste en instalar un electrodo tipo varilla de 5/8" x 10 pies y medir su resistencia de puesta a tierra, a partir de la medición obtenida se emplea la ecuación para el cálculo de resistencia a tierra de una varilla de puesta a tierra en suelo homogéneo, de esta ecuación se despeja el valor de resistividad, tal como se muestra a continuación.

$$\rho = \frac{2\pi LR}{\ln\left(\frac{4L}{a}\right) - 1}$$

Donde:

$\rho$  = Resistividad del terreno

L = Longitud enterrada del electrodo

a = Radio del electrodo

R = Valor de resistencia medido

### 6.1.3 MEDICIÓN DE LOS SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA

#### 6.1.3.1 MÉTODO DE CAIDA DE POTENCIAL O DEL 62%

También conocido como “Método de los 3 Puntos”, en este método se utilizan 3 electrodos: el electrodo de tierra a medir o malla de tierra, dependiendo del sistema en estudio, y también dos electrodos auxiliares de prueba eléctricamente independientes, como ya se vio anteriormente, uno de ellos es el electrodo de potencial (P) y el otro es el electrodo de corriente (C). Este método es utilizado para medir la resistencia de una malla de puesta a tierra ya construida.

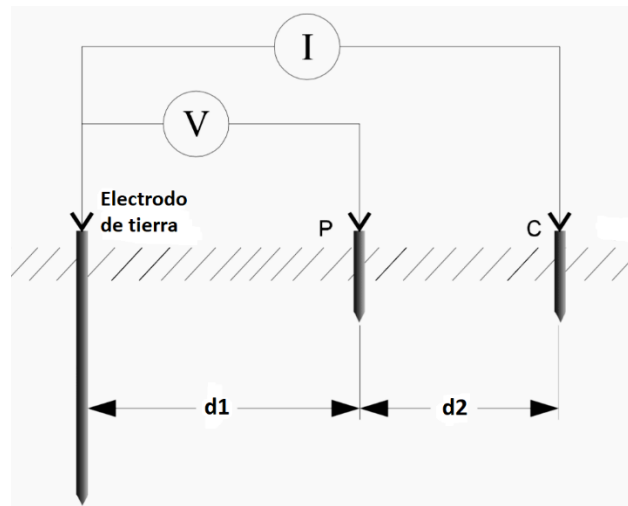


Figura 6- 14. Esquema de medición de la resistividad mediante el método de Caída de Potencial. Tomado de: (Csanyi, 2017).

Como se observa en la figura 6-14, al igual que en los métodos anteriores, se inyecta una corriente de baja frecuencia (I) entre el electrodo de corriente (C) y el electrodo o la malla de puesta a tierra, para analizar la caída de tensión (V), que se produce entre el electrodo de potencial (P) y la malla de puesta a tierra, luego se



calcula la resistencia mediante la Ley de Ohm:  $R_g = V/I$ . En la figura 6-15 se presenta un esquema más detallado de este proceso de medición.

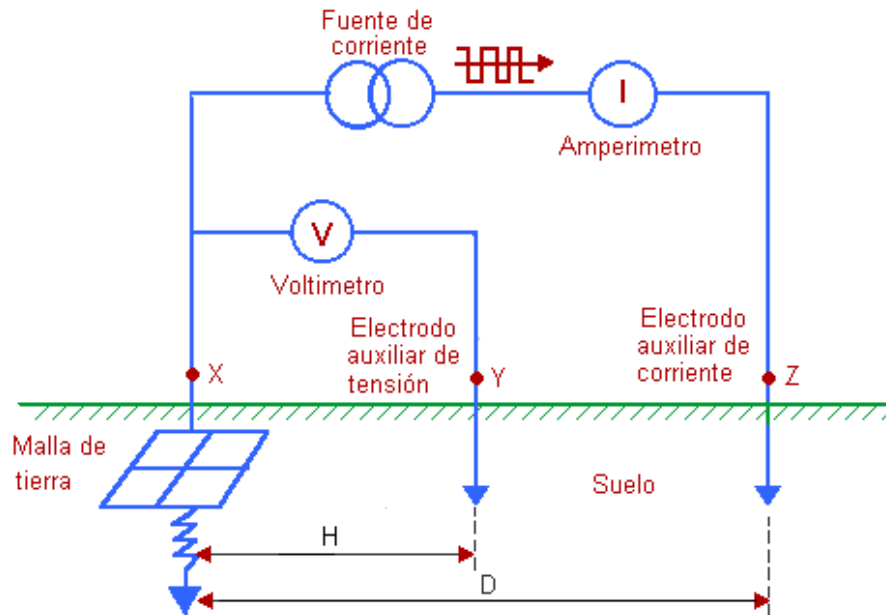


Figura 6- 15. Método de Caída de Potencial para la medición de mallas de puesta a tierra.  
Tomado de: (EDP Proyectos S.A.C. , 2021).

En la figura 6-15, se representa en forma lineal el esquema de conexión de los electrodos auxiliares de prueba, la malla de puesta a tierra y el equipo de medición. La distancia (D) que va desde la malla de tierra hasta el electrodo auxiliar de corriente, así como la distancia (H) que va desde la malla de tierra hasta el electrodo auxiliar de potencial, juegan un papel muy importante a la hora de llevar a cabo las mediciones respectivas.

Por tanto, para realizar la correcta medición de la resistencia de tierra, el electrodo auxiliar de prueba (C) debe estar ubicado lo suficientemente lejos del electrodo de tierra a prueba, de tal forma que el electrodo auxiliar de potencial (P), se ubique fuera de las áreas de resistencia efectiva de los otros dos electrodos mencionados, tal como se observa en la figura 6-16.

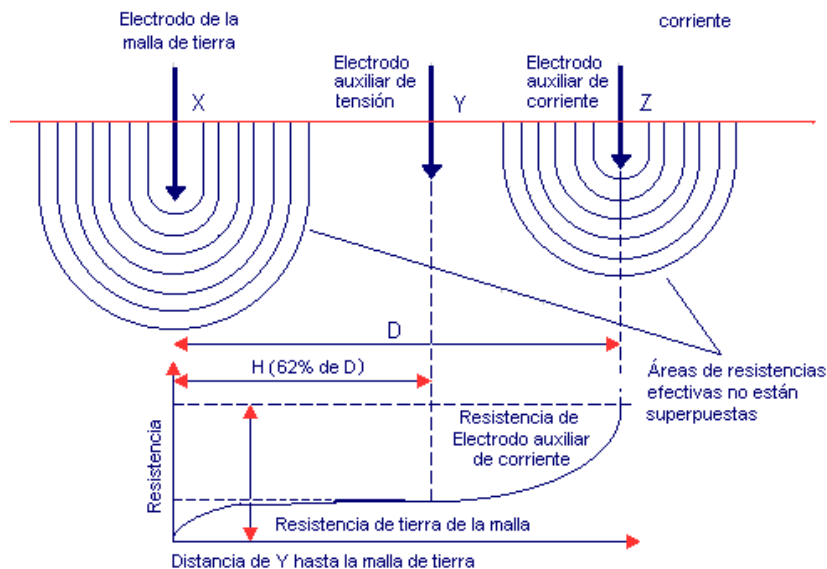


Figura 6- 16. Curva obtenida de la medición del sistema de puesta a tierra, mediante el método de Caída de Potencial. Tomado de: (EDP Proyectos S.A.C. , 2021).

En la figura 6-16, se presenta la gráfica de la relación  $V/I = R$  en función de la distancia  $H$ , resultante de las mediciones que consisten en desplazar el electrodo (Y) en la dirección (X-Z), para obtener los diferentes valores de resistencia. La región plana de la curva corresponde al valor de la resistencia de puesta a tierra de la malla o electrodo en estudio, por lo general esta área se localiza cuando la distancia  $H$  equivale al 62% de la distancia  $D$ , de ahí el nombre característico del método. En otras palabras, el valor de la resistencia de la malla de tierra se ubica en el punto de inflexión de la curva.

Cuando se inyecta la corriente de prueba, alrededor del electrodo auxiliar de corriente (Z) así como de la malla de puesta a tierra (X) se forma un gradiente de potencial muy elevado que disminuye con la distancia. Cuando la malla de tierra a evaluar y el electrodo auxiliar de potencial se encuentran separados a una distancia no menor de 20 m, entre ambos existirá una zona neutra de potencial cero, al medir la tensión generada en dicho punto de potencial cero y la corriente aplicada al sistema se calcula la resistencia de tierra.

El electrodo auxiliar de tensión mide la caída de potencial que aparece alrededor de la malla de tierra, generado por la intensidad que se inyecta, por tanto, debe ser ubicado a una distancia adecuada, de tal forma que no esté dentro de la zona de influencia tanto de la malla de tierra como del electrodo auxiliar de corriente (62% de  $D$ ). Se aconseja desplazar el electrodo de potencial un +10% y luego un -10% de su posición inicial, a lo largo de la recta (X-Z =  $D$ ), por ejemplo, si  $H = 20$  m, el electrodo se desplazara 2 m de su posición inicial, si los valores de resistencia obtenidos para cada una de las posiciones varían poco o son idénticos, la medición realizada es correcta. Si los valores de resistencia obtenidos varían demasiado, puede ser que el electrodo de potencial este dentro de las zonas de influencia de los gradientes de potencial de los otros dos electrodos, por tanto, habrá que aumentar la distancia entre la malla de tierra a medir y el electrodo auxiliar de corriente.

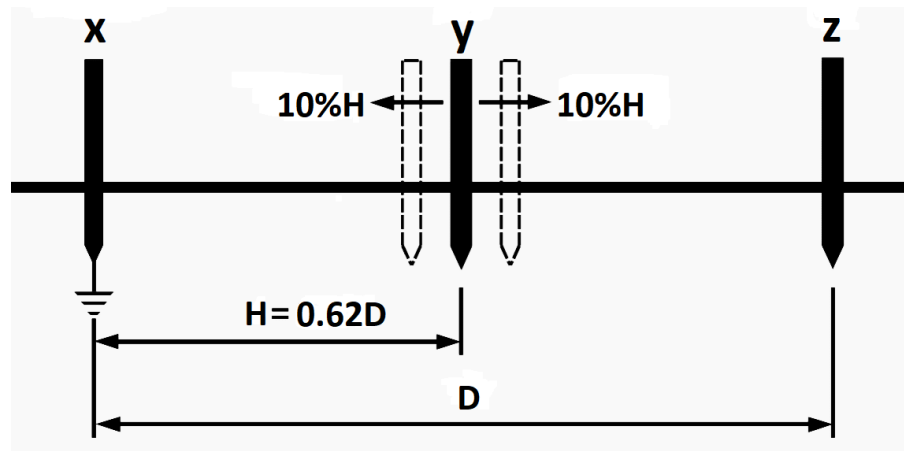


Figura 6- 17. Desplazamiento del electrodo auxiliar de potencial para efectuar las mediciones de resistencia de tierra. Tomado de: (Csanyi, 2017).

### 6.1.3.2 MÉTODO DE LA PENDIENTE

Este método es utilizado para medir grandes sistemas de puesta a tierra, por ejemplo, aquellos sistemas que superan los 30 m de longitud. También es muy útil cuando la posición del centro de la puesta a tierra no se conoce o está en un lugar inaccesible, por ejemplo, si el sistema de puesta a tierra está debajo de una edificación). De igual forma cuando el área para colocar los electrodos de prueba es restringida o de difícil acceso, este método puede ser una solución. Es una buena alternativa para medir la resistividad de suelos no homogéneos.

La forma de conexión de los electrodos de prueba es igual que en el método de caída de potencial, con la diferencia que, en este caso, se toman una serie de medidas moviendo el electrodo de potencial al 20, 40 y 60% de la distancia entre la malla a medir y el electrodo prueba de corriente (distancia D, como se vio anteriormente). Se mide la resistencia de puesta a tierra usando cada distancia para obtener los respectivos valores de R1, R2 y R3, estos se usarán en la fórmula 6.4 para calcular el valor del cambio de pendiente ( $\mu$ ) con respecto a la distancia:

$$\mu = \frac{(R3 - R2)}{(R2 - R1)} \quad (6.4)$$

Con el valor de “ $\mu$ ” calculado se recurre a la tabla 6-3, para conocer el valor correspondiente de “k”, este valor “k” se multiplica por la distancia “D” para obtener la distancia a la cual se debe colocar el electrodo de potencial con respecto a la malla de tierra. Como último paso, se coloca el electrodo de potencial a la distancia calculada y se procede a medir la resistencia de tierra, el valor de resistencia que se obtenga será el más aproximado al valor de resistencia real del sistema de puesta a tierra medido.

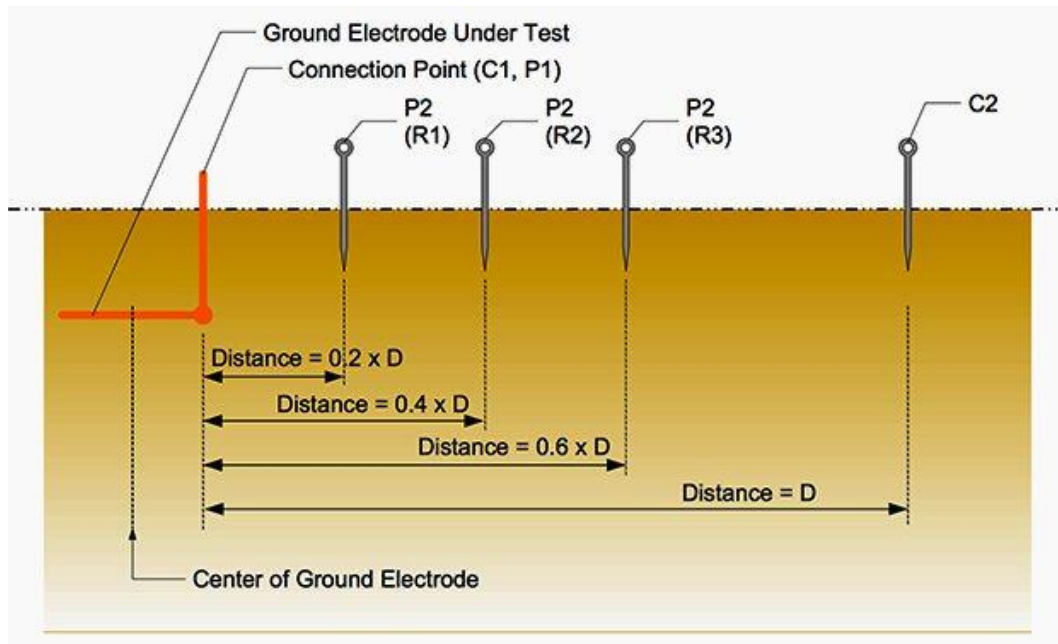


Figura 6- 18. Esquema de medición para obtener los valores de R1, R2 y R3, según el método de la pendiente. Tomado de: (Csanyi, 2017).

VALORES DE k EN FUNCION DE u PARA EL METODO DE LA PENDIENTE									
u	k	u	k	u	k	u	k	u	k
0.01	0.6932	0.3900	0.6446	0.7700	0.5856	1.1500	0.5071	1.5300	0.3740
0.02	0.6921	0.4000	0.6432	0.7800	0.5838	1.1600	0.5046	1.5400	0.3688
0.03	0.6909	0.4100	0.6418	0.7900	0.5821	1.1700	0.5020	1.5500	0.3635
0.04	0.6898	0.4200	0.6404	0.8000	0.5803	1.1800	0.4994	1.5600	0.3580
0.05	0.6886	0.4300	0.6390	0.8100	0.5785	1.1900	0.4968	1.5700	0.3523
0.06	0.6874	0.4400	0.6375	0.8200	0.5767	1.2000	0.4941	1.5800	0.3465
0.07	0.6862	0.4500	0.6361	0.8300	0.5749	1.2100	0.4914	1.5900	0.3404
0.08	0.6850	0.4600	0.6346	0.8400	0.5731	1.2200	0.4887	1.6000	0.3342
0.09	0.6838	0.4700	0.6331	0.8500	0.5712	1.2300	0.4859	1.6100	0.3278
0.10	0.6826	0.4800	0.6317	0.8600	0.5693	1.2400	0.4831	1.6200	0.3211
0.11	0.6814	0.4900	0.6302	0.8700	0.5675	1.2500	0.4802	1.6300	0.3143
0.12	0.6801	0.5000	0.6287	0.8800	0.5656	1.2600	0.4773	1.6400	0.3071
0.13	0.6789	0.5100	0.6272	0.8900	0.5637	1.2700	0.4743	1.6500	0.2997
0.14	0.6777	0.5200	0.6258	0.9000	0.5618	1.2800	0.4713	1.6600	0.2920
0.15	0.6764	0.5300	0.6243	0.9100	0.5598	1.2900	0.4683	1.6700	0.2840
0.16	0.6752	0.5400	0.6228	0.9200	0.5579	1.3000	0.4652	1.6800	0.2758
0.17	0.6739	0.5500	0.6212	0.9300	0.5559	1.3100	0.4620	1.6900	0.2669
0.18	0.6727	0.5600	0.6197	0.9400	0.5539	1.3200	0.4588	1.7000	0.2578
0.19	0.6714	0.5700	0.6182	0.9500	0.5519	1.3300	0.4556	1.7100	0.2483
0.20	0.6701	0.5800	0.6167	0.9600	0.5499	1.3400	0.4522	1.7200	0.2383
0.21	0.6688	0.5900	0.6151	0.9700	0.5479	1.3500	0.4489	1.7300	0.2278
0.22	0.6675	0.6000	0.6136	0.9800	0.5458	1.3600	0.4454	1.7400	0.2167
0.23	0.6662	0.6100	0.6120	0.9900	0.5437	1.3700	0.4419	1.7500	0.2051
0.24	0.6649	0.6200	0.6104	1.0000	0.5416	1.3800	0.4383	1.7600	0.1928
0.25	0.6636	0.6300	0.6088	1.0100	0.5395	1.3900	0.4346	1.7700	0.1797
0.26	0.6623	0.6400	0.6072	1.0200	0.5373	1.4000	0.4309	1.7800	0.1658
0.27	0.6610	0.6500	0.6056	1.0300	0.5352	1.4100	0.4271	1.7900	0.1511
0.28	0.6597	0.6600	0.6040	1.0400	0.5330	1.4200	0.4232	1.8000	0.1352
0.29	0.6583	0.6700	0.6024	1.0500	0.5307	1.4300	0.4192	1.8100	0.1183
0.30	0.6570	0.6800	0.6008	1.0600	0.5285	1.4400	0.4152	1.8200	0.1000
0.31	0.6556	0.6900	0.5991	1.0700	0.5262	1.4500	0.4111	1.8300	0.0803
0.32	0.6543	0.7000	0.5975	1.0800	0.5239	1.4600	0.4068	1.8400	0.0588
0.33	0.6529	0.7100	0.5958	1.0900	0.5216	1.4700	0.4025	1.8500	0.0353
0.34	0.6516	0.7200	0.5941	1.1000	0.5193	1.4800	0.3980		
0.35	0.6502	0.7300	0.5924	1.1100	0.5169	1.4900	0.3935		
0.36	0.6488	0.7400	0.5907	1.1200	0.5144	1.5000	0.3888		
0.37	0.6474	0.7500	0.5890	1.1300	0.5121	1.5100	0.3840		
0.38	0.6460	0.7600	0.5873	1.1400	0.5096	1.5200	0.3791		

Tabla 6- 3. Valores de k en función de  $\mu$  para el método de la pendiente.

Si el valor de  $\mu$  obtenido no se encuentra en la tabla 6-3, se debe aumentar la distancia D (distancia desde de la malla de puesta a tierra hasta el electrodo de corriente).

### 6.1.3.3 MÉTODO DE INTERSECCIÓN DE CURVAS

Este método es apropiado para grandes sistemas de puesta a tierra, por ejemplo, subestaciones en donde la distancia desde la malla de tierra hasta el electrodo de corriente es de varios cientos de metros (entre mil metros o más). Una de sus ventajas es que no es necesario usar grandes longitudes de cables, lo cual disminuye el trabajo pesado de tener que conectar un gran número de electrodos.

El objetivo es obtener diferentes curvas de resistencia de tierra para para distintas longitudes de C (ver figura 6-19) y asumir un número sucesivo de posiciones del centro eléctrico del sistema, esto producirá la intersección de las curvas, obteniendo como resultado la resistencia de tierra y la posición del centro eléctrico de la malla de tierra. El principio básico se fundamenta en el método de caída de potencial.

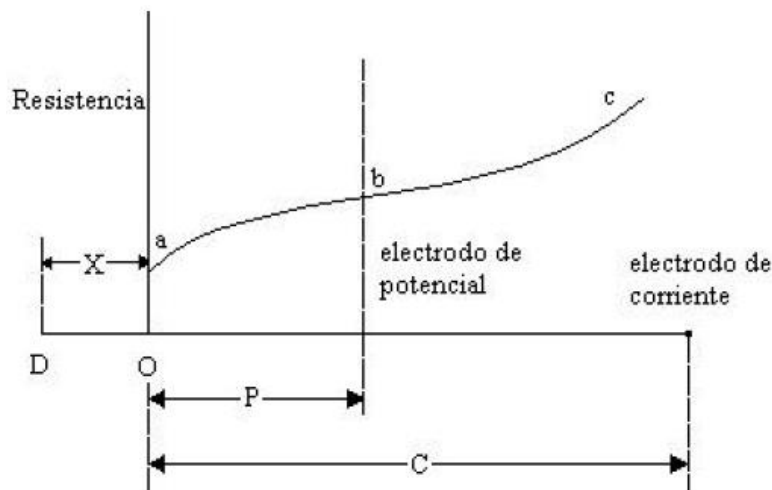


Figura 6-19. Esquema de posicionamiento de electrodos y curva resultante del método de intersección de curvas.  
Tomado de: (Torre, 2002).

El método se explica de la siguiente forma, en base a la figura 6-19:

- Se determina el punto O, este será el punto de unión entre el telurómetro y el sistema de puesta a tierra bajo prueba.
- Según las dimensiones del sistema de puesta a tierra, se determina la ubicación del electrodo de corriente C, para cada una de las curvas que se obtendrán. Como mínimo se aconseja obtener cuatro curvas.
- Al suponer que el centro eléctrico del gran electrodo está actualmente en D, a una distancia X de O, la distancia del centro eléctrico al electrodo C sería:  $C + X$ , y la resistencia se obtendrá cuando el electrodo P se ubique a una distancia de:  $0.618 (C + X)$ .
- Lo anterior nos indica que, el valor de P medido desde O es igual a:  $0.618 (C + X) - X$ .
- En base a la máxima distancia de C a la que se colocara el electrodo de corriente. Se dan valores a X, aconsejablemente de la siguiente forma:  $X = 0.2C, 0.4C, 0.6C, 0.8C$  y C.

- Con los valores obtenidos de X, se procede a calcular los valores de P, aplicando la fórmula:  $P = 0.618 (C + X) - X$ . Los resultados serán las distancias a la cuales debe ubicarse el electrodo de medición de voltaje.
- Luego de medir los valores de resistencia con el telurómetro, se traza la gráfica de Resistencia versus los valores de X. Esta sería la primera curva.
- Se repite este proceso para diferentes valores de C, como se mencionó antes, se aconseja al menos obtener 4 curvas de Resistencia versus la distancia X. Por tanto, el proceso debe realizarse 4 veces.
- Las curvas encontradas se cruzarán en un punto determinado, es justo en ese intercepto donde se obtiene el valor de la resistencia de puesta a tierra.

En la figura 6-20, se muestra un ejemplo de los resultados obtenidos mediante la aplicación de este método:

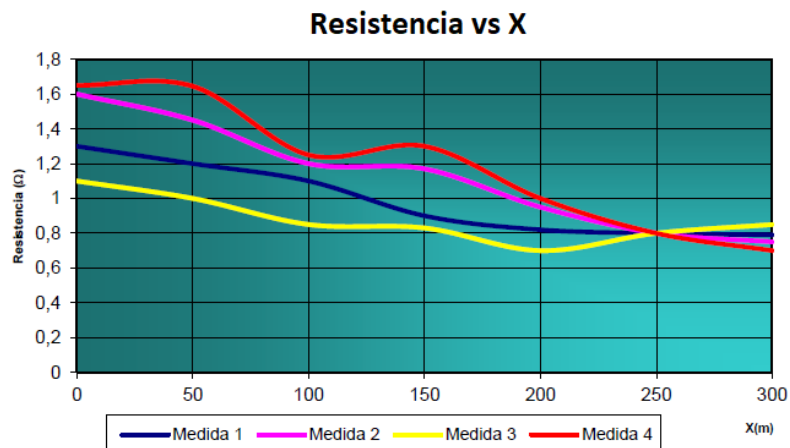


Figura 6- 20. Resultados obtenidos mediante el método de intersección de curvas, para la medición de resistencia de puesta a tierra. Tomado de: (Cristian Cardona, 2012).

En la figura 6-20, podemos observar las curvas obtenidas para los 4 juegos de mediciones realizadas mediante el método de intersección de curvas. Claramente se tiene que el punto de intersección de las curvas se produce a una distancia  $X = 250$  m, lo que da como resultado una resistencia de puesta a tierra de  $0.8 \Omega$ .

Para la correcta aplicación del método, se deben tener en cuenta ciertas limitaciones para la distancia del electrodo de corriente: si la malla es de forma cuadrada, la distancia mínima C del electrodo de corriente no debe ser menor que la longitud de un lado de la malla. De igual forma, la máxima distancia C, no debe exceder el doble de la longitud de un lado de la malla, debido a que, si la distancia máxima es muy grande las curvas resultan demasiado planas y se vuelven asintóticas.

### 6.1.3.4 MEDIDA DE LA RESISTENCIAS DE PUESTA A TIERRA MEDIANTE MEDIDOR TIPO PINZA

Este método es utilizado para medir la puesta a tierra en lugares en los que no es posible aplicar los métodos convencionales de medición, por ejemplo: lugares densamente poblados, celdas subterráneas, centros de grandes ciudades, entre otros. Como se observa en la figura 6-21, el medidor tipo pinza es una especie de transformador de corriente, que puede medir la resistencia de una varilla o de una malla pequeña de puesta a tierra, para ello el medidor se coloca abrazando el conductor de puesta a tierra o la acometida.



Figura 6- 21. Telurómetro tipo pinza de la marca FLUKE. Tomado de: (Telurómetro , 2021).

El método se basa en el siguiente principio: El neutro de un sistema puesto a tierra en más de un punto, puede representarse como un circuito simple de resistencias de puesta a tierra conectadas en paralelo (figura 6-22a). Si se aplica una tensión “E” al sistema de puesta a tierra Rx, la corriente “I” resultante fluirá a través del circuito (figura 6-22b).

Estos instrumentos de medición poseen un oscilador de tensión a una frecuencia de 1.6 kHz, el voltaje inducido genera un flujo de corriente a través del sistema de puesta a tierra, el cual es medido por el aparato y mediante la ley de ohm entrega el respectivo valor de resistencia. Además, poseen un filtro interno capaz de eliminar las corrientes de tierra y ruido de alta frecuencia, de esta forma se evita el medir corrientes no deseadas que entregarían resultados erróneos.

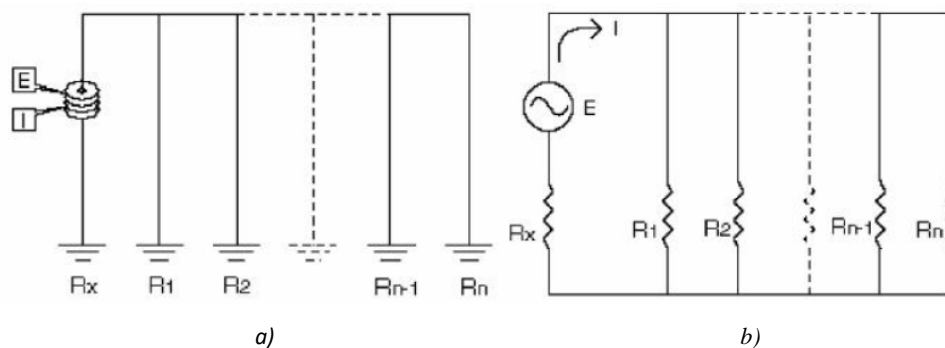


Figura 6- 22. Esquema equivalente de un sistema con el neutro puesto a tierra en más de un punto.

Cuando se requiere medir la resistencia a tierra en postes o estructuras, en los cuales el conductor de puesta a tierra no se encuentra accesible para realizar la medición con un medidor de pinza, o en casos en los que se pueda estar midiendo dos electrodos en paralelo, debe usarse otro modelo de medidor que consta de un transformador de corriente de gran tamaño, el cual está diseñado para poder abrazar el poste completo, como se observa en la figura 6-23.



*Figura 6- 23. Medición de puesta a tierra con un telurómetro de la marca FLUKE. Tomado de: (Fluke Corporation , 2021).*

Limitaciones del método:

- Se limita a electrodos conectados a sistemas puestos a tierra en más de un punto de baja impedancia.
- Las conexiones corroídas o con averías en el conductor del neutro del sistema (o cable de guarda) pueden influenciar las lecturas.
- No es aplicable a los sistemas de puesta a tierra en los cuales la corriente inyectada pueda retornar por caminos diferentes a la tierra misma.
- La presencia de ruido de alta frecuencia o campos electromagnéticos altos en el sistema, pueden influenciar en las lecturas.
- Si el conductor de conexión con el electrodo está abierto no se tendría una lectura confiable.

## **6.2 ELECTRODOS DE PUESTA A TIERRA**

### **6.2.1 TIPOS DE ELECTRODOS DE PUESTA A TIERRA**

Por norma, en una propiedad se puede disponer de electrodos naturales, y el sistema de puesta a tierra puede formarse interconectando los siguientes tipos de electrodos (siempre que existan en la propiedad):

- Tubería metálica subterránea para agua.
- Estructura metálica de la edificación.
- Electrodo embebido en concreto (Ufer).
- Anillo de tierra.



En caso de que no se disponga de ninguno de los electrodos anteriores, es necesaria la instalación de uno o más de los siguientes electrodos especialmente contruidos:

- Electrodo de varilla o tubería.
- Electrodo de placa.
- Otras estructuras o sistemas metálicos subterráneos cercanos.

#### **6.2.1.1 TUBERÍA METÁLICA SUBTERRAENA PARA AGUA**

Para que una tubería de agua pueda ser usada como electrodo de puesta a tierra, debe reunir los siguientes requisitos:

- Por lo menos tener 3 m de longitud en contacto directo con la tierra.
- Eléctricamente continua hasta el punto de conexión, puenteando el medidor del agua, si está colocado en una posición intermedia.

Aun cuando se cumpla con estos requisitos es necesario que se complemente con un electrodo adicional, puede implementarse en conjunto con cualquiera de los otros electrodos mencionados. En la actualidad se busca prohibir que las tuberías de agua sean usadas como electrodos principales, ya que, debido al creciente uso de equipos electrónicos, las corrientes de fuga a tierra son en buena parte corrientes continuas, lo que provoca corrosión galvánica en las tuberías.

#### **6.2.1.2 ESTRUCTURA METÁLICA DE LA EDIFICACIÓN**

La estructura metálica de las edificaciones puede ser utilizada como electrodo de puesta a tierra, siempre y cuando este eficazmente aterrizada, es decir que su impedancia a tierra sea baja. Para obtener una impedancia baja, las columnas deben conectarse a las partes metálicas de la cimentación con conductores de puesta a tierra bajo norma, es decir que deben ser del calibre adecuado para sistemas de puesta a tierra. En caso de que haya sellos formados por películas plásticas, también deben ser puenteados con la estructura metálica.

#### **6.2.1.3 ELECTRODO EMBEBIDO EN CONCRETO (UFER)**

Se les llama Ufer en memoria del ingeniero Herbert Ufer, quien estuvo a cargo de los laboratorios de los aseguradores (UL) en Los Ángeles de 1927 a 1953. Estuvo encargado de las pruebas para electrodos de puesta a tierra para arsenales en Arizona en 1942. Estos electrodos fueron probados en terrenos arenosos, caracterizados por ser de los peores para obtener baja resistencia, sin embargo, los electrodos embebidos en concreto tuvieron resistencia a tierra de 5 ohmios o menos. Debido a los buenos resultados que presentaron estos en diversas aplicaciones, en 1968 fueron oficialmente reconocidos por el NEC.

Un electrodo Ufer consiste en utilizar en las estructuras nuevas el acero del concreto armado como electrodo principal de puesta a tierra siempre y cuando la cimentación haya sido diseñada para este fin, con los conductores de puesta a tierra conectados a las varillas. Deben constar de por lo menos 6 metros de una o más varillas de acero desnudo, galvanizado o revestido de cualquier otro material eléctricamente conductor, las varillas deben ser de por lo menos 13 mm de diámetro, estar localizadas en y cerca del fondo de un cimiento o zapata y, estar empotrados al menos 50 mm en el concreto.

El concreto tiene una estructura química ligeramente alcalina e higroscópica, la combinación de estas características provee iones libres que permiten al concreto exhibir una resistividad consistente de unos 30 ohm-m. Los electrodos embebidos en concreto tienen una resistencia a tierra menor o igual que las varillas de cobre de un tamaño comparable, siempre y cuando estén en contacto con suelos con resistividad de 50 ohm-m o menor.

Según pruebas realizadas la resistencia típica a tierra de una base para columna de anclaje medida en los pernos es de alrededor de 50 ohm-m, sin usar métodos especiales. De ahí que la resistencia efectiva de un edificio de estructura metálica con múltiples columnas en paralelo sea menor de 5 ohm, sin olvidar que para ello la estructura esté debidamente conectada a las varillas mediante soldadura de fusión con cable de acero a las varillas, que igualmente debe ir conectado a su respectiva columna.

En los lugares donde las descargas atmosféricas son frecuentes y se tiene pensado implementar el sistema de puesta a tierra con esta clase de electrodos, es necesario complementarlos con electrodos de otro tipo, ya que las corrientes elevadas que generan dichas descargas pueden causar daños por fractura al evaporar rápidamente el agua presente en el concreto.

#### **6.2.1.4 ANILLO DE TIERRA**

Un anillo de tierra consiste en un conductor de cobre desnudo, de sección transversal como mínimo calibre 2 WG y de longitud no menor a 6 m, enterrado a una profundidad de 0.8 m y que además rodee todo el edificio o estructura. Este tipo de electrodos se emplean comúnmente circundando una fábrica o local de comunicaciones o cómputo, ya que con ello se consigue proveer un plano equipotencial para edificios y equipos.

### **6.2.2 ELECTRODOS DE PUESTA A TIERRA ESPECIALMENTE CONSTRUIDOS**

#### **6.2.2.1 ELECTRODO DE VARILLA O TUBERÍA**

Los electrodos de varilla o tubo deben tener como mínimo 2.44 m de longitud, deben ser instalados de tal modo que por lo menos 2.44 m de su longitud este en contacto directo con la tierra. El diámetro mínimo de las varillas debe ser 15.88 mm (5/8”), por lo general estas son de acero revestido de cobre o zinc, este revestimiento debe ser de 0.25 mm como mínimo. En cuanto a los electrodos de tubo, deben tener un diámetro no inferior a 19 mm, si son de hierro deben estar provistos de protección contra corrosión en su superficie.

También se encuentran en el mercado las varillas de cobre sólido, el diámetro mínimo de estas debe ser de 13 mm, siempre con una longitud mínima de 2.44 m, este tipo de varillas son más costosas por lo que mayormente se suelen preferir las varillas de acero recubiertas de cobre.

Estos electrodos son introducidos al suelo mediante percusión hasta que alcanzan la profundidad adecuada. Cuando se trata de terrenos rocosos es muy difícil que las varillas entren, pueden incluso doblarse, se conoce de casos en los que las varillas han sido expulsadas a la superficie luego de haberlas clavado en terrenos rocosos.

Para evitar estos problemas se puede optar por introducir los electrodos en forma diagonal con un ángulo inferior a los 45 grados respecto a la vertical, o también pueden ser enterrados en forma horizontal a una profundidad mínima de 0.8 m. Otra alternativa es perforar un agujero, instalar el electrodo y rellenar

nuevamente el agujero, pero hay que tener en cuenta que no se tendrá la misma compactación ni el valor de resistencia que se obtiene con una varilla percutida.

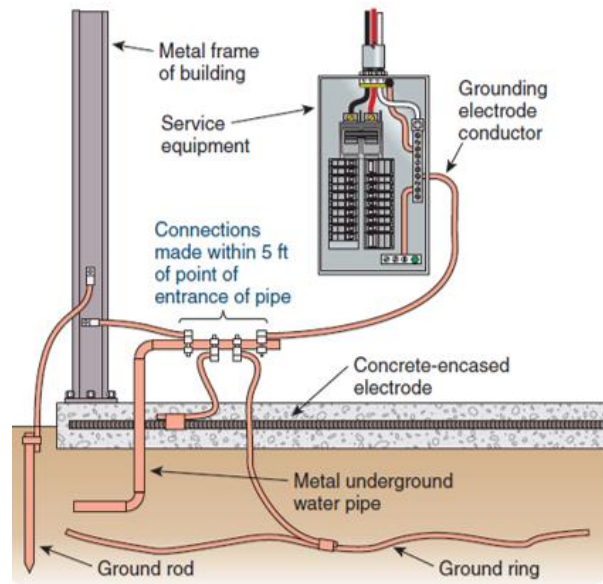


Figura 6-24. Diferentes tipos de electrodos conectados en un mismo sistema de puesta a tierra.

En la figura 6-24, se muestran los diferentes tipos de electrodos ya mencionados, conectados en un mismo sistema de puesta a tierra, la estructura metálica del edificio, electrodo embebido en concreto, tubería subterránea metálica de agua, anillo de tierra y la varilla de puesta a tierra. Todos estos electrodos conectados en un punto específico a menos de 5 pies de la entrada subterránea de la tubería metálica, de igual forma el conductor de tierra debidamente conectado al tablero principal de la instalación.

### 6.2.2.2 ELECTRODOS DE PLACA

Estos electrodos deben tener como mínimo 0.2 metros cuadrados de superficie en contacto con el suelo, si son de material no ferroso (cobre) su espesor mínimo debe ser 1.52 mm, en el caso de las placas de acero o hierro deben tener al menos 6.4 mm de espesor. La profundidad de enterramiento para los electrodos de placa es de 0.75 metros.

### 6.2.2.3 ESTRUCTURAS METÁLICAS ENTERRADAS

Estas estructuras pueden ser tuberías o tanques enterrados, pero no pueden ser cualquier clase de estructura metálica subterránea. Las normas americanas MIL-STD-1524, MIL-HDBK-419 y MIL-STD-188-124 no recomiendan el uso de los ademes de pozos para lograr valores bajos de resistencia a tierra, ya que estos presentan muy baja resistencia a tierra en corriente directa, pero no reducen la resistencia en corriente alterna. Si se llega a usar una estructura metálica subterránea como electrodo de puesta a tierra, este debe ser complementado con otra clase de electrodo.

## 6.2.2.4 ELECTRODOS DINÁMICOS

Un sistema de puesta a tierra implementado con electrodos dinámicos ofrece múltiples beneficios, por ejemplo, se puede mejorar la referencia al suelo eléctricamente neutro, ya que la combinación de la química contenida en el tubo central y la composición del compuesto externo mejorador que lo recubre permite obtener valores de resistencia muy bajos. La estabilidad del sistema de puesta a tierra es otra de sus características, los estudios realizados indican que los electrodos dinámicos mantienen su valor de resistencia sin necesidad de control alguno hasta un periodo de más de dos años. Tanto la estabilidad como el bajo valor de resistencia a tierra que ofrecen estos electrodos, hacen que sean una muy buena opción para cualquier aplicación.

Un electrodo dinámico contiene en su interior un compuesto de minerales comprimidos (FIX) que reactivan eléctricamente al compuesto externo mejorador, a ello se debe su nombre, ya que es un proceso constante de equilibrio electroquímico entre el tubo central, el C.E.M. y el terreno de instalación.

## 6.2.3 FORMAS DE INSTALAR LAS BARRAS DE POLARIZACIÓN

Los electrodos de puesta a tierra pueden ser desde una sola varilla hasta una malla compuesta por gran cantidad de varillas y un conjunto de cables y conectores dispuestos geoméricamente en contacto directo con el suelo.

Para la instalación de una sola varilla, por lo general y lo más aconsejable es que la varilla se entierre en forma vertical, sin embargo, en muchos casos el suelo es difícil de perforar, por tanto, es necesario tener alternativas para enterrar las varillas, por ejemplo, si el terreno es de fondo rocoso el electrodo puede enterrarse en un ángulo oblicuo que no supere los  $45^\circ$  con respecto a la vertical (siempre cumpliendo con la profundidad de enterramiento) o también puede ser enterrado en forma horizontal a una profundidad de enterramiento de 0.76 metros (30 pulgadas). En la figura 6-25, se muestran estas tres alternativas.

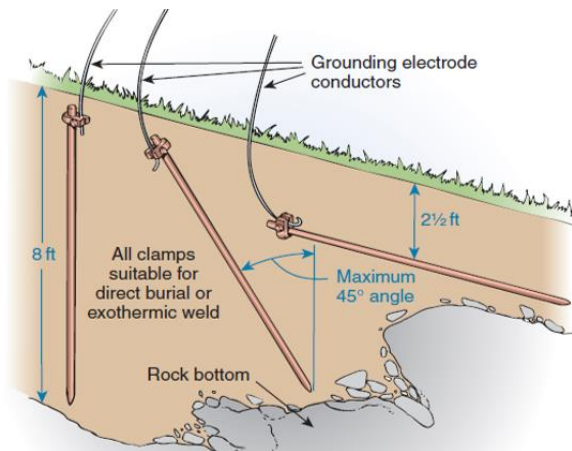


Figura 6- 25. Formas de instalación de los electrodos de puesta a tierra. Tomado de: (ENSA, 2021).

En la figura 6-25, se aprecian las 3 diferentes disposiciones que pueden utilizarse para el enterramiento de los electrodos, según la naturaleza del terreno. Las dimensiones bajo norma de las varillas de puesta a tierra son: 5/8 pulgadas de diámetro por 2.44 metros (8 pies) de longitud, ya sea de cobre sólido o de núcleo de acero recubierto de cobre. La unión entre el conductor de puesta a tierra y el electrodo deben hacerse mediante soldadura exotérmica.

Cuando se necesite utilizar dos electrodos, estos deben estar conectados entre sí mediante conductor de puesta a tierra y con una separación mínima de 1.83 metros (6 pies). Es necesario respetar la separación entre electrodos ya que una vez enterrados estos tienen una zona de influencia efectiva, la cual hace posible que el sistema de puesta a tierra funcione adecuadamente, como se vio anteriormente, al colocarlos demasiado cerca uno del otro, estas zonas de resistencia efectiva se superpondrán, reduciendo la capacidad del electrodo para disipar la corriente. Dichas zonas de influencia también se forman alrededor de los conductores que unen las varillas en la malla, por lo cual estos deben ser conductores desnudos y ser enterrados a una profundidad mínima de 0.30 m. La figura 6-26, ilustra el arreglo adecuado de dos varillas para un mismo sistema de puesta a tierra.

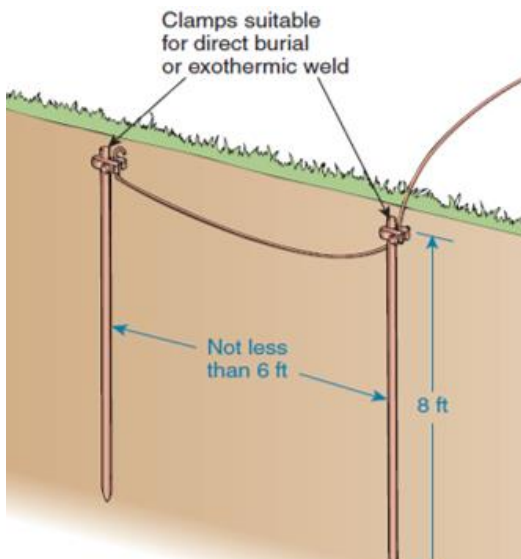


Figura 6-26. Conexión de dos varillas para un sistema de puesta a tierra. Tomado de: (ENSA, 2021).

Es importante que, una vez instalado el electrodo de puesta a tierra, se realice la medición del mismo para asegurarse de que el valor de resistencia sea el adecuado o el previamente calculado para el sistema, ya que de no serlo será necesario hacer un arreglo de varillas para construir una malla de puesta a tierra y conseguir reducir la resistencia a los valores deseados.

En las figuras 6-27 y 6-28, se ilustran algunos de los arreglos de electrodos para sistemas de puesta a tierra más comunes en la práctica.

En las figuras 6-27 y 6-28, se ilustran algunos de los arreglos de electrodos para sistemas de puesta a tierra más comunes en la práctica.



Figura 6-27. Arreglos de 2 o 3 electrodos para sistemas de puesta a tierra.

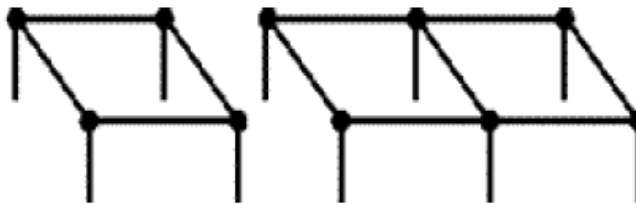


Figura 6-28. Arreglos de más de 4 electrodos para sistemas de puesta a tierra.

La configuración que sea necesaria aplicar para un sistema de puesta a tierra determinado, tendrá que ver tanto con la aplicación para la cual sea requerido como con la composición del suelo (características físicas y químicas) en el que se realizara la instalación. Por ejemplo, un suelo arcilloso ofrece mejores características de resistividad que un suelo rocoso. Otro factor importante a tener en cuenta es la humedad del suelo, ya que a mayor humedad menor resistencia, especialmente en suelos arenosos y rocosos. Si el estudio de puesta a tierra

se realiza en época lluviosa, es muy probable que los valores de resistencia no sean apropiados en época seca, por tanto, el sistema de puesta a tierra debe ser diseñado para que funcione óptimamente en las peores condiciones ambientales.

## **6.3 MÉTODOS PARA LA REDUCCIÓN DE LA RESISTENCIA ELÉCTRICA**

Cuando el valor de resistencia del sistema de puesta a tierra no es el adecuado, es necesario implementar una solución que permita reducirlo hasta obtener el valor deseado o lo más cercano posible a este. Existen dos maneras de reducir la resistencia eléctrica: mejorando electrodo o mejorando el terreno alrededor del electrodo.

### **6.3.1 MEJORAMIENTO DEL ELECTRODO**

En la práctica hay tres formas de mejorar el electrodo:

- Usando varillas de mayor diámetro.
- Usando varillas más largas.
- Aumentado el número de electrodos conectados en paralelo.

#### **a) Varillas de mayor diámetro**

En lugar de usar varillas de 13 mm, se puede optar por varillas de 19 mm, aunque esto ofrece una reducción máxima del 10% en la resistencia a tierra, una variación no tan significativa.

#### **b) Varillas más largas**

En el caso de los terrenos donde las capas superiores de tierra son de arena y a gran profundidad se encuentra una capa de terreno húmedo, existen varillas que se acoplan unas a otras para lograr longitudes de hasta 15 m. Al duplicar el largo de una varilla estándar de 2.4 m se puede obtener una reducción en la resistencia a tierra de hasta un 40%, el uso de varillas largas también permite controlar el gradiente de potencial en la superficie del terreno. Por ejemplo, los electrodos de puesta a tierra de las subestaciones de corriente directa, son mucho más largos que los que se utilizan normalmente en corriente alterna, con lo cual se mantiene una densidad baja de corriente en toda la superficie del electrodo.

Claramente la limitante de este método, es que no todos los terrenos permiten implementar electrodos de gran longitud vertical.

#### **c) Varillas en paralelo (electrodos múltiples)**

El diseñar un sistema de puesta a tierra con varillas en paralelo es una forma efectiva de bajar la resistividad. Teniendo en cuenta la distancia mínima de separación entre varillas (1.83 m), es recomendable que de ser posible estén separadas a una distancia mayor de su longitud, como ya se mencionó, al no respetar esta distancia, los campos de acción de las varillas se verían afectados entre sí, disminuyendo las propiedades del sistema para disipar la corriente.

Por ejemplo, dos varillas en paralelo a 3 m de distancia, ofrece una resistencia del 60% de la resistencia a tierra de una sola varilla, al incrementar esta separación a 6 m, se logra reducir la resistencia hasta el 50%. Hay que

tener en cuenta que, al utilizar múltiples electrodos, la impedancia incrementa y cada electrodo adicional no contribuye con una reducción proporcional en la resistencia del circuito, por ejemplo, dos varillas pueden reducir la resistencia a un 58% de una sola, pero 10 varillas podrían llegar a reducir a penas al 10% ese mismo valor.

La resistencia neta ( $R_n$ ) para “n” varillas, está determinada por la resistencia de una sola varilla “R”. Este es un valor aproximado que considera que las varillas están espaciadas por una distancia igual al diámetro del cilindro protector.

$$R_n = \frac{R}{n} [2 - e^{-0.17(n-1)}]$$

Esta ecuación representa el decaimiento de la capacitancia asociada con la propagación en la tierra.

El usar varillas más cortas podría ser más efectivo que usar varillas más largas, por ejemplo, en un terreno con resistividad de 1000  $\Omega$ -m, una varilla de 25 cm proporciona una resistencia a tierra de 300  $\Omega$ , mientras que dos varillas de 12,5 cm otorgan una resistencia de 210  $\Omega$ -m. Suponiendo que el terreno superficial es buen conductor.

Con la siguiente tabla podemos estimar la resistencia equivalente que obtendríamos según el número de varillas en paralelo.

Número de barras en paralelo	Multiplicador a emplear
2	1.16
3	1.29
4	1.36
8	1.68
12	1.80
16	1.92
20	2.00
24	2.16

Tabla 6- 4. Factor de multiplicación para la estimación de resistencia equivalente según el número de varillas en paralelo.

**Ejemplo:** Si con una varilla se obtienen 50  $\Omega$ , con dos varillas tendríamos:  $(50\Omega/2) (1.16) = 29 \Omega$ , y con cuatro varillas:  $(50\Omega/4) (1.36) = 17 \Omega$ .

### 6.3.2 MEJORAMIENTO DEL TERRENO

Cuando el mejoramiento del electrodo no es posible, se debe optar por mejorar el terreno químicamente, con la desventaja que podría ser una solución costosa y que bajo ciertas circunstancias requerirá de mantenimiento. Para lograr una resistencia a tierra baja en terreno rocoso o con alta resistividad, al rellenar el agujero se debe conseguir una buena compactación entre el electrodo y el material en contacto con el mismo.

El relleno ideal debe compactarse fácilmente, no ser corrosivo y también buen conductor eléctrico. Entre algunos compuestos que cumplen con estas características están: La bentonita, sulfato de magnesio, sulfato de cobre, así como compuestos químicos patentados: THOR GEL, GEM de Erico, GAP de Alta Conductividad 2000 S.A., GRAF de IPECSA, Cero-Ohm, InteFrance, por mencionar algunos.

La bentonita es una arcilla consistente en la montmorillonita, este mineral es un silicato de aluminio, puede absorber hasta cinco veces su peso en agua e hincharse hasta 13 veces su volumen seco, además tiene una resistividad de 2.5  $\Omega$ -m con humedad del 300%.

Aparte de los rellenos, existen otros métodos químicos para mejorar la resistividad del terreno. Uno de ellos es usar electrodos huecos rellenos de una sustancia química que se diluirá con el tiempo en el terreno adyacente. Este método es efectivo donde hay poco espacio como en banquetas o estacionamientos, pero es fácilmente demostrable que la resistencia a tierra obtenida, puede obtenerse de una manera más económica, mediante electrodos múltiples.

Otro método consiste en cavar una zanja alrededor de la varilla y llenarla con unos 20 o 40 kg de los compuestos químicos mencionados anteriormente, pero con la variante que se diluirán en agua, la primera carga dura de 2 a 3 años, pero las posteriores duraran cada vez más, es decir que el mantenimiento de este sistema es menos frecuente con el tiempo.

En los años 70, se desarrolló en Japón otro método que consiste en utilizar alguno de los cementos puzolánicos de tipo grafitico conductores (EarthLink 101, Conducrete, San-Earth, entre otros), de tal manera que: se cubre el cable del electrodo (4/0 AWG) colocado horizontalmente en una zanja de unos 60 a 75 cm de profundidad, con una capa de cemento seco de unos 5 cm de grueso y 50 a 60 cm de ancho, con el tiempo el cemento toma la humedad del suelo y endurece. Este método tiene las ventajas de no requerir mantenimiento, es antihurto y evita la corrosión de los cables con el tiempo. Viene muy bien en lugares donde la capa superficial es poco profunda y de alta resistividad.

En China, además se aplica el método de perforar y usar explosivos, para provocar grietas en los suelos rocosos, estas grietas son rellenas con materiales de baja resistividad, con ello se logran mejorar los suelos con alta resistividad, permitiendo obtener condiciones apropiadas para un sistema de puesta a tierra funcional.

### 6.3.3 VALORES DE RED DE TIERRA EN TRANSFORMADORES

En el caso de un sistema de puesta a tierra para transformadores, este debe construirse y diseñarse conforme a lo indicado en la tabla 6-5 (tabla N° 22 Acuerdo N° 29-E-2000 de la SIGET).

CAPACIDAD DE LA SUBESTACIÓN (MVA)	RESISTENCIA DE LA RED DE TIERRA ( $\Omega$ )
Menor o igual 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
Mayor de 100	0.2

Tabla 6- 5. Valores de puesta a tierra necesarios para transformadores.



Para diseñar el sistema de puesta a tierra en subestaciones principales según la norma IEEE-80, es necesario tener en cuenta la elevación del potencial de tierra (GPR).

La elevación de potencial de tierra (GPR), se define como el máximo potencial eléctrico que un electrodo de tierra, malla o sistema puede alcanzar con respecto a un punto de tierra remoto, dada una elevación de voltaje debido a una corriente de falla drenada a tierra. Esta elevación de voltaje, no debe representar peligro para el personal que se encuentre dentro de la subestación o a aquellos en su perímetro o que toquen su cerca perimetral. El GPR debe ser menor o igual a 5 kV.

Para el diseño:

- La cuadrícula del sistema de tierras puede diseñarse sin varillas o con varillas, dependerá de los resultados que se obtengan y de los criterios del diseñador.
- En cuanto al calibre del conductor de la red de tierra el Estándar IEEE-80, recomienda el 2/0 AWG como mínimo, basado en los esfuerzos mecánicos y a la robustez requerida en este tipo de aplicaciones.

Información requerida para el cálculo de los sistemas de puesta a tierra:

- Resistividad en la zona de construcción de la red.
- Geometría del terreno: rectangular, cuadrado, otro.
- Dimensiones del terreno de la subestación: largo \_\_\_\_\_ ancho \_\_\_\_\_
- Capacidad de la subestación y transformadores.
- Impedancia del o los transformadores.
- Relación  $x/r$  (reactancia/resistencia).
- Corriente de falla o MVA de cortocircuito en el punto de entrega (se solicita al distribuidor o ETESAL, dependiendo del punto de conexión).
- Definir los tiempos máximos de apertura de falla en base a la coordinación de protecciones.
- Planos del sistema de generación fotovoltaico, diagrama unifilar, planos de conjunto, etc.
- Desarrollar o entregar el estudio de cortocircuito para los diferentes transformadores.
- Con toda la información anterior se procede a evaluar y diseñar los diferentes sistemas de puesta a tierra.

#### **6.3.4 COMPONENTES DE UN SISTEMA DE PUESTA A TIERRA**

Entre los componentes principales de un sistema de puesta a tierra se tienen:

- Electrodo de puesta a tierra.
- Barrajes o conductores equipotenciales.
- Conductores de enlace.
- Puentes de conexión equipotencial.
- Conectores y/o soldaduras.

**Electrodos de puesta a tierra:**

Como ya se vio, los electrodos son elementos metálicos que permanecen en contacto directo con el terreno, deben estar contruidos con materiales inalterables a la humedad y a la acción química del terreno. Por esta razón se utilizan materiales como el cobre, acero galvanizado y el hierro zincado.

**Barrajes o conductores equipotenciales:**

Los barrajes consisten en barras de sección rectangular o conductores cilíndricos dimensionados para permitir el agrupamiento en un punto de múltiples conexiones. Los equipos y áreas que deben poseer barrajes en una instalación eléctrica, son los siguientes:

- El equipo de acometida.
- Los centros de control de motores.
- Las subestaciones.
- Las salas de equipos eléctricos.
- Las salas de equipos de telecomunicaciones.
- Los cuartos eléctricos.
- Los cuartos de telecomunicaciones.

**Conductores de enlace:**

Mediante ellos se logra transmitir a cualquier lugar o equipo de la instalación el potencial de seguridad y referencia existente en la tierra o suelo. Se dividen en:

- El conductor del electrodo de puesta a tierra.
- El conductor de puesta a tierra del sistema.
- Los conductores de puesta a tierra de equipos.

El primero de estos tres es el conductor utilizado para enlazar el electrodo de puesta a tierra con el conductor de puesta a tierra del sistema a través del primera barraje equipotencial asociado al equipo o área correspondiente.

Todos los equipos y componentes que requieran conexión de puesta a tierra, deben ser debidamente conectados al barraje equipotencial asociado al equipo o área correspondiente, mediante el conductor adecuado de puesta a tierra.

**Puentes de conexión equipotencial:**

Los puentes de conexión equipotencial consisten en conductores o uniones, con resistencia eléctrica mínima entre dos o más partes del conductor de puesta a tierra de equipos. Estos conductores o uniones tienen que asegurar la continuidad eléctrica necesaria entre las partes metálicas de la instalación que deben estar eléctricamente conectadas entre sí.

**Conectores y/o soldaduras:**

Consisten en conectores mecánicos o soldaduras entre los electrodos de puesta a tierra con el conductor del electrodo de puesta a tierra, los conductores de puesta a tierra y los barrajes equipotenciales para ofrecer una resistencia eléctrica mínima. Deben ser resistentes y conservar sus propiedades ante las condiciones ambientales.

### 6.3.5 FÓRMULAS PARA EL CÁLCULO DE LA RESISTENCIA DE TIERRA

La siguiente tabla (Tabla 13, IEEE Std 142-1991, Green Book) nos proporciona las fórmulas para el cálculo de la resistencia de tierra para diferentes tipos y configuraciones de electrodos:















	Semiesfera de radio "a".	$R = \frac{\rho}{2\pi a}$
	Una varilla de tierra, longitud "L", radio "a".	$R = \frac{\rho}{2\pi L} \left( \ln \frac{4L}{a} - 1 \right)$
	Dos varillas de tierra, s > L; separación "s".	$R = \frac{\rho}{4\pi L} \left( \ln \frac{4L}{a} - 1 \right) + \frac{\rho}{4\pi s} \left( 1 - \frac{L^2}{3s^2} + \frac{2L^4}{5s^4} \dots \right)$
	Dos varillas de tierra, s < L; separación "s".	$R = \frac{\rho}{4\pi L} \left( \ln \frac{4L}{a} + \ln \frac{4L}{s} - 2 + \frac{s}{2L} - \frac{s^2}{16L^2} + \frac{s^4}{512L^4} \dots \right)$
	Cable enterrado horizontal, longitud "L", profundidad "s/2".	$R = \frac{\rho}{4\pi L} \left( \ln \frac{4L}{a} + \ln \frac{4L}{s} - 2 + \frac{s}{2L} - \frac{s^2}{16L^2} + \frac{s^4}{512L^4} \dots \right)$
	Giro en ángulo recto de cable, longitud del brazo "L", profundidad "s/2".	$R = \frac{\rho}{4\pi L} \left( \ln \frac{2L}{a} + \ln \frac{2L}{s} - 0.2373 + 0.2146 \frac{s}{L} + 0.1035 \frac{s^2}{L^2} - 0.0424 \frac{s^4}{L^4} \dots \right)$
	Estrella de tres puntos, longitud del brazo "L", profundidad "s/2".	$R = \frac{\rho}{6\pi L} \left( \ln \frac{2L}{a} + \ln \frac{2L}{s} + 1.071 - 0.209 \frac{s}{L} + 0.238 \frac{s^2}{L^2} - 0.054 \frac{s^4}{L^4} \dots \right)$
	Estrella de cuatro puntos, longitud del brazo "L", profundidad "s/2".	$R = \frac{\rho}{8\pi L} \left( \ln \frac{2L}{a} + \ln \frac{2L}{s} + 2.912 - 1.071 \frac{s}{L} + 0.645 \frac{s^2}{L^2} - 0.145 \frac{s^4}{L^4} \dots \right)$
	Estrella de seis puntos, longitud del brazo "L", profundidad "s/2".	$R = \frac{\rho}{12\pi L} \left( \ln \frac{2L}{a} + \ln \frac{2L}{s} + 6.851 - 3.128 \frac{s}{L} + 1.758 \frac{s^2}{L^2} - 0.490 \frac{s^4}{L^4} \dots \right)$
	Estrella de ocho puntos, longitud del brazo "L", profundidad "s/2".	$R = \frac{\rho}{16\pi L} \left( \ln \frac{2L}{a} + \ln \frac{2L}{s} + 10.98 - 5.51 \frac{s}{L} + 3.26 \frac{s^2}{L^2} - 1.17 \frac{s^4}{L^4} \dots \right)$
	Anillo de cable, diámetro del anillo "D", diámetro del cable "d", profundidad "s/2".	$R = \frac{\rho}{2\pi^2 D} \left( \ln \frac{8D}{d} + \ln \frac{4D}{s} \right)$
	Banda horizontal enterrada, longitud "2L", sección a - b, profundidad "s/2", b < a/8.	$R = \frac{\rho}{4\pi L} \left( \ln \frac{4L}{a} + \frac{a^2 - \pi ab}{2(a+b)^2} + \ln \frac{4L}{s} - 1 + \frac{s}{2L} - \frac{s^2}{16L^2} + \frac{s^4}{512L^4} \dots \right)$
	Placa redonda enterrada horizontal, radio "a", profundidad "s/2".	$R = \frac{\rho}{8a} + \frac{\rho}{4\pi s} \left( 1 - \frac{7a^2}{12s^2} + \frac{33a^4}{40s^4} \dots \right)$
	Placa redonda enterrada vertical, radio "a", profundidad "s/2".	$R = \frac{\rho}{8a} + \frac{\rho}{4\pi s} \left( 1 + \frac{7a^2}{24s^2} + \frac{99a^4}{320s^4} \dots \right)$

Tabla 6- 6. Fórmulas para el cálculo de resistencia de la tierra. Tomado de: (Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., 1992).

A continuación, en la tabla 6-7, se presentan más fórmulas para el cálculo de la resistencia de tierra de otros electrodos de puesta a tierra:

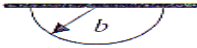
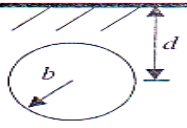

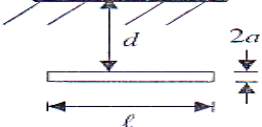
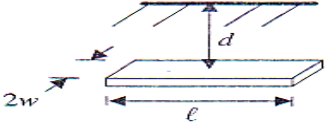


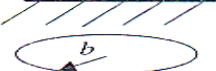
Electrodo	Descripción	Resistencia de tierra
	Semiesfera enterrada a ras de suelo	$R_t = \frac{\rho}{2\pi b}$
	Esfera enterrada a profundidad determinada	$R_t = \frac{\rho}{4\pi} \left( \frac{1}{b} + \frac{1}{2d} \right)$ $d \gg b$
	Pica hincada verticalmente en el terreno	$R_t = \frac{\rho}{2\pi\ell} \ln \left( \frac{2\ell}{a} \right)$ $\ell \gg a$
	Conductor enterrado horizontalmente a profundidad determinada	$R_t = \frac{\rho}{2\pi\ell} \left[ \ln \left( \frac{\ell}{a} \right) + \ln \left( \frac{\ell}{2d} \right) \right]$ $d \geq 6a$
	Placa enterrada horizontalmente a profundidad determinada	$R_t = \frac{\rho}{2\pi\ell} \left[ \ln \left( \frac{2\ell}{w} \right) + \ln \left( \frac{\ell}{2d} \right) \right]$ $d \geq 3w$
	Anillo enterrado profundamente	$R_t = \frac{\rho}{4\pi^2 b} \ln \frac{8b}{a}$
	Disco delgado enterrado profundamente	$R_t = \frac{\rho}{8b}$
	Disco enterrado cerca de la superficie	$R_t = \frac{\rho}{4b}$

Tabla 6-7. Fórmulas para el cálculo de resistencia de puesta a tierra para diferentes tipos de electrodos.

## 6.4 VOLTAJES DE PASO Y DE CONTACTO

En una subestación eléctrica pueden producirse sobretensiones que exceden el voltaje de operación, estas fluctuaciones de voltaje pueden interrumpir el suministro de forma parcial o total, y además poner en riesgo al personal. Existen lugares críticos en los cuales podrían producirse tensiones de paso y de contacto peligrosas, por ejemplo, la cerca que rodea la subestación, si esta no se encuentra debidamente aterrizada una persona o animal que entre en contacto con ella podría recibir una descarga que en las peores condiciones puede ser fatal. Por tanto, es sumamente necesario medir la tensión de paso y de contacto en los emplazamientos de los alrededores de la subestación con el fin de garantizar la seguridad de las personas y los animales.

Para garantizar la seguridad de los obreros y operadores, toda subestación debe cumplir con la reglamentación necesaria en cuanto a normas de diseño y construcción. El cumplimiento de estas normativas no solo debe centrarse en la red de Alta Tensión, sino que también es necesario tener en cuenta la red de Baja Tensión, la persona encargada del diseño de una instalación eléctrica debe tener presente todos los riesgos a los cuales estaría sometido el personal debido a estas tensiones.

### 6.4.1 VOLTAJE DE PASO

Se define como la máxima diferencia de potencial entre los dos puntos de contacto de los pies de una persona, con separación de un metro, que se encuentra caminando en el área de la subestación al ocurrir una falla de fase a tierra.

En otras palabras, es el voltaje del electrodo que puede ser puentado por una persona al caminar en las zonas próximas a la toma de tierra. Con la resistencia del cuerpo y contacto de los pies, se obtiene un voltaje inferior al potencial entre el electrodo y el punto donde se encuentra la persona. Cuando una persona se mueve en dirección perpendicular a las líneas equipotenciales, aparecerá un voltaje  $V_p$  entre sus pies, este voltaje estará dado por la siguiente ecuación:

$$V_p = 0.16 (\rho I / hL)$$

Donde:

L: longitud total del electrodo horizontal en metros.

h: profundidad de la toma de tierra en metros.

$\rho$ : resistividad superficial del terreno en  $\Omega - m$ .

I: corriente de falla en Amperios.

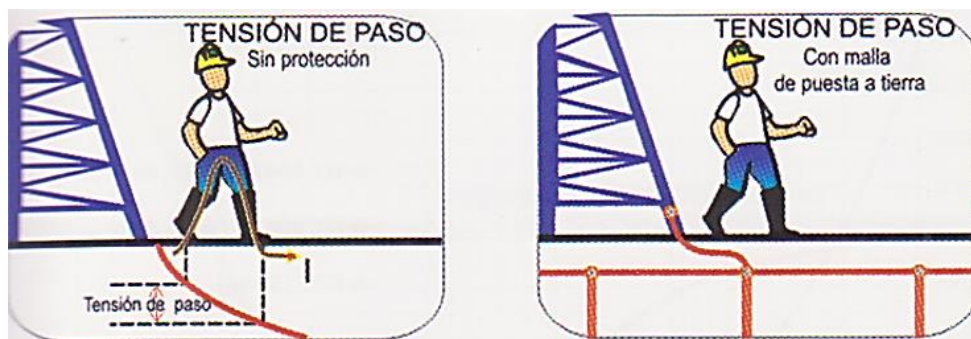


Figura 6- 29. Recorrido de la corriente eléctrica al presentarse una falla de fase a tierra, sobre una persona que transita en una subestación sin protección y en una subestación debidamente aterrizada.

## 6.4.2 VOLTAJE DE CONTACTO

Se define como la máxima diferencia de tensión entre el punto de contacto de los pies de una persona que se encuentra parada en el área de la subestación y el punto de contacto de una o de sus dos manos al tocar una estructura metálica cuando ocurre una falla de fase a tierra.

Cuando una persona se pone en contacto con alguna parte aterrizada de la instalación al momento de ocurrir una falla a tierra, aparecerá una diferencia de potencial entre sus manos y pies debido a la corriente de falla que circula por el sistema de puesta a tierra. Este voltaje corresponde a un punto sobre la curva de potencial del electrodo de tierra. El  $V_c$  está dado por la siguiente ecuación:

$$V_c = 0.7\rho(I/L)$$

Donde:

$\rho$ : resistividad superficial del terreno en  $\Omega - m$ .

I: corriente de falla en Amperios.

L: longitud total del electrodo horizontal en metros.

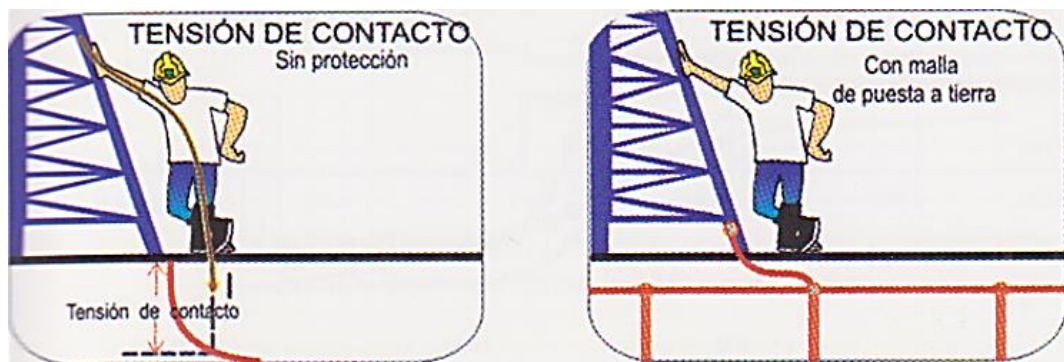


Figura 6- 30. Recorrido de la corriente eléctrica sobre el cuerpo de una persona que permanece en contacto con la estructura metálica de una subestación sin protección y una subestación debidamente aterrizada.

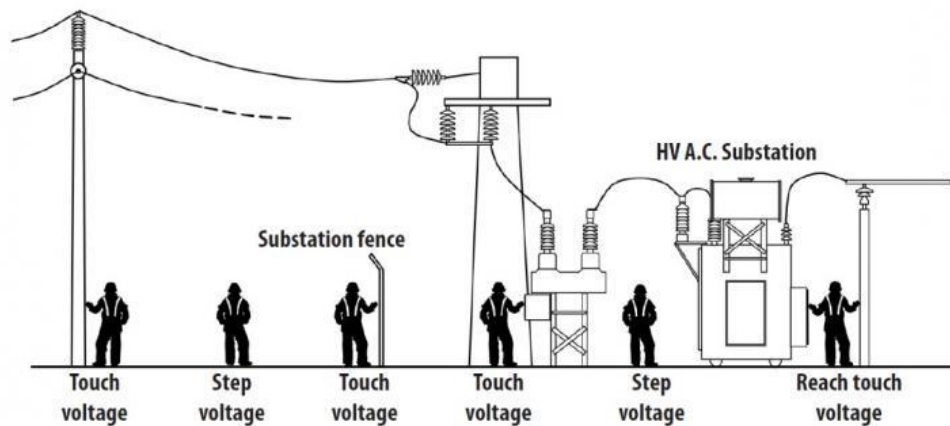


Figura 6- 31. Representación de diferentes situaciones en las que podría tener efecto el voltaje de paso y el voltaje de contacto en una subestación eléctrica.

### 6.4.3 EFECTOS DE LA CORRIENTE ELÉCTRICA EN EL CUERPO HUMANO

Cuando alguien recibe una descarga eléctrica, es la corriente eléctrica la que causa daños fisiológicos al recorrer por su cuerpo, no el voltaje como se puede creer erróneamente. La figura 6-32, nos muestra una gráfica tomada de la norma IEC 60479-1, que nos permite analizar los riesgos y daños que produce la corriente eléctrica en el cuerpo humano, la IEC, Comisión Electrotécnica Internacional es la organización que dicta las normas eléctricas, en el caso de la 60479-1, es la norma en que trata sobre los riesgos eléctricos que se verán a continuación.

En la gráfica se observan diferentes curvas que demarcan zonas correspondientes a los diferentes niveles de daño que puede recibir el cuerpo humano al ser expuesto a una descarga eléctrica, dependiendo de la intensidad de la corriente y del tiempo que esta permanece circulando a través del cuerpo de la persona.

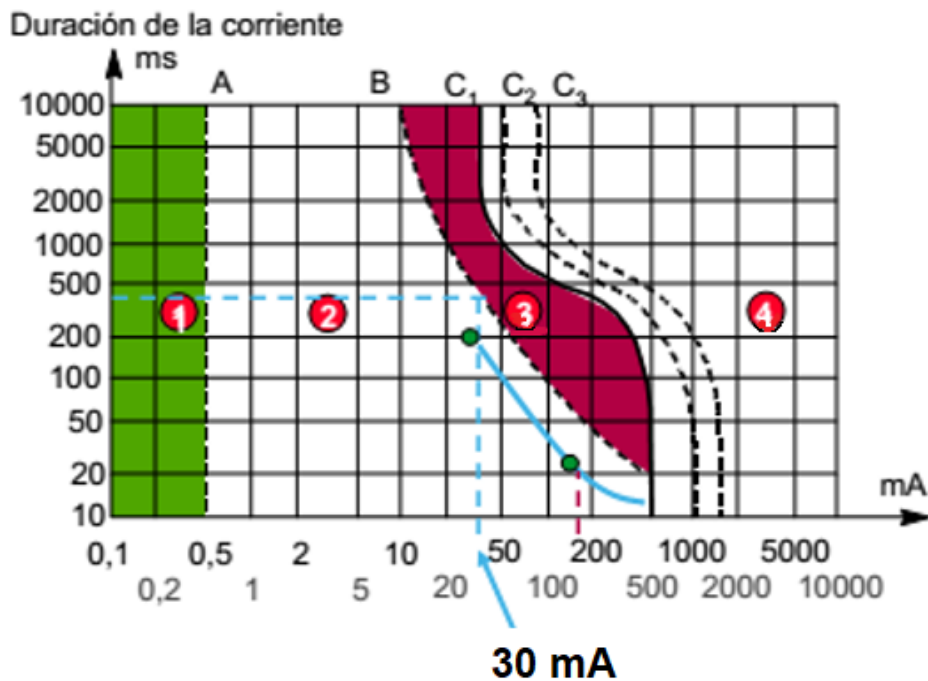


Figura 6- 32. Efectos de la corriente eléctrica en el cuerpo humano.

En la figura 6-32, en el eje horizontal de la gráfica se expresa la intensidad o corriente eléctrica en miliamperios, mientras que en el eje vertical se expresan los valores del tiempo de exposición del cuerpo a la corriente en milisegundos.

La grafica se divide en cuatro zonas:

**ZONA 1:** Habitualmente ninguna reacción o daño independientemente del tiempo de exposición.

**ZONA 2:** Normalmente ningún efecto fisiológico peligroso, se perciben contracciones musculares o tetanizaciones leves. La tetanización muscular es el movimiento incontrolado de los músculos como consecuencia del paso de la corriente eléctrica a través del cuerpo.

**ZONA 3:** Ningún daño orgánico (órgano del cuerpo dañado). Es probable que se presenten contracciones musculares, dificultando la respiración, paradas temporales del corazón, pero sin llegar a la fibrilación ventricular.

La fibrilación ventricular consiste en el movimiento anárquico del corazón, el cual deja de enviar sangre a los demás órganos y aunque este en movimiento, no sigue su ritmo normal de funcionamiento.

**ZONA 4:** Riesgo de paro cardiaco por fibrilación ventricular, parada respiratoria, quemaduras graves, agravados en función de la intensidad y del tiempo de exposición a la misma.

Los efectos de la corriente continua son unas cuatro veces menores que los correspondientes a corriente alterna a 60 Hz, sin embargo, hay que tener en cuenta los fenómenos electrolíticos que puede originar la corriente continua.

### **UMBRALES DE INTENSIDADES**

Estos umbrales se encuentran representados por las letras A, B, C1, C2 y C3, corresponden a valores de intensidad concretos.

#### **Punto A: Umbral de percepción.**

Es el valor mínimo de la intensidad de corriente que provoca algún tipo de sensación en una persona. La norma CEI 479 considera un umbral de percepción de 0.5 mA en corriente alterna y 2mA en corriente continua.

#### **Punto B: Umbral de no soltar.**

Representa el valor máximo de corriente que permite a una persona soltar un electrodo, a su vez esto dependerá del tiempo de exposición.

En corriente alterna este umbral se sitúa a 10 mA para cualquier valor del tiempo de exposición y en corriente continua en unos 25 mA, aunque en este caso es difícil establecer un umbral debido a que solo al inicio y al final del contacto con la corriente provoca dolor y contracción muscular.

#### **Punto C1: Umbral de producción de fibrilación.**

Corresponde al menor valor de corriente que puede causar la fibrilación ventricular, considerada como la causa principal de la muerte por choque eléctrico.

**Punto C2:** Posibilidad de producción de fibrilación 5%.

**Punto C3:** Posibilidad de producción de fibrilación 50%.

Está claro que el tiempo de exposición para cada uno de estos umbrales es muy importante, por ejemplo, al observar la gráfica, notamos que los efectos de una corriente de 200 mA durante 50 milisegundos son equivalentes a los de una corriente de 20 mA actuando durante 1 segundo.



Al seguir analizando la figura 6-32, observamos que se ha hecho énfasis en el valor de 30 mA, este punto es la máxima fuga de corriente que podemos tener en una vivienda por cualquier masa metálica, ya que es la máxima sensibilidad que puede tener el interruptor diferencial en una vivienda y que está contemplado en el Reglamento Eléctrico de Baja Tensión (REBT).

Recordemos que el interruptor diferencial, es un dispositivo de protección que interrumpe el suministro de energía cuando detecta una fuga de corriente mayor a 30 mA, con ello podemos asegurarnos que en nuestra vivienda no sufriremos un choque eléctrico de más de 30 mA. Si una persona es expuesta a este nivel de corriente durante más de 500 milisegundos puede empezar a percibir daños fisiológicos ya que estaría en el límite del umbral de producción de fibrilación ventricular. Con la instalación de un interruptor diferencial y un adecuado sistema de puesta a tierra, podemos evitar este tipo de incidentes.

La toma de tierra desvía la corriente de fuga hacia tierra y el interruptor diferencial corta la energía al detectar la fuga, el diferencial está conectado al neutro y a la fase para detectar la diferencia de corriente de entrada y salida, pero nunca debe ir conectado a los cables de tierra.

#### 6.4.4 IMPORTANCIA DE CONECTAR RETORNO METÁLICO AL SISTEMA DE PAT

Si la subestación es alimentada por una línea aérea, sin cable de guarda, es importante tener una resistencia a tierra baja, ya que toda la corriente de falla a tierra tiene que retornar por el terreno, ocasionando una elevación del potencial de tierra dado por el producto de la resistencia de tierra por la corriente de falla  $R_g \cdot I_f$ .

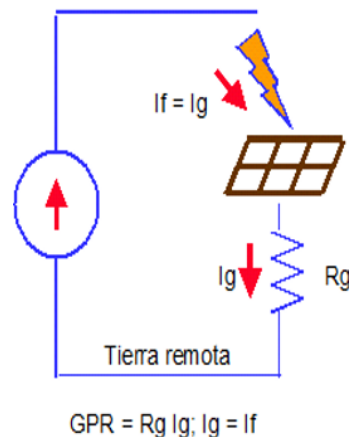
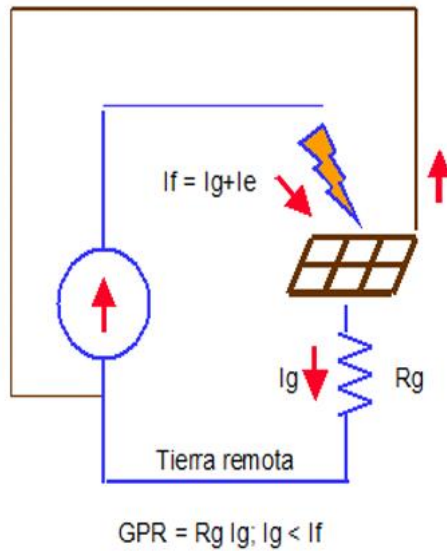


Figura 6-33. Esquema unifilar sin retorno metálico al producirse una corriente de falla a tierra en el sistema.

En la figura 6-33, observamos el esquema del circuito compuesto por el sistema de puesta a tierra sin retorno metálico, la resistividad del terreno y la fuente de corriente de falla. En este caso la corriente de falla  $I_f$  es igual a la corriente que circula por el terreno  $I_g$ , produciendo un elevado potencial de tierra peligroso para quienes estén dentro de la subestación.

En cambio, si la subestación es alimentada por una línea aérea con cables de guarda, con un hilo neutro o se alimenta con cable subterráneo y ambos extremos del blindaje están puestos a tierra, entonces la subestación cuenta con retorno metálico y la corriente de falla a tierra se divide, la mayor parte se va por el retorno metálico y el resto se va por el terreno, la corriente que circula por el sistema de electrodos es menor que la corriente de falla por tanto la elevación de potencial del terreno es menor.



*Figura 6- 34. Esquema unifilar con retorno metálico al producirse una corriente de falla a tierra en el sistema.*

La figura 6-34, ilustra el esquema del circuito ahora compuesto por un sistema de puesta a tierra con retorno metálico, esto hace que la corriente de falla se divida  $I_f = I_g + I_e$ , la mayor parte de esta corriente circula por el retorno metálico, por tanto, la corriente que circula por el terreno es menor que la corriente de falla  $I_g < I_f$ . Gracias a esto la elevación del potencial de tierra es mucho menor que en un sistema sin retorno metálico, evitando posibles accidentes al personal de la subestación.

## 6.5 SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

### 6.5.1 TIPOS DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Existen diferentes configuraciones para un sistema trifásico de distribución, los cuales pueden ser utilizados según las características y necesidades de las cargas que serán alimentadas. A continuación, se presentan los diagramas de los tipos de distribución más comunes.

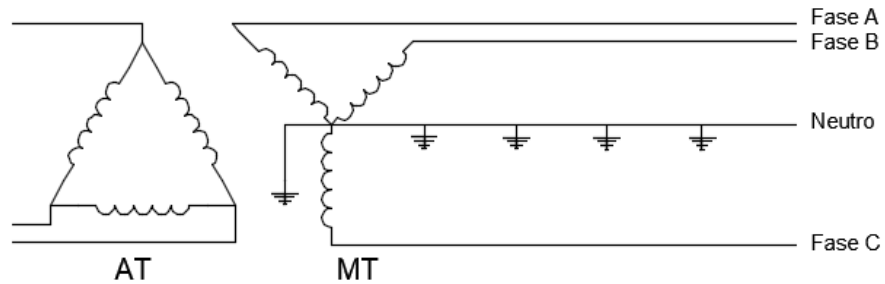


Figura 6-35. Sistema a 4 hilos con neutro múltiple puesto a tierra.

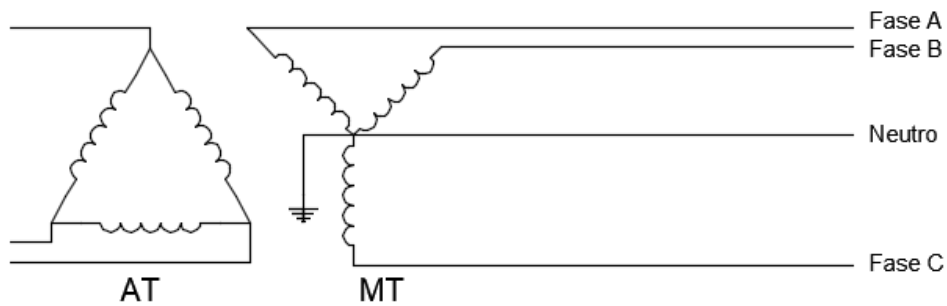


Figura 6-36. Sistema a 4 hilos con punto neutro puesto a tierra y neutro aislado

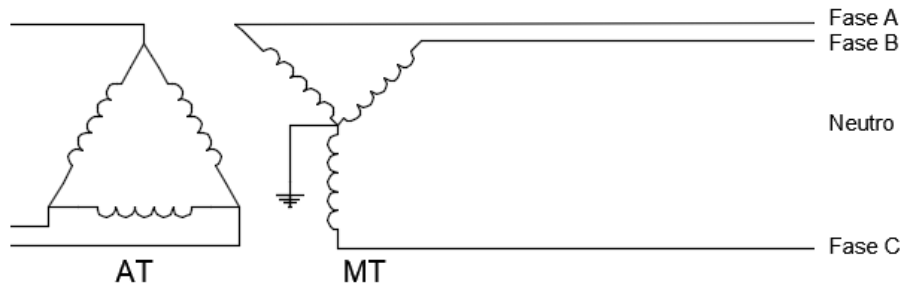


Figura 6-37. Sistema a 3 hilos con punto neutro puesto a tierra.

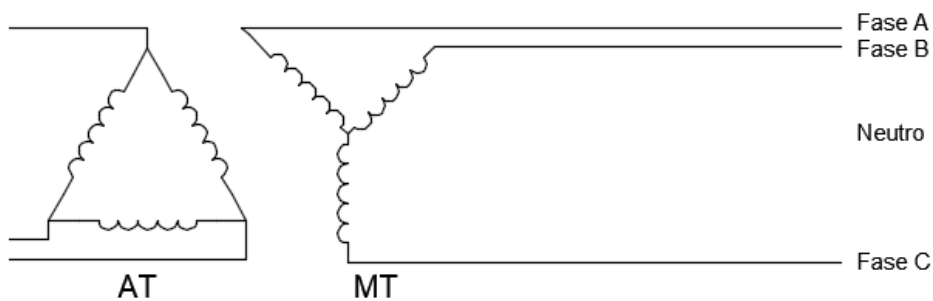


Figura 6-38. Sistema a 3 hilos en estrella sin conexión de puesto a tierra.

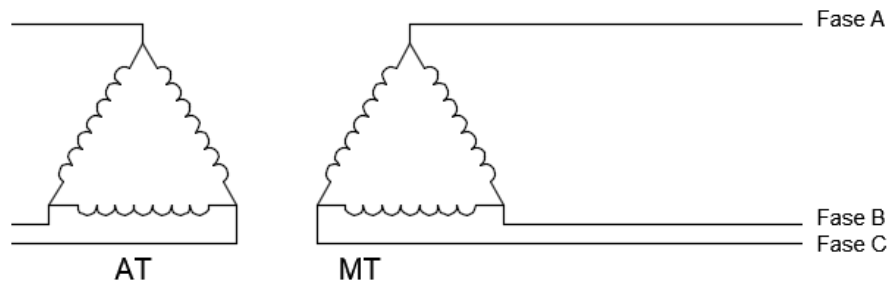


Figura 6-39. Sistema a 3 hilos en delta.

## 6.5.2 TIPOLOGÍAS DE TIERRAS Y NEUTROS

### 6.5.2.1 ESQUEMAS DE DISTRIBUCIÓN PARA EL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Existen diferentes esquemas de distribución que se establecen en función de las conexiones a tierra de la red de distribución, así como de la instalación receptora. Es necesario tener en cuenta estas configuraciones para determinar las características de las medidas de protección contra choques eléctricos y sobretensiones. Se denominan según el siguiente código de letras:

**Primera letra:** se refiere a la situación de la alimentación con respecto a tierra.

T= Conexión directa de un punto de la alimentación a tierra.

I= Aislamiento de todas las partes activas de la alimentación con respecto a tierra o conexión de un punto a tierra a través de una impedancia.

**Segunda letra:** se refiere a la situación de las masas de la instalación receptora respecto a tierra.

T= Masas conectadas directamente a tierra, independientemente de la eventual puesta a tierra de la alimentación.

N= Masas conectadas al punto de la alimentación puesto a tierra (en corriente alterna, ese punto normalmente el punto neutro).

**Tercera letra:** Se refiere a la situación relativa del conductor neutro y del conductor de protección. No aplica para todas las configuraciones.

S= Las funciones del neutro y de protección, aseguradas por conductores separados.

C= las funciones del neutro y de protección, combinadas en un solo conductor (conductor CPN).

### 6.5.2.2 ESQUEMA TN

Estos esquemas tienen un punto de alimentación, generalmente el neutro compensador, conectado directamente a tierra y a las masas de la instalación receptora conectadas a dicho punto mediante conductores de protección. En los esquemas TN cualquier intensidad de defecto franco fase-masa es una corriente de corto circuito, el bucle de defecto está constituido exclusivamente por elementos conductores metálicos. Hay tres tipos de esquemas TN según la disposición relativa del conductor neutro y del conductor de protección:

**Esquema TN-S:** En este esquema el conductor del neutro y el conductor de protección son conductores separados en todo el sistema.

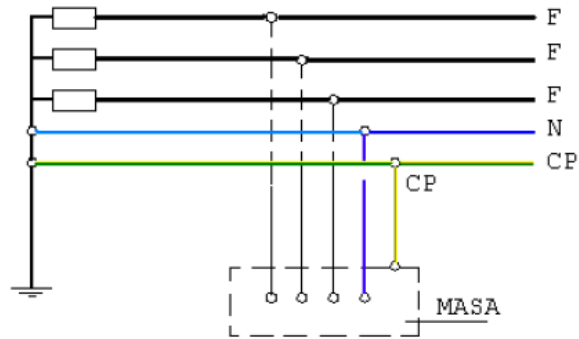


Figura 6- 40. Esquema de distribución TN-S.

**Esquema TN-C:** Las funciones del conductor del neutro y del conductor de protección están combinadas en un solo conductor en todo el sistema.

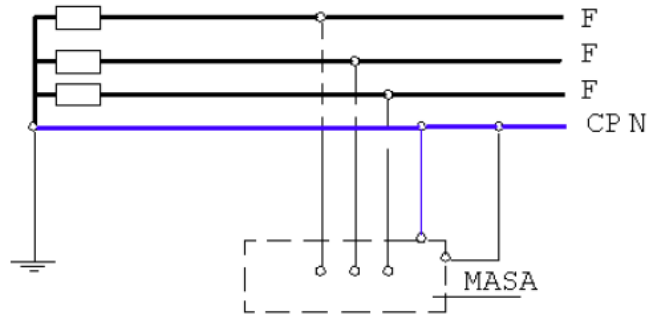


Figura 6- 41. Esquema de distribución TN-C.

**Esquema TN-S-C:** En una parte del sistema las funciones del conductor del neutro y del conductor de protección están combinadas en un solo conductor.

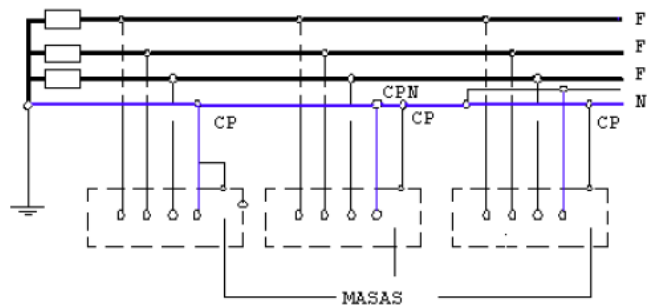


Figura 6- 42. Esquema de distribución TN-S-C.

### 6.5.2.3 ESQUEMA TT

Los esquemas TT tienen un punto de alimentación, generalmente el neutro o compensador, conectado directamente a tierra. Las masas de la instalación receptora están conectadas a una toma de tierra separada de la toma de tierra de alimentación.

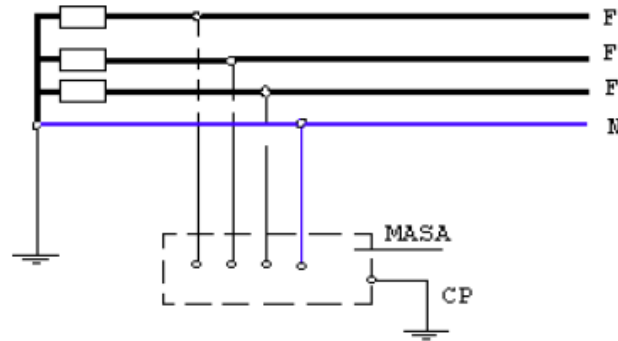


Figura 6- 43. Esquema de distribución TT.

En este esquema las intensidades de defecto fase-masa o fase-tierra pueden tener valores inferiores a los de cortocircuito, pero pueden ser suficientes para provocar la aparición de tensiones peligrosas.

El bucle de defecto incluye resistencia a tierra en alguna parte del circuito de defecto, lo que no excluye la posibilidad de conexiones eléctricas, voluntarias o no, entre la zona de la toma de tierra de las masas de la instalación y la de la alimentación. Aunque ambas tomas de tierra no sean independientes, sigue siendo un esquema TT si no se cumplen todas las condiciones de un esquema TN. Esto significa que no se tienen en cuenta las posibles conexiones entre ambas zonas de toma de tierra para la determinación de las condiciones de protección.

### 6.5.2.4 ESQUEMA IT

Los sistemas IT no tiene ningún punto de la alimentación conectado directamente a tierra, o un punto este puesto a tierra con una impedancia. Esto provoca que, en caso de falla de aislamiento, nada más circule una corriente de falla pequeña, originada principalmente por la capacidad de derivación de la red. Los fusibles conectados en serie no se disparan, por lo que se conserva el suministro de energía aun en caso de contacto a tierra unipolar o directo. Las masas de la instalación receptora están puestas directamente a tierra, ya sea individualmente, en forma conjunta o conectadas conjuntamente con la puesta a tierra del sistema.

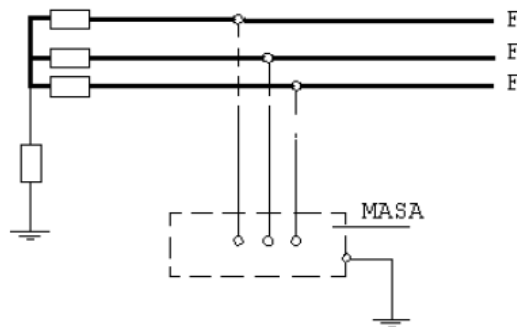


Figura 6- 44. Esquema de distribución IT.

La corriente resultante de una primer falla fase-masa o fase-tierra, es reducida, a tal grado de no provocar la aparición de tensiones de contacto peligrosas. Esto se debe, ya sea a la ausencia de conexión a tierra en la alimentación, o bien a la inserción de una impedancia entre un punto de la alimentación (generalmente el neutro y tierra). Puede resultar necesario limitar la extensión de la instalación para disminuir el efecto capacitivo de los cables con respecto a tierra. Se recomienda no distribuir el neutro.

## 6.6 TOMACORRIENTES POLARIZADOS, AISLADOS Y GFCI

Entre la variedad de tomacorrientes que podemos encontrar para diversas aplicaciones y necesidades tenemos los tomacorrientes polarizados, no polarizados, aislados, GFCI y AFCI. A continuación, se describe cada uno de ellos.

### 6.6.1 TOMACORRIENTES POLARIZADOS

En una vivienda común por lo general se instalan tomas polarizados y no polarizados, siendo estos últimos los más comunes, ya que solo cuentan con fase y neutro. Para proteger los electrodomésticos y también a las personas en contacto con las partes metálicas de estos, es necesaria la instalación de tomas polarizados.

Un tomacorriente polarizado tiene tres puntos de conexión, la fase, el neutro y el conductor de tierra, este último como ya sabemos, es para resguardar tanto a los electrodomésticos como a las personas de cualquier corriente de fuga que pueda ocasionar daños físicos o materiales.

En la figura 6-45, tenemos un toma polarizado que debe instalarse con su respectivo cable de fase conectado al tornillo de color bronce, el cable de neutro al tornillo de color plata y el cable de tierra conectado al tornillo que usualmente es de color verde y está del lado de los tornillos correspondientes al neutro. Se logra apreciar que la ranura más grande corresponde al neutro, la más pequeña a la fase y la tercera al polo tierra, esa es la forma correcta de conectar un toma polarizado.

Los conectores de los electrodomésticos están diseñados para encajar en un solo sentido con el tomacorriente, en nuestro país es común que para ahorrar dinero los tomas no dispongan de cable de tierra, o que solo se instalen tomas sencillos (no polarizados) a los cuales se conectan adaptadores para los conectores con polo tierra o bien se haga uso de una regleta para solucionar el inconveniente. Esto no es correcto ya que si alguien hace contacto con la parte metálica de un electrodoméstico puede recibir una descarga eléctrica peligrosa.



Figura 6-45. Tomacorriente polarizado.

## 6.6.2 TOMACORRIETNES AISLADOS

Los tomacorrientes de Tierra Aislada (IG) o Tierra Aislada + Grado Hospitalario (IG+HG) se encuentran con mayor frecuencia en hospitales y otras instalaciones médicas, edificios comerciales y algunos entornos industriales. Se caracterizan físicamente por tener carcasa color naranja con un pequeño triángulo verde, tal como se observa en la figura 6-46, o de carcasa frontal color naranja y un pequeño triángulo naranja. Este triángulo indica que el tomacorriente posee un sistema de tierra aislada.

Estos tomacorrientes tienen una construcción y un cableado especiales para eliminar el ruido electromagnético que puede afectar a los equipos sensibles. Son utilizados además de los hospitales en grandes instalaciones para contrarrestar la interferencia de ruido con audio, video y equipo de cómputo.

A diferencia de un toma polarizado estándar, en el cual las ranuras de tierra están eléctricamente conectadas al tornillo de conexión del cable de tierra, un tomacorriente aislado también tiene un tornillo para la conexión a tierra, pero el cable de tierra aislada esta eléctricamente aislado del tornillo de tierra de seguridad (figura 6-46). Por tanto, el tornillo de tierra y el cuerpo del tomacorriente pueden usarse para dos caminos de tierra separados, dicha separación aísla las ranuras del receptáculo de cualquier ruido presente en el canal de metal.

### Cableado de receptáculo de tierra aislado

El cableado de un tomacorriente aislado consta de cuatro conductores, fase, neutro, tierra y tierra aislada. El neutro conectado a los tornillos plateados, la fase a los tornillos color bronce, el cable de tierra a uno de los tornillos que conectan la carcasa con la caja metálica y el conductor de tierra aislada al tornillo verde de tierra.

Esta conexión permite tener una ruta de tierra dedicada para que la electricidad fluya sin interferencia electromagnética.

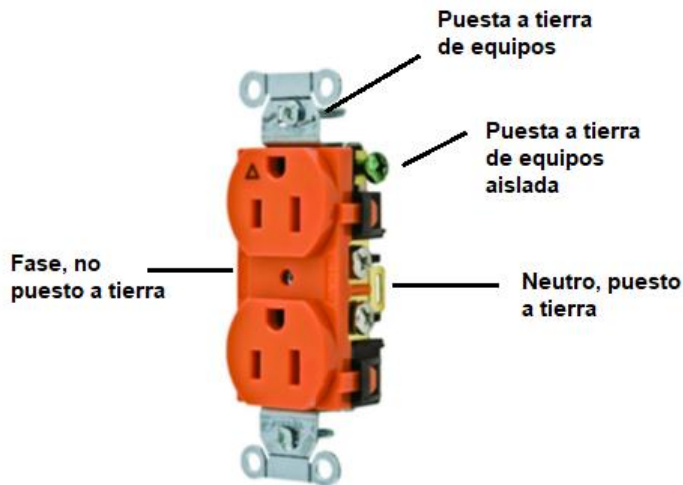


Figura 6- 46. Tornillos de conexión correspondientes para cada cable conductor en un tomacorriente aislado.



### 6.6.3 TOMACORRIENTES GFCI

Los tomacorrientes con interruptor de falla a tierra GFCI (Ground Fault Circuit Interrupter) son dispositivos diseñados para la protección contra descargas eléctricas de falla a tierra que pueden producirse al utilizar algún aparato eléctrico. A diferencia de los tomacorrientes convencionales estos cuentan con un botón de prueba y restablecimiento (Reset) y en algunos casos una luz indicadora. Cuentan con un circuito electrónico que se activa cuando detecta desequilibrios de corriente entre línea y neutro o fallas a tierra, interrumpiendo el flujo de energía eléctrica para evitar daño a las personas o equipos.

Por lo general estos tomacorrientes son instalados en las áreas donde puede haber mayor peligro al recibir una descarga eléctrica, por ejemplo, los lugares húmedos, el NEC especifica ciertas áreas presentes en una vivienda común, como lo son: baños, cocina, área de lavandería, garajes, tomacorrientes exteriores, sótanos, áreas de fregaderos de barra húmeda, áreas de piscina. Un GFCI protege el cableado eléctrico y al tomacorriente mismo del sobrecalentamiento, evita posibles incendios, minimizando en gran medida el riesgo de lesiones por choque eléctrico y quemaduras fatales. No deben usarse con el objetivo de reemplazar un fusible o breaker ya que no ofrecen protección contra cortocircuitos y sobrecargas.



*Figura 6- 47.  
Tomacorriente GFCI.*

#### **Funcionamiento**

Los GFCI controlan el equilibrio de corriente entre el conductor de fase y el conductor de neutro. Al detectar que la corriente de fase está en un rango de 4 a 6 mA por encima de la corriente que circula por el neutro, el dispositivo abrirá el circuito impidiendo el paso de corriente. Este rango de activación se debe a que el umbral de “no soltar” corresponde a 10 miliamperios, los músculos humanos se contraen por sobrecarga eléctrica imposibilitando a la persona soltar el objeto causante del problema, 2 segundos de exposición a ese nivel de corriente podría tener consecuencias fatales.

El desequilibrio de corriente indica que una parte de ella está siendo desviada en una trayectoria distinta a la que tiene en condiciones normales. Estos dispositivos pueden operar en un circuito que no tiene conductor de tierra para el equipo, sin embargo, siempre es necesario para proteger los equipos y proporcionar mayor seguridad, sobre todo porque existe la posibilidad de que el dispositivo GFCI no responda dejando los contactos cerrados y permitiendo el paso de corriente. Además, el transformador de corriente dentro del dispositivo de protección no detecta desequilibrios entre la corriente de salida y la de retorno, una persona en contacto con conductores energizados pelados recibirá una descarga eléctrica.

Para proteger un circuito de tomacorrientes estándar, podemos instalar un toma GFCI al inicio del circuito y los demás tomacorrientes quedaran protegidos, se recomienda conectar como máximo 5 tomas estándar aguas debajo de un GFCI, pero ello dependerá de las especificaciones del dispositivo de protección y de la cantidad de corriente que puede conducir, por lo general es de 15 o 20 Amperios.

### Ground Fault Receptacle Protecting Entire Branch Circuit

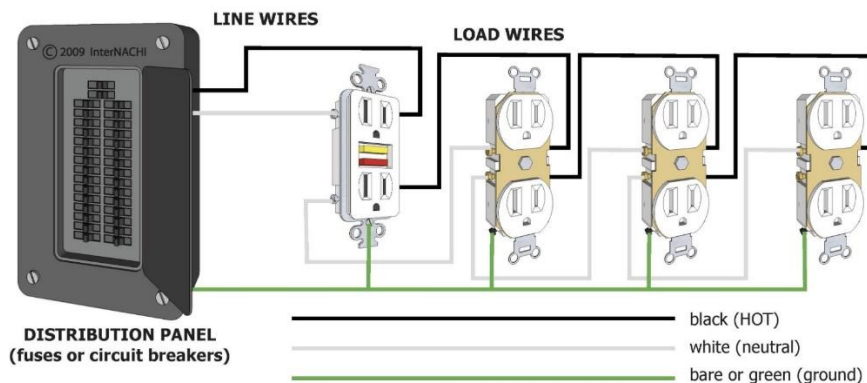


Figura 6- 48. Circuito de tomacorrientes estándar conectados a un tomacorriente GFCI. Tomado de: (Andres, 2021).

En la figura 6-48, observamos la conexión de tres tomacorrientes estándar y un tomacorriente GFCI en un mismo circuito, conectando en primera instancia el GFCI al tablero de distribución obtenemos la protección contra fallas a tierra en los demás tomacorrientes, nótese que el conductor de tierra siempre va conectado a cada uno de los tomas, por las razones ya mencionadas.

El promedio de vida de un GFCI es aproximadamente de 10 años, estos dispositivos deben ser chequeados al menos una vez al mes para verificar su correcto funcionamiento. Par ello se deben seguir los siguientes pasos mostrados en la figura 6-49:

**COMO PROBAR O CHEQUEAR UN GFCI:**

- 1** PRESIONAR EL BOTON DE RESET
- 2** CONECTE UNA LUZ NOCTURNA O SIMILAR
- 3** LA LUZ NOCTURNA DEBERA ENCENDER
- 4** PRESIONE BOTON DE "TEST"
- 5** LA LUZ NOCTURNA DEBERA APAGAR
- 6** PRESIONAR "RESET" DE NUEVO
- 7** LA LUZ NOCTURNA DEBERA VOLVER A ENCENDER
- 8** SI EL EQUIPO CONECTADO NO ENCIENDE DEBE REVISAR EL GFCI POR UN ELECTRICISTA

Figura 6- 49. Procedimiento para comprobar el correcto funcionamiento de un tomacorriente GFCI.

#### 6.6.4. TOMACORRIENTES AFCI

Los tomacorrientes con interruptor de falla de arco AFCI (Arc Fault Circuit Interrupter) están diseñados para proporcionar protección contra las fallas de arcos eléctricos que pueden provocar incendios. Estos dispositivos interrumpen el flujo de energía eléctrica al detectar fallas de arco peligrosas, estas fallas pueden estar presentes en cualquier punto de una instalación eléctrica y son provocadas por conexiones eléctricas flojas, cordones eléctricos dañados ya sea de forma accidental o por la degradación natural de los mismos.

Disponer de tomacorrientes con protección AFCI es de gran importancia ya que las fallas de arco suelen pasar desapercibidas y son una de las causas más frecuentes de incendios en instalaciones eléctricas. Al igual que con los tomacorrientes GFCI, no es necesario que todos los tomas de una instalación sean AFCI, basta con que el primer tomacorriente de cada circuito sea AFCI para obtener igual protección es los tomas restantes, debido a que ofrecen protección de alimentación continua, lo que quiere decir que todo el cableado del circuito, así como las cargas que se conecten a los tomas contarán con la protección de falla de arco, tal como se observa en la figura 6-51.



Figura 6- 50.  
Tomacorriente AFCI.

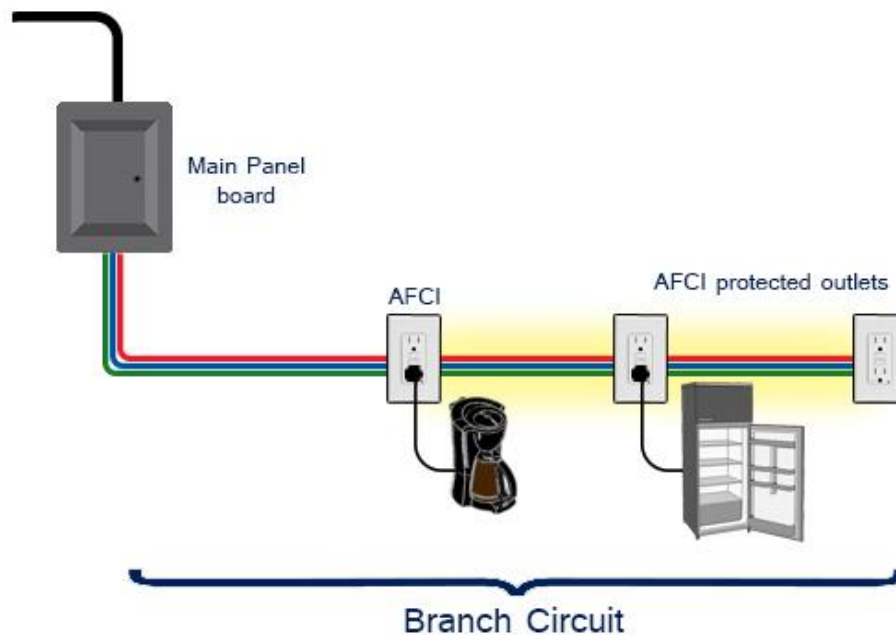


Figura 6- 51. Circuito de tomacorrientes derivados de un toma AFCI. Tomado de: (Captainsblog, 2021).

## 6.7 SISTEMAS DE TIERRA EN EDIFICIOS DE VARIOS NIVELES

En un edificio de varios niveles, se tiene una gran cantidad de equipos electrónicos conectados a la instalación, se recomienda, siempre que sea posible, instalar un subtablero por cada piso con su respectiva placa de tierra, de esta forma distribuir desde ese punto un cable de protección para cada sala de equipos. Estos conductores de protección deben ser aislados, a nivel de vinculación de equipos puede utilizarse cable desnudo. En la figura 6-52, observamos la manera incorrecta de realizar la instalación, llevando un solo conductor desde el tablero principal, mientras que, en la forma correcta de instalación, se lleva un conductor independiente desde el baraje principal hasta cada subtablero.

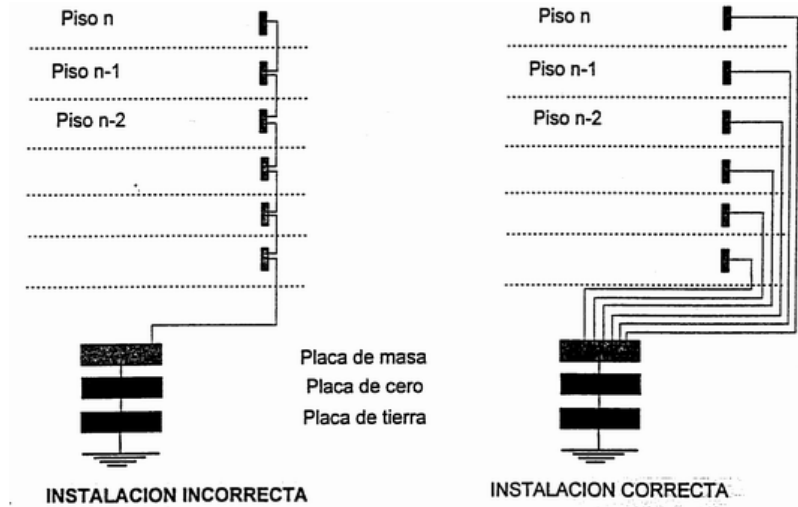


Figura 6- 52. Conexión a tierra en edificios de varios niveles.

El dimensionamiento de los cables de protección depende de la corriente de falla de los equipos, partiendo de lo siguiente:

- No debe producirse calentamiento en el conductor de protección.
- La elevación de potencial de la masa del equipo con respecto a tierra y su relación con la masa de otros equipos no debe ser peligrosa ni para el personal, ni para el equipamiento.

Para cumplir con lo anterior, deben buscarse en todo momento valores de resistencia muy bajos en las secciones de los conductores de protección a utilizar. La siguiente tabla nos indica la relación entre la corriente del circuito y el área mínima de la sección transversal del conductor.

Corriente del circuito (A)	Sección transversal mínima (mm <sup>2</sup> )
< 5	0.5
5 a 30	6
30 a 60	16
60 a 400	50
Hasta 2000	120

Tabla 6- 8. Área de sección transversal mínima del conductor de puesta a tierra, según el nivel de corriente del circuito.

## Conmutación del neutro en sistemas de emergencia

### CASO 1: Con conmutación del Neutro

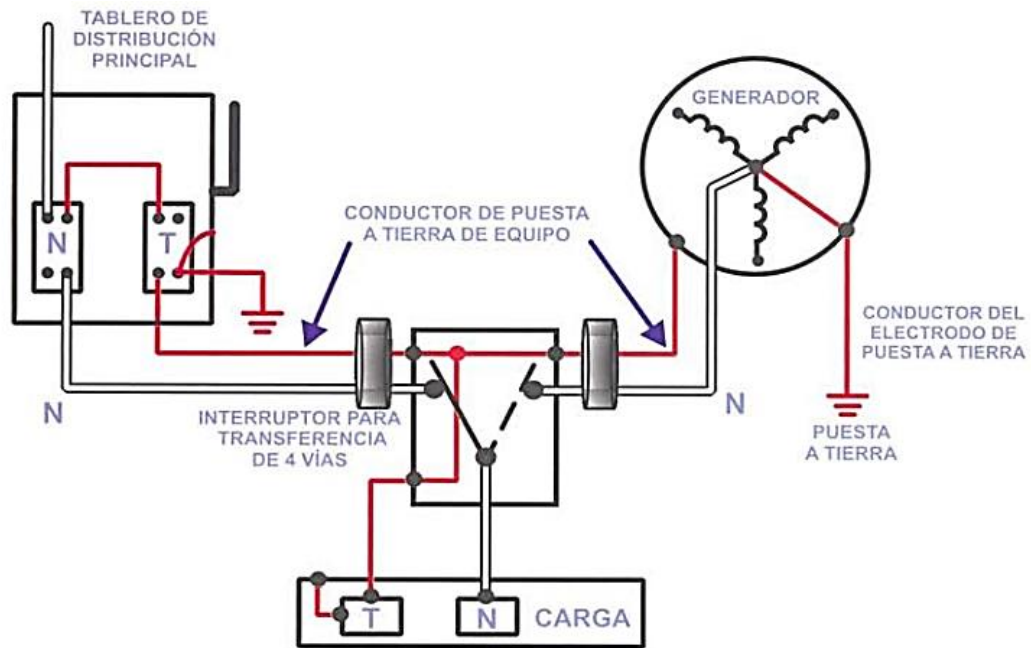


Figura 6- 53. Sistema de emergencia con neutro conmutado. Tomado de: (Ospina, 2005).

### CASO 2: Sin conmutación del Neutro

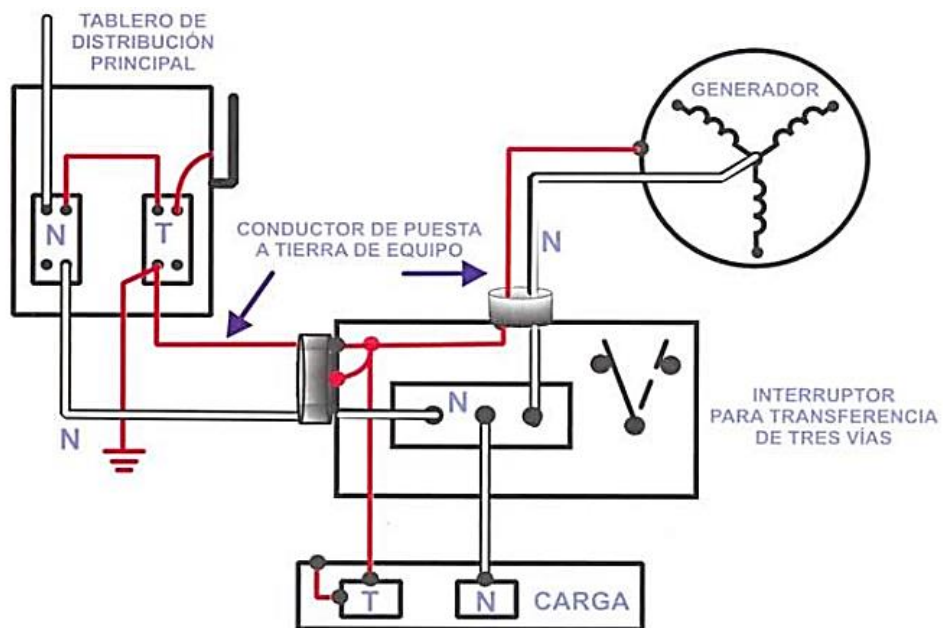


Figura 6- 54. Sistema de emergencia sin neutro conmutado. Tomado de: (Ospina, 2005).

## 6.8 REDES DE TIERRA EN CENTROS DE CÓMPUTO

Los centros de cómputo y procesamiento de datos son instalaciones sensibles a interferencias electromagnéticas, comúnmente conocidas como “ruido”, por tanto, es necesario que los equipos electrónicos estén conectados a circuitos dedicados que garanticen un sistema limpio, libre de ruidos. Para ello los tomacorrientes deben contar tanto con la conexión a tierra de protección de equipos como con la conexión de tierra aislada.

Esta conexión de tierra aislada no solo permitirá tener un sistema libre de interferencias, sino que también se utiliza como señal de referencia cero para toda la lógica digital y las fuentes de alimentación DC de las computadoras. Si el aislante del conductor de tierra de seguridad de equipos es verde, debe usarse aislamiento de color verde con rayas amarillas para el conductor de tierra del sistema. El conductor de tierra aislada no se conecta a los conductos metálicos o a los tableros de distribución secundarios, nada más debe estar conectado a los bloques principales aislados, al cable principal de tierra aislada u otra tierra aislada.

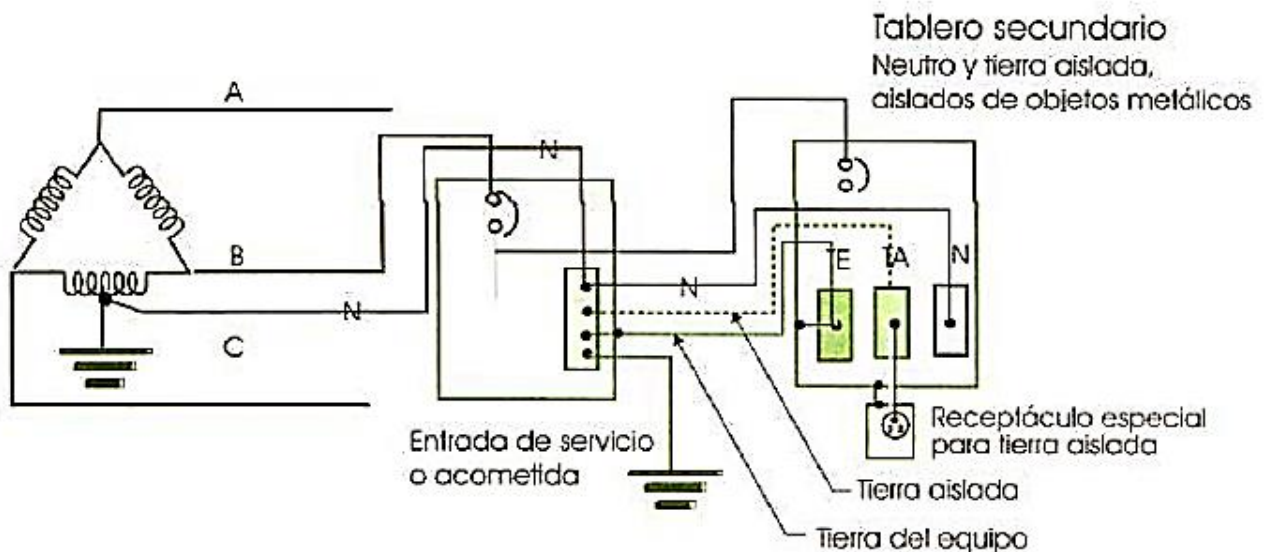


Figura 6-55. Conexión de tierra aislada y tierra de seguridad para circuitos dedicados.

En la figura 6-55, se observa como el conductor de tierra aislada va directo del baraje del tablero principal hasta el tablero secundario y posteriormente al tomacorriente especial para tierra aislada, sin conectarse con ninguna parte metálica del circuito, mientras que el conductor para la tierra de seguridad de equipos, hace la función de la tierra convencional conectándose a las partes metálicas de los tableros y de los tomacorrientes.

En un centro de cómputo es necesaria la instalación de un transformador de aislamiento lo más cerca posible de los dispositivos electrónicos, ya que los conductores demasiado largos generan impedancias muy altas que provocan diferencias de potencial a lo largo del conductor, ocasionando la presencia de ruido eléctrico e interferencias que afectan el desempeño de los equipos electrónicos.

Al ser una fuente derivada separadamente, aísla al sistema eléctrico de los ruidos presentes en el sistema de alimentación de la edificación. Es recomendable que el sistema de tierra del equipo electrónico del centro de computadoras, que está conectado al secundario del transformador de aislamiento se conecte al sistema de tierras del edificio (ver figura 6-56), con el objetivo de mantener todo el sistema al mismo potencial ante la posibilidad de descargas atmosféricas u otros efectos causados por corrientes de falla a tierra.

Se recomienda que, para los centros de computación o sistemas de procesamiento de datos, los circuitos sean protegidos según las siguientes consideraciones:

- Uso de circuitos totalmente dedicados, a través de un transformador de aislamiento o de un circuito totalmente independiente desde la acometida.
- Colocar en cascada supresores de picos, para eliminar ruidos eléctricos.
- Separar físicamente los dispositivos electrónicos de las fuentes de ruido como son las soldadoras por arco, las máquinas de electroerosión y los variadores de velocidad electrónicos sin reactores de línea.

En la figura 6-56, podemos observar el sistema de puesta a tierra de un centro de procesamiento de datos por computadoras, la conexión a tierra aislada desde el secundario del transformador de aislamiento directo a los tomacorrientes de los equipos electrónicos, a su vez la tierra de protección de equipos conectada a la malla de puesta a tierra, así como las demás estructuras metálicas y otros equipos electrónicos no críticos que no necesitan conexión de tierra aislada.

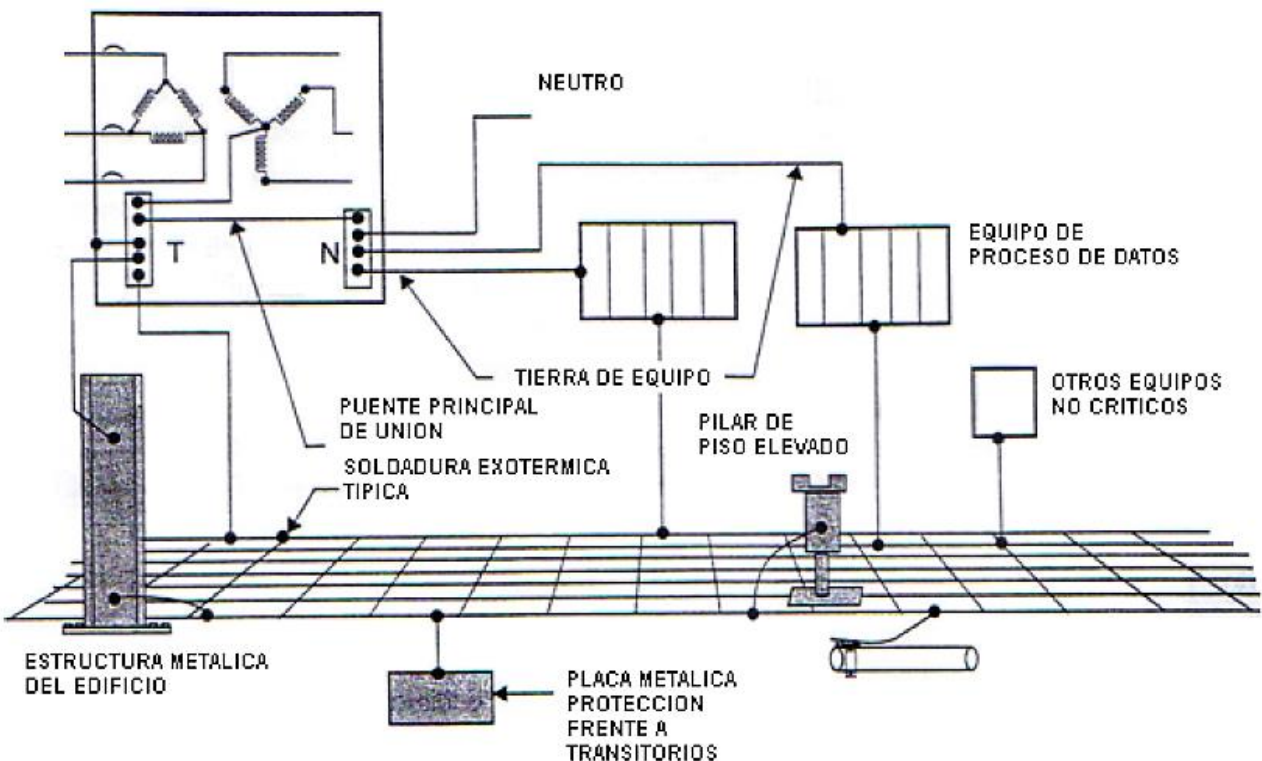


Figura 6- 56. Sistema de puesta a tierra para un centro de procesamiento de datos por computadora.

Ningún sistema computarizado puede operar eficientemente sin un sistema de tierra de baja impedancia, todas las partes metálicas expuestas no portadoras de corriente de un sistema de procesamiento de datos por computadoras deben conectarse a tierra según la norma IEEE-142 o poseer aislamiento doble. En centros de cómputo que tienen pisos elevados con soportes metálicos, al menos cada cuarto pedestal debe conectarse a tierra con un conductor número 6 AWG o equivalente.

## 6.9 SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA PARA QUIRÓFANOS

En las edificaciones con locales para la práctica médica, en especial para quirófanos o salas de intervención, deberán disponer de un suministro de energía trifásico con neutro y conductor de protección, de cobre y aislados. La impedancia entre el embarrado común de puesta a tierra de cada quirófano y las conexiones a masa o a los conductores de protección de los tomacorrientes, no deberá superar los 0.2 ohmios.

Todas las partes metálicas expuestas al personal deben conectarse al embarrado de equipotencialidad mediante conductores de cobre aislados e independientes. La impedancia entre estas partes metálicas y el embarrado no deberá exceder los 0.1 ohmios. El embarrado de equipotencialidad debe estar conectado al embarrado de puesta a tierra de protección por un conductor aislado verde con franjas amarillas de sección transversal mínima 16 mm<sup>2</sup> de cobre. La diferencia de potencial entre las partes metálicas accesibles y el embarrado de equipotencialidad no deberá exceder de 10 mV en condiciones normales.

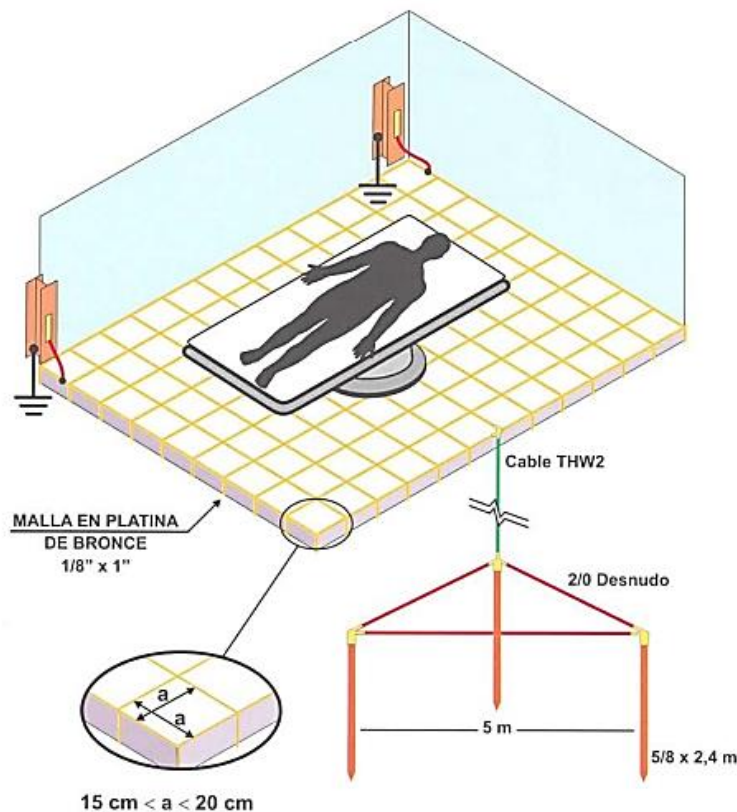


Figura 6- 57. Sistema de puesta a tierra para un quirófano. Tomado de: (Ospina, 2005).

En la figura 6-57, se observa el sistema de puesta a tierra para un quirófano, bajo el suelo se instala una malla en platina de bronce, la cual se conecta al electrodo de puesta a tierra, en este caso conformado por tres varillas de cobre, unidas entre sí por cable de cobre 2/0 desnudo, nótese que la estructura del edificio está conectada a la malla.

### Alimentación de energía eléctrica en quirófanos

Para el suministro eléctrico de un quirófano es indispensable el empleo de transformadores de aislamiento, debe disponerse de un transformador de aislamiento por cada quirófano o sala de intervención. Esto con el fin de garantizar la fiabilidad de alimentación eléctrica a los equipos electrónicos que no pueden interrumpir su



funcionamiento, ya que una interrupción en el suministro de energía puede poner en peligro la vida del paciente o del personal médico, a su vez también se limitan las corrientes de fuga que pudieran producirse por alguna falla a tierra. Este transformador, así como los circuitos que alimentara deben tener sus respectivas protecciones contra sobretensiones, para evitar que alguna falla deje fuera de servicio los circuitos dedicados alimentados por el transformador de aislamiento.

En estas aplicaciones es recomendable una red IT preferentemente compuesta por transformadores monofásicos cuya potencia nominal no sea menor a 0.5 kVA y no mayor a 10 kVA. Una red IT proporciona un suministro de energía seguro a los equipos electro médicos, esta red no es necesaria para otros elementos como la iluminación y tomacorrientes sencillos, los cuales deben ir conectados a otra alimentación. A parte de la alimentación principal de la red IT se debe contar con una alimentación secundaria de emergencia, en caso de falla en la alimentación principal se conmuta automáticamente a la alimentación secundaria o de emergencia.

Cada sala de intervenciones o quirófano debe contar con su respectivo cuarto de mando y protección, ubicado dentro o fuera del mismo en sus inmediaciones, debe ser visible y de fácil acceso, con la posibilidad de sustituir fácilmente cualquiera de sus elementos. Este cuarto de mando se ubicarán las protecciones contra sobretensiones, el transformador de aislamiento y el dispositivo de vigilancia del nivel de aislamiento.

Los dispositivos alimentados por un transformador de aislamiento nunca deben protegerse con diferenciales, solamente para los equipos que no estén alimentados por él, se utilizaran diferenciales de alta sensibilidad menor o igual a 30mA de clase A.

Los tomacorrientes deben dividirse en al menos 2 circuitos, cada circuito debe estar comprendido por 6 tomacorrientes como máximo, en la práctica se necesita de al menos 12 tomacorrientes e incluso hasta 24 tomacorrientes por cada puesto de pacientes, siempre deben identificarse los tomacorrientes conectados a la red IT (tomacorrientes aislados) si en dado caso existiera otro circuito conectado a otra alimentación de seguridad.

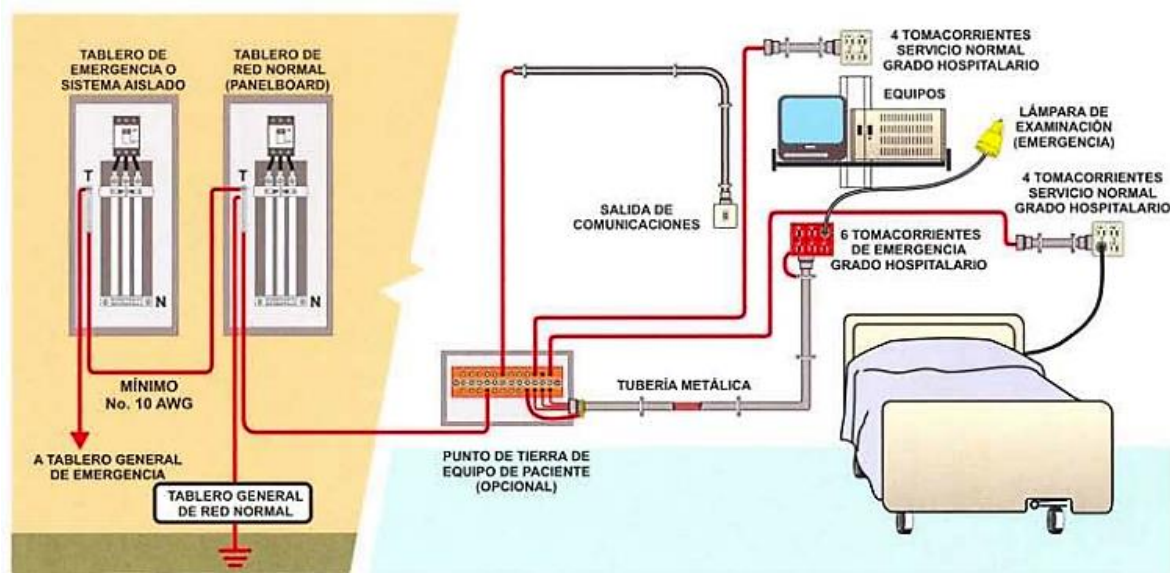


Figura 6- 58. Conexiones eléctricas en unidad de cuidados intensivos. Tomado de: (Ospina, 2005).

## 6.10 SISTEMA DE PUESTA A TIERRA EN SITIOS DE COMUNICACIONES

En una edificación construida para un sistema de telecomunicaciones, la conexión a tierra es diferente a la de una edificación normal de corriente alterna (CA), en el caso de las telecomunicaciones se utiliza una barra de tierra principal como referencia a tierra para varios sistemas en un edificio, por ejemplo, la tierra del equipo de telefonía, tierras RF, tierra de las baterías, tierras halo y las tierras aisladas del equipo electrónico. Este baraje de tierra principal se ubica fuera del tablero de servicio, de esta forma es accesible para que las conexiones de tierra de telecomunicaciones y tierra de corriente directa (CD) puedan ser conectadas de forma fácil.

La cantidad de conexiones a tierra en un sistema de telecomunicaciones es una de las razones de contar con este baraje principal de tierra. Este es un concepto conocido como “punto único de conexión a tierra”, la industria de las telecomunicaciones lo aplica para conseguir una puesta a tierra efectiva de sus equipos digitales. Como el nombre lo dice, consiste en conectar todos los elementos de tierra en un punto común (baraje principal de tierra).

Los sistemas de telecomunicaciones utilizan bancos de baterías como fuentes de respaldo para no ver interrumpido el suministro eléctrico, ya que la mayoría de los equipos funcionan con CD, es una solución practica ante problemas de interrupciones y transitorios. El terminal de tierra del sistema de CD se conecta a tierra en la sección N (tierra de la zona no aislada) de la barra principal, es necesario proteger los bancos de baterías contra los armónicos, ya que estos las deterioran con el tiempo.

En las instalaciones con antenas de radio, se busca que la conexión a tierra proporcione una trayectoria con la impedancia más abaja posible desde las antenas y la torre hasta tierra. La tierra externa de la edificación consiste en un cable enterrado en forma de anillo alrededor de todo el edificio, a una distancia mínima de 60 cm, este anillo externo tiende a igualar el potencial del terreno en los alrededores de la caseta y la torre. La torre también debe contar con un anillo de cable enterrado alrededor de la base de esta, a una distancia mínima de 50.8 mm de las bases, ambos anillos deben conectarse entre sí y complementarse con una varilla de tierra. Los blindajes de las líneas de transmisión RF y equipos de entrada deben ir conectados al baraje de tierra.

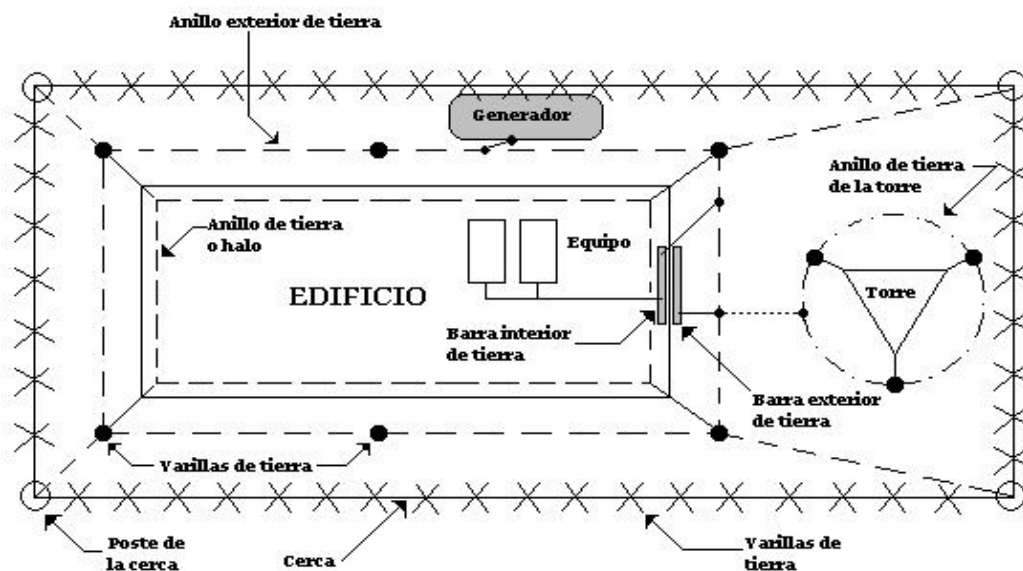


Figura 6- 59. Sistema de puesta a tierra en un sitio de telecomunicaciones.

En la figura 6-59, se aprecian los anillos de tierra externos e internos de una edificación para sistemas de telecomunicaciones, así como el anillo de tierra de la torre de transmisión, los anillos de puesta a tierra son complementados con varillas de tierra, la cerca metálica se interconecta con el anillo exterior de tierra. Todos los anillos son conectados a los barajés de puesta a tierra, así como los equipos electrónicos de comunicaciones.

Las conexiones internas van a la barra principal de tierra, esta barra ofrece un punto de baja de resistencia para todas las conexiones de tierra internas, todo el equipo de RF se conecta directamente a esta barra que a su vez se conecta con el anillo exterior, a la conexión de tierra de la línea de alimentación de CA, así como a la estructura metálica del edificio. En el caso de haber barras auxiliares para conectar a tierra grupos de equipos o compartimientos dentro de la edificación, también deben conectarse a la barra principal de tierra.

## 6.10.1 BARRAS EQUIPOTENCIALES Y ZONAS DE CONEXIÓN

### 6.10.1.1 BARRA PRINCIPAL DE TIERRA



Figura 6- 60. Barra principal de tierra.

La figura 6-60, ilustra una barra principal de tierra, la cual es el centro de conexión general de todo el sistema de puesta a tierra de una edificación. La barra debe ser de cobre, aislada en su soporte y se ubica fuera de la zona de tierra aislada, las dimensiones mínimas son 57 mm de largo por 78 mm de nacho y 6.35 mm de espesor. Se ubica fuera de la zona de tierra aislada y por lo general se instala en la pared. Todas las terminales que van a la barra deben asegurarse mediante conectores de tipo lengüeta con dos pernos que tenga conexión de compresión o que estén soldados exotérmicamente con el conductor.

Se divide en cuatro zonas de conexión: **Zona P (Generadores)**, **Zona A (Absorbedores)**, **Zona N (Tierra no aislada)** y **Zona I (Tierra aislada)**. Esta configuración de zonas facilita la concentración y disipación de altas sobreintensidades mediante las secciones P y A, además a través de las secciones N e I se logra mantener el mismo potencial de voltajes en el sistema de puesta a tierra.

En la zona P (Generadores) se encuentran: los blindajes de cables de telefonía, carcasa metálica del generador, tierra de equipo de radio, etc. En la zona A (Absorbedores) se ubican la conexión T-N del edificio, anillo de tierra exterior, estructura del edificio, tubería de agua entre otros. Las baterías de 24 V y 48 V se conectan en la zona I (no aislada), mientras que la barra de ventana de tierra se conecta a la zona de tierra aislada.

### 6.10.1.2 BARRA EXTERNA DE TIERRA

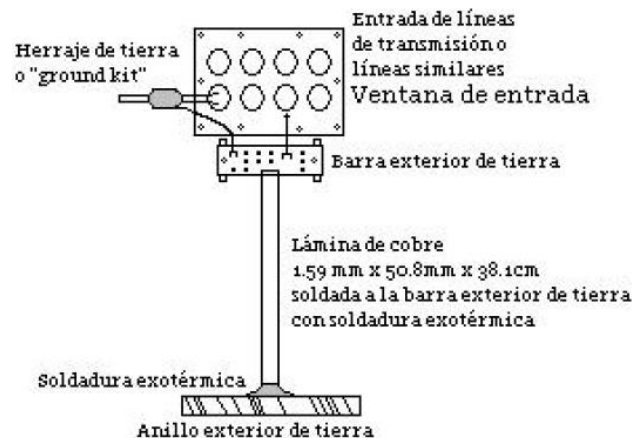


Figura 6- 61. Barra exterior de tierra.

La figura 6-61, ilustra la barra exterior de tierra, es una barra de cobre con orificios taladrados para montar las terminales de entrada de las líneas de transmisión. Puede estar equipada con una cinta de cobre de 5.8 cm de longitud y de 1.33 mm de espesor, que sirve como conexión a la barra, la cual proporciona un punto de baja impedancia para aterrizar las terminales de los accesorios de conexión a tierra de las líneas de transmisión, en el punto de entrada al cuarto de equipos. Debe estar ubicada debajo de la ventana de entrada de la guía de onda en la parte exterior del cuarto de equipos.

### 6.10.2 SISTEMA DE TIERRA DE LA INSTALACIÓN DE TELECOMUNICACIONES

El sistema de PAT para el área de telecomunicaciones debe asegurar una trayectoria directa de baja impedancia entre la tierra y todos los equipos de alimentación y comunicaciones. Este se compone de cuatro sistemas: sistema de electrodo de tierra, sistema de protección contra fallas, sistema de protección contra descargas atmosféricas y sistema de señal de referencia.

El sistema de electrodos de puesta a tierra en una instalación de comunicaciones deberá unirse:

- En un punto único de conexión a tierra, como dicta la norma NEC 250-32.
- A todos los subsistemas de tierra, entre los cuales se encuentran: el sistema de protección contra descargas atmosféricas, la referencia de señal y los sistemas de protección contra fallas.
- A la tubería metálica subterránea, así como tanques u otras más metálicas subterráneas.

#### 6.10.2.1 ANILLO EXTERIOR DE TIERRA

El anillo externo de tierra se compone de un conductor que rodea el perímetro de la edificación y de la torre, así como de barras de cobre unidas al conductor del anillo mediante soldadura exotérmica asegurando el contacto permanente con el terreno. Para este tipo de instalaciones se prohíbe el uso de conductores de aluminio. Como se observa en la figura 6-59, el anillo exterior se conecta a los demás componentes del sistema de tierra mediante la barra principal de tierra, y también se conecta directamente en diferentes puntos con la cerca metálica, con el generador y también al anillo de tierra de la torre de transmisión

Las varillas de tierra deberán cumplir con las siguientes características:

- Material acero recubierto con cobre, longitud mínima de 2.44 m y de 15.8 mm de diámetro.
- El espaciado mínimo entre varillas es de 1.8 m, pero se recomienda que sea de dos veces la longitud de la varilla.
- Al igual que el anillo de tierra las varillas deben ubicarse a una distancia mínima de 60 cm de la edificación.
- La profundidad de enterramiento debe ser como mínima de 0.75 m.

Las características del conductor del anillo exterior de tierra deben ser:

- Conductor sólido de cobre (BTC), AWG número 2 como calibre mínimo.
- Profundidad de enterramiento 0.75m.
- Debe estar conectado a la barra principal de puesta a tierra.

### 6.10.2.2 ANILLO INTERIOR DE TIERRA O HALO

Las instalaciones celulares, que son redes de alta frecuencia y requieren un plano a tierra equipotencial que minimice con efectividad las diferencias de potencial entre los equipos que están interconectados a alta frecuencia, esta efectividad aumentara cuan más extenso sea el plano equipotencial de tierra. Es entonces cuando el anillo interior de tierra proporciona esta extensión al plano equipotencial, este anillo debe estar compuesto por cable AWG calibre número 2, con aislante de color verde para respetar el código de colores, al interior del perímetro de la edificación. Este halo se utiliza en una instalación de telecomunicaciones como un “blindaje Faraday”

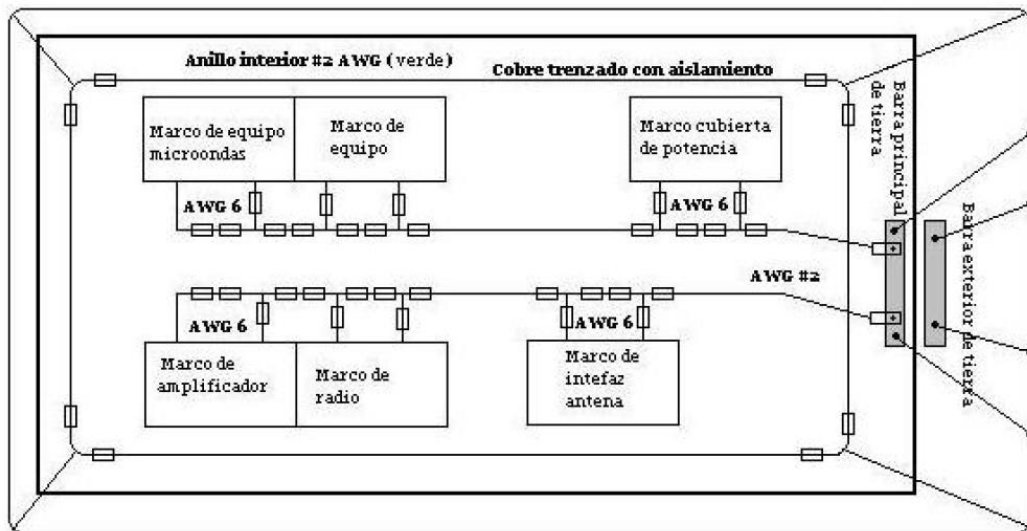


Figura 6- 62. Anillo interior de tierra o halo.

Cuando se conecta el anillo exterior de tierra a los cuatro rincones de la estructura, este funcionara como un plano de tierra invertido para bloquear lar radiofrecuencia y los campos inducidos en los circuitos por las descargas atmosféricas. Es muy importante que solamente el metal inactivo se conecte al halo, por ejemplo: conductores de aire acondicionado y calefacción, marcos metálicos de puertas, etc. Siempre se utiliza un punto único de conexión a tierra y halo es parte de este sistema. Sin embargo, debe cumplir las siguientes condiciones:

- Debe ser instalado aproximadamente a 15 cm por debajo del techo interior de la caseta o edificio.
- Cuando se conecte el anillo exterior de tierra a las esquinas de la estructura, el anillo interior no debe conectarse a la barra principal de tierra.
- La barra principal de tierra solo se conecta al anillo exterior de tierra.
- No debe existir conexión entre el halo y la barra principal de tierra.
- Si llegase a conectarse el halo a la barra principal de tierra, no debe existir conexión entre el halo y el anillo exterior de tierra.

### 6.10.2.3 SISTEMAS RADIALES

Para la puesta a tierra de las torres de radiodifusión, pueden utilizarse cables en configuración de estrella, conocidos como sistemas radiales. El principio de estos sistemas es que resulta ser más efectivo tener conectados los cables en un mismo punto, que tener múltiples anillos rodeando la estructura de la torre. A estos cables se les conoce como “contra-antenas” pueden ser hasta de unos 30 metros de largo si el terreno es adecuado, al estar conectados en estrella la corriente se divide, entre más cables menor será la corriente que circule por estos. Una corriente baja es mucho más fácil de disipar y tendrá menor impacto en la elevación del potencial de tierra del sistema.

Los sistemas radiales son excelentes para tener un buen sistema de baja frecuencia, así como también para un sistema a tierra contra radiofrecuencias.

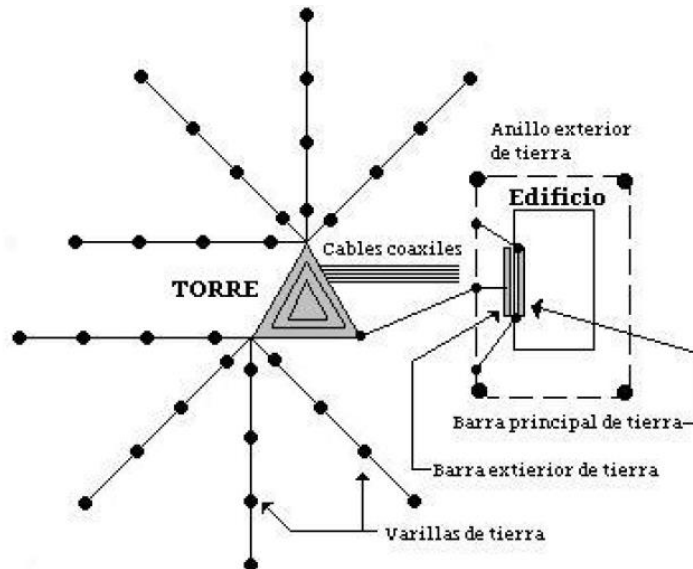


Figura 6- 63. Sistema radial de puesta a tierra.

En la figura 6-63, se ilustra la configuración de puesta a tierra para un sistema de comunicaciones, mediante la utilización de cables radiales como puesta a tierra de la torre de comunicaciones. La estructura metálica de la torre se conecta con el anillo exterior del edificio y este a su vez con la barra principal de puesta a tierra. Los cables del sistema radial se complementan con varillas de cobre unidos entre si mediante soldadura exotérmica.

La teoría indica que cuatro radiales enterrados, de cable AWG calibre número 10, cada uno de 20 m de longitud, tendrán una resistencia de 30 ohmios en un suelo de 1000  $\Omega/m$ , mientras que 8 radiales en las mismas

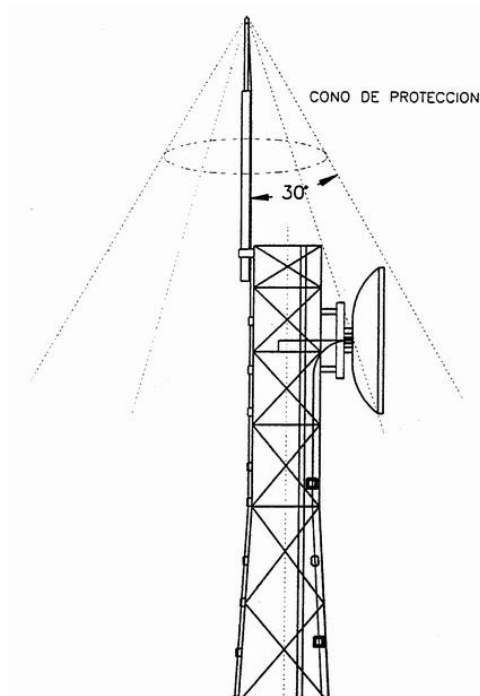
condiciones representarán  $25\Omega$ . Mientras que 8 radiales separados entre sí unos 50 m, colocados sobre la superficie o enterrados superficialmente tendrán una resistencia aproximada de  $13\Omega$  en un suelo de  $1000 \Omega/m$ . Es evidente que un sistema de radiales es factible siempre y cuando se cuente con un terreno amplio, de lo contrario habrá que optar por el anillo de puesta a tierra característico para las torres de radiofrecuencia. Se recomienda que los radiales se extiendan en secciones horizontales de 22 m, la extensión mínima de los radiales debe ser 15 m y no menos, de igual forma la instalación de radiales adicionales con el objetivo de reducir aún más el valor de resistencia a tierra. Estos conductores deben orientarse de tal forma que se alejen lo más posible del edificio o caseta como se observa en la figura 6-63. De esta forma la energía producida por sobreintensidades o descargas atmosféricas se disiparán a mayor distancia de la torre y de la caseta de equipos.

#### 6.10.2.4 PUESTA A TIERRA DEL PARARRAYOS

Los pararrayos tienen el objetivo de garantizar la protección de los edificios contra descargas atmosféricas directas, no así cuando la descarga se transmite a través de la red de distribución de energía. La instalación de un pararrayo está dividida en tres partes:

- Estructura de recolección
- Estructura de descenso
- Estructura de flujo (tomas de tierra propias)

En los sistemas de comunicaciones todo tipo de antena a instalar en una torre debe estar obligatoriamente debajo del “cono de protección” del pararrayos, se define así al cono imaginario de  $30^\circ$  que se forma teniendo como vértice el extremo superior del pararrayos y que se extiende hacia debajo de la torre.



En la figura 6-64, se ilustra el cono de acción del pararrayos instalado sobre una torre de telecomunicaciones, como debe ser el cono de 30 grados cubre por completo la antena, por tanto, la protección contra descargas atmosféricas será efectiva.

El pararrayos debe lograr canalizar las descargas directas y hacer fluir las corrientes instantáneas a través de conductores de baja impedancia (estructura de descenso), dispuesta del lado más alejado de las instalaciones (estructura de flujo). Con esto se logrará:

- Que el impacto directo de un rayo sobre cualquier componente de la instalación adecuadamente a tierra.
- Evitar los fenómenos de inducción sobre los cables de descenso de las antenas.

*Figura 6-64. Cono de protección del pararrayos en una torre de telecomunicaciones. Tomado de: (Daniel, 2021).*

**Estructura de recolección:** Normalmente se utilizan elementos de captura de una sola punta o de varios elementos, llamados comúnmente como puntas Franklin. El área de protección suministrada por este tipo de elemento captor es variable y depende de la corriente pico del retorno del primer impacto de rayo en KA.

Aproximadamente la zona protegida por este tipo de pararrayos está delimitada por un cono cuyo vértice coincide con la punta del pararrayos y cuyo anulo medido a partir de las misma es de 60°, 30° respecto a la vertical.

**Conductores de descenso:** Los conductores de bajada deben soportar el flujo de corriente desde la terminal aérea hasta los terminales de tierra. La sección transversal mínima para estos conductores es de 50 mm<sup>2</sup>. Se recomienda utilizar fleje como conductor de descenso, ya que la superficie de dispersión de este es mayor que la de un conductor redondo de la misma sección transversal. Específicamente puede usarse fleje de cobre de 30 x 2 mm. No se permite utilizar como conductor de descenso cables coaxiales aislados o vainas aisladas.

Estos conductores deben ser instalados fuera de la estructura (salvo en casos especiales) y por el lado más alejado a la sala de equipos. El recorrido del conductor de bajada debe ser lo más recto posible, si acaso es necesario realizar curvas estas deben ser como mínimo de 20 cm de radio.

**Puesta a tierra para pararrayos:** La puesta a tierra debe estar constituida por fleje de cobre de 30 x 2 mm, dispuesta en forma de pata de ganso, en otras palabras, serán tres flejes de 5 metros de longitud, enterrados horizontalmente a una profundidad entre 0.60 y 0.80 metros formando un ángulo entre ellos de 60°. De ser posible debe estar situada a no más de 5 m del pie de la torre o de la pared del edificio. Al extremo de cada uno de los flejes debe conectarse una varilla de tierra (una en cada extremo o punto de conexión). Esta toma de tierra debe estar alejada al menos 3 m de cualquier elemento metálico que no sea parte del edificio protegido.

#### **6.10.2.5 PUESTA A TIERRA DE LA TORRE**

Las partes metálicas de la torre y del edificio deben estar conectadas entre sí, así como con las partes metálicas de los equipos. Los elementos a proteger en las torres o mástiles son: antenas, cabales de bajada de antenas, guías de onda y cables coaxiales, así como los cables de descenso de balizamiento. La puesta a tierra de las torres tiene como objetivo canalizar las descargas eléctricas producidas por algún tipo de falla a tierra, así como por cualquier elemento vinculado eléctricamente a ellas. Existen diferentes tipos de torres y mástiles, con diferentes formas de conexión a tierra, pero los descensos de antenas y balizas se protegen de la misma forma independientemente de su estructura de soporte.

#### **Puesta a tierra de torres auto soportadas:**

Básicamente son estructuras metálicas piramidales de 3 o 4 aristas. Cada pie descansa sobre una fundación de hormigón independiente del resto. En este tipo de estructuras, las descargas eléctricas son canalizadas por la bajada del pararrayos y por la propia estructura.

Cada torre debe tener una toma a tierra específica, por lo general esta se compone de una placa de cobre (220 x 100 x 10 mm) unida mecánica y eléctricamente a la estructura de la torre. Esta placa debe estar ubicada en la pata más alejada de la pared más próxima a la torre. Desde ésta partirá un fleje de cobre de 30 x 2 mm que será conectado mediante soldadura exotérmica a una varilla de acero recubierta de cobre enterrada al pie de la torre.

El resto de las patas deberán estar conectadas entre sí perimetralmente con un fleje de cobre de 30 x 2 mm soldado exotérmicamente a cada pata. Estas vinculaciones equipotenciales serán realizadas bajo tierra a una profundidad no menor de 0.20 m.



### Puesta a tierra de mástiles:

Los mástiles son estructuras de tipo prismático cuyo único pie de apoyo descansa sobre una fundación de hormigón. La resistencia de esta estructura es conseguida por tensores o riendas que vinculan mecánicamente el mástil a diferentes alturas con puntos de fijación terrestres que las agrupan llamados anclotes.

Estas estructuras tienen un comportamiento diferente al de las torres ante una descarga eléctrica, la mayor parte de la descarga del rayo fluirá a través de las riendas. Por tanto, es necesario vincular eléctricamente todas las riendas que convergen a un mismo anclote mediante un conductor de cable galvanizado con diámetro mínimo de 6 mm, para asegurar el conductor a cada rienda se utilizan grapas de acero galvanizado como se observa en la figura 6-65.

La rienda inferior se vinculará con el electrodo de puesta a tierra, que por lo general es un arreglo de varillas de tierra, el cable de acero galvanizado se conectará mediante soldadura exotérmica a un cable de cobre desnudo con sección transversal mínima de 50 mm<sup>2</sup>, justo antes de ingresar al subsuelo. Este cable de cobre desnudo debe ser soldado exotérmicamente a la varilla de tierra de la cual se desprenden dos secciones más de conductor hasta otras dos varillas que completan el electrodo de puesta a tierra, cada punto de conexión debe estar asegurado mediante soldadura exotérmica. Todos los mástiles deben disponer de una toma de puesta a tierra como esta en sus anclotes.

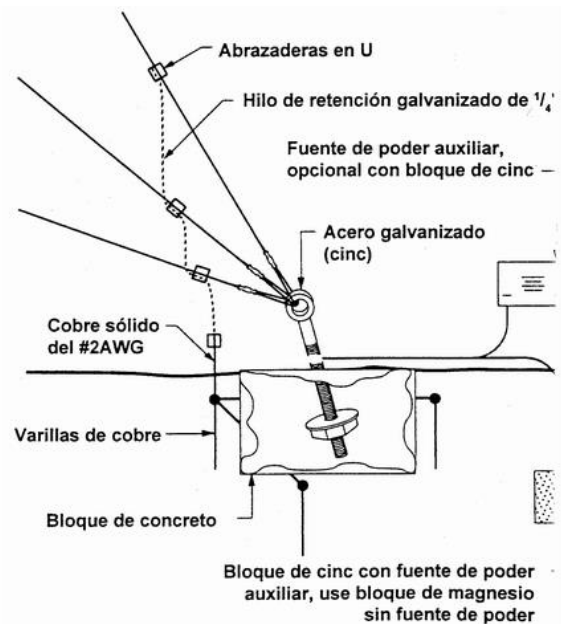


Figura 6- 65. Puesta a tierra de un mástil. Tomado de: (Daniel, 2021).

### 6.10.2.6 PUESTA A TIERRA DE LAS ANTENAS Y CABLES DE TELECOMUNICACIONES

**Antenas:** Las antenas se conectan a la estructura metálica de la torre mediante un cable de cobre de 50 mm<sup>2</sup> de sección transversal, con aislamiento color verde. El cable se asegura a la estructura metálica con terminales de compresión.

**Guías de onda y cables coaxiales:** La conexión se realiza con un kit de puesta a tierra (Grounding Kit), este kit consiste en una abrazadera que permite la unión eléctrica del conductor exterior del cable o guía de descenso de antena con la estructura metálica de la torre. La conexión se realiza en la parte superior después de la curva del cable y a nivel inferior, antes de la curva que ingresa a la sala de transmisión. La conexión eléctrica a la torre no se realiza directamente sobre ésta sino montando una barra de cobre en la estructura, o en la bandeja, sobre esta barra se conectarán los kits de puesta a tierra. Esta conexión debe ser lo más corta, directa y vertical posible, se debe tener en cuenta que nunca se debe perforar la estructura metálica de la torre.

La barra horizontal de conexión permite futuras ampliaciones en la cantidad de descensos. Como condición mínima, se estipula la conexión de los descensos en dos puntos distintos, pero este criterio varía de acuerdo a la altura de la estructura de la torre. En la siguiente tabla se indica el número de kits necesarios según la altura correspondiente de la estructura.

Altura	Cantidad de Kits
< 50 m	2
>50 m ≤ 75 m	3
>50 m ≤ 100 m	4
>50 m ≤ 125 m	5
>50 m > 75 m	1 kit cada 20 m

Tabla 6- 9. Numero de kits de tierra necesarios según la altura de la estructura de la torre.

La figura 6-66, ilustra las diferentes conexiones de las guías de onda y cables coaxiales a la estructura metálica de una torre de telecomunicaciones.

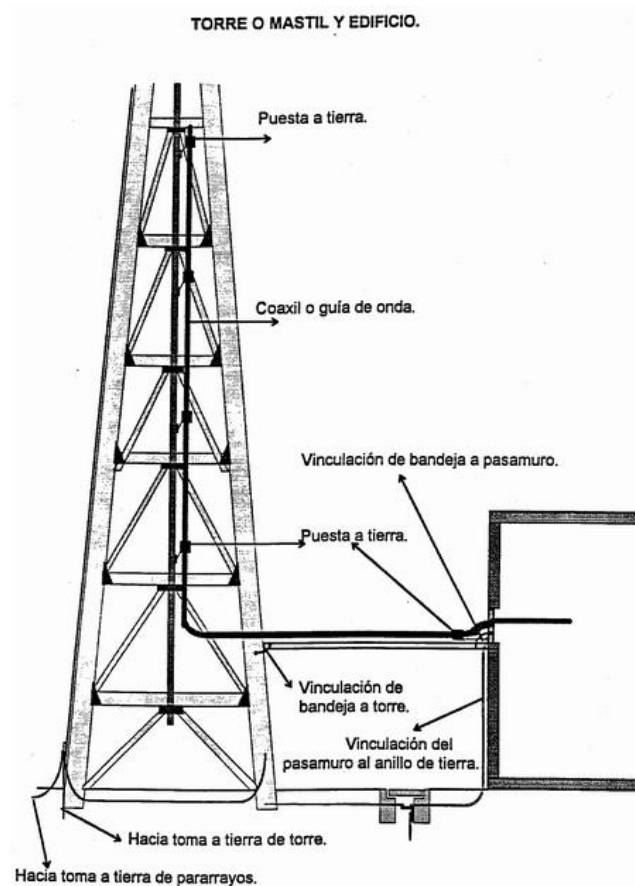


Figura 6- 66. Conexiones de los cables de telecomunicaciones a la estructura metálica de la torre. Tomado de: (Daniel, 2021).

La figura 6-67, muestra un diagrama de la correcta conexión a tierra de los equipos de comunicaciones, si los cables coaxiales entran desde arriba al equipo, debe conectarse a tierra desde la parte superior del equipo (como se observa en el diagrama), pero si los cables coaxiales entran al equipo desde abajo, la conexión a tierra del equipo debe realizarse desde la parte inferior del mismo.

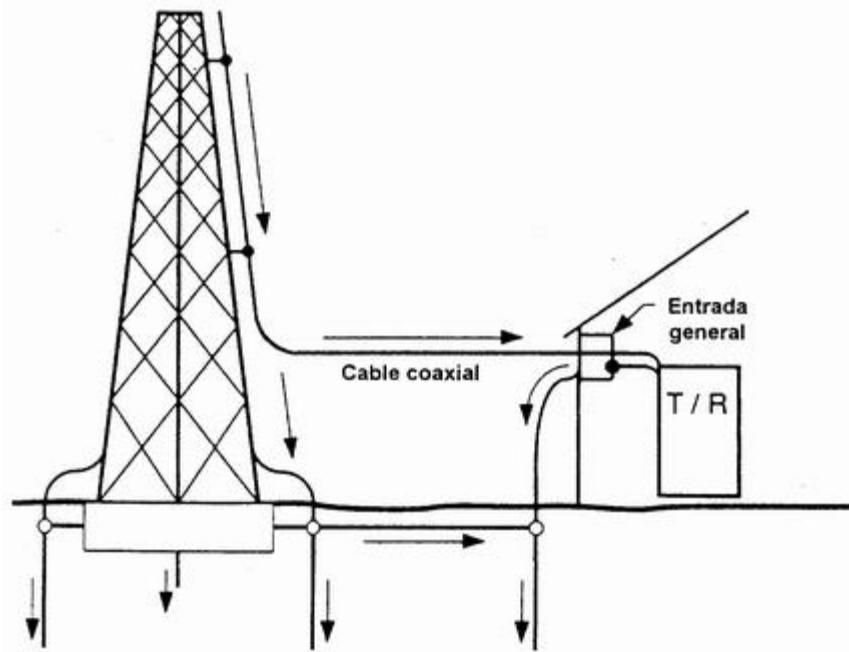


Figura 6-67. Conexión a tierra de los equipos de comunicaciones. Tomado de: (Daniel, 2021).

## 6.11 PROTECCIÓN CONTRA FENÓMENOS TRANSITORIOS DE TENSIÓN Y CORRIENTE

### 6.11.1 RUIDO ELECTROMAGNÉTICO

Todos los equipos alimentados por corriente eléctrica emiten, a diferente intensidad una serie de perturbaciones de distintas frecuencias que pueden causar interferencias a otros dispositivos o equipos a través del aire o mediante sus conductores. Este tipo de perturbaciones son denominadas como “Ruido Electromagnético” o “Interferencia Electromagnética” (EMI) por sus siglas en inglés. Una interferencia electromagnética no debe ser confundida como una distorsión armónica o como un fenómeno transitorio, más bien una de las principales fuentes de interferencias por ruido en los equipos electrónicos son los fenómenos transitorios y conmutaciones que tienen lugar en circuitos próximos al sistema afectado.

Para los equipos electrónicos sensibles, el ruido se define como una señal eléctrica indeseable que produce efectos adversos en los circuitos de control. Estas señales de ruido pueden tener un contenido espectral menor a 200 kHz, el cual se superpone en el voltaje del sistema de potencia o en la corriente de los conductores de fase, conductor neutro o líneas de referencia. En la figura 6-68, se representa la forma de onda de una señal de voltaje de alimentación, el literal a) presenta una señal sinusoidal pura sin ruido, mientras que en el literal b) se observa la misma señal, pero ahora bajo los efectos de una interferencia electromagnética.

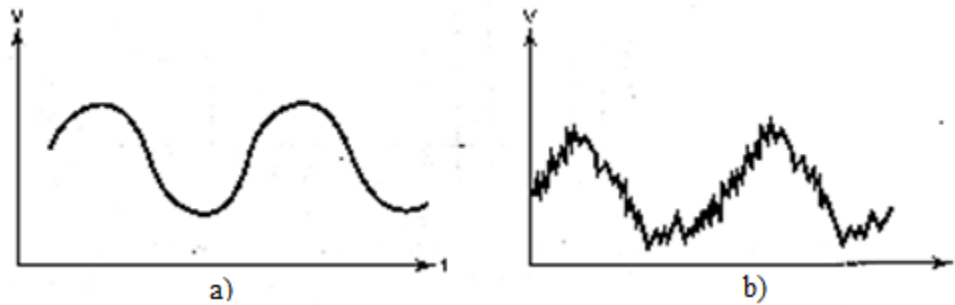


Figura 6-68. Forma de onda de voltaje: a) sin ruido, b) con ruido.

La coexistencia de equipos de distintas tecnologías en una misma edificación, así como la inadecuación de las instalaciones son algunos de los factores que facilitan en gran medida la emisión de energía electromagnética, lo que causa problemas de compatibilidad electromagnética (EMC) por sus siglas en inglés. En la figura 6-69, se representan diversas fuentes de interferencia electromagnética (EMI) en un mismo sistema.

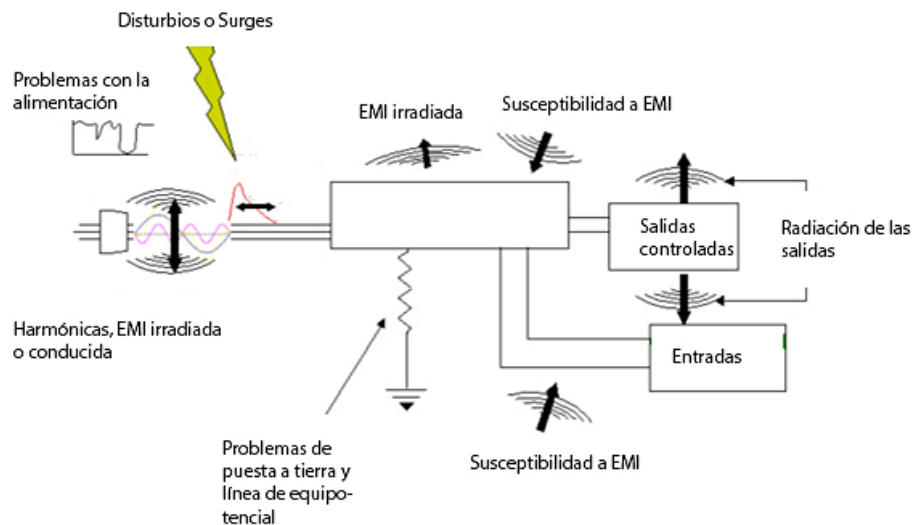


Figura 6-69. Diferentes fuentes de EMI en un mismo sistema.

Existen diferentes factores que pueden generar las EMI, entre las más comunes están: por chispa en los cepillos de motores, llave de circuitos de potencia, accionamientos de cargas inductivas y resistivas, accionamiento de relés, llaves, disyuntores, lámparas fluorescentes, calentadores, ignición automovilística, descargas atmosféricas o aún descargas electrostáticas entre personas y equipos, aparatos de microondas, equipos de comunicación móvil, entre otros. Estos fenómenos pueden causar alteraciones dañinas para los equipos electrónicos y sistemas de comunicaciones, por ejemplo: sobretensión, subtensión (tensión inferior a la normal de funcionamiento), picos, transientes, etc. En las industrias y fábricas, las EMI son muy frecuente debido al funcionamiento de máquinas, motores, así como las redes digitales y de computadoras cercanas o de la misma instalación.

El principal problema que generan las EMI es que con el tiempo degradan lentamente los equipos y sus componentes. Entre otros problemas comunes generados por las EMI en equipos electrónicos, están los fallos de comunicación entre dispositivos de una red de equipos o computadoras, activación errónea de alarmas, actuación de relés sin motivo o comando, así como la quema de componentes y circuitos electrónicos, etc. Es muy común que la presencia de ruidos en la alimentación de un sistema se deba a una mala puesta a tierra o a errores en el diseño de la instalación eléctrica.

### 6.11.1.1 RUIDO EN MODO COMÚN

Este tipo de ruido de voltaje aparece tanto en el conductor de fase como en el neutro y es medido respecto a tierra, al estar presente en los 3 conductores del sistema recibe el nombre de “ruido en modo común”. Cuando se encienden o apagan cargas alimentadas con la misma línea, los transitorios de voltaje pueden ser conducidos por el mismo cable de neutro o tierra hasta los equipos electrónicos, pudiendo ocasionar daños considerables.

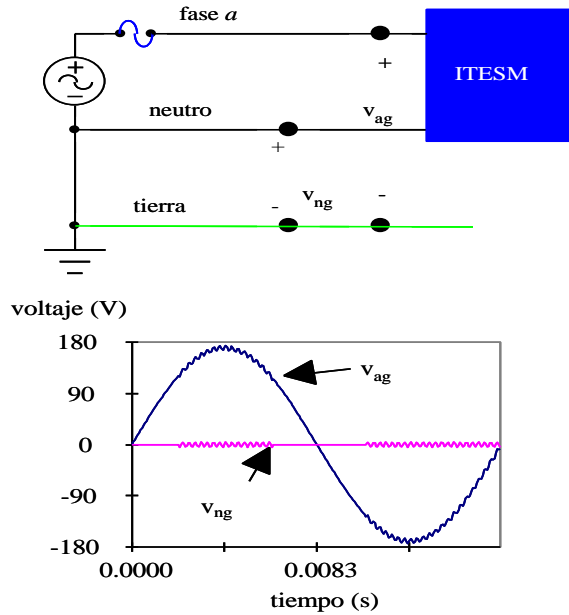


Figura 6-70. Ruido de modo común.

### 6.11.1.2 RUIDO EN MODO DIFERENCIAL

La diferencia con el ruido de modo común es que esta clase de ruido aparece entre los conductores de fase y neutro, pero no entre estos dos conductores y tierra. Ya que al medir con un osciloscopio el voltaje de fase a tierra es una senoidal pura y el voltaje de neutro a tierra es cero.

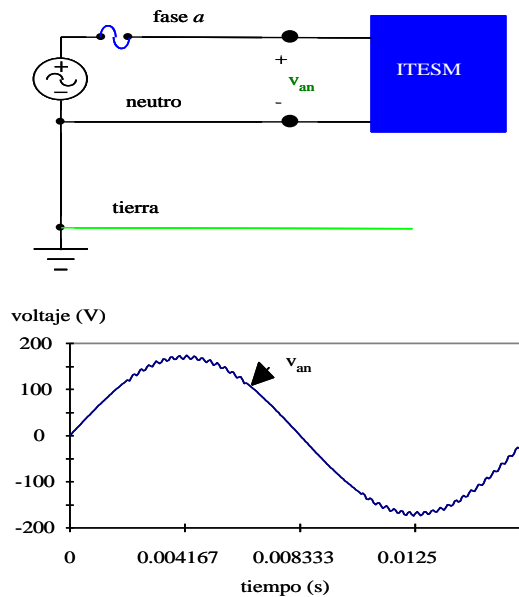


Figura 6-71. Ruido de modo diferencial

Una señal de ruido de modo diferencial puede ser inducido hacia una carga sensible a través de un transformador de aislamiento, debido a un transitorio provocado por otra carga.

### 6.11.1.3 VOLTAJE ENTRE NEUTRO Y TIERRA OCASIONADO POR RUIDO EN MODO COMUN

La corriente que retorna por el neutro genera un voltaje entre neutro y tierra, el cual es un voltaje de ruido de modo común y está dado por la siguiente expresión:

$$V_{ng} = Z_N * I$$

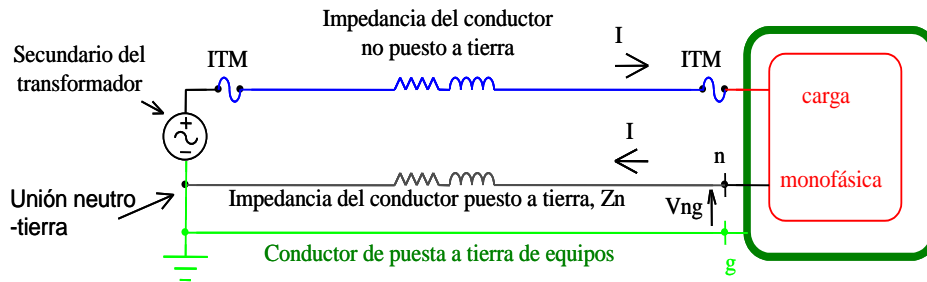
Donde:

$Z_N$ : es la impedancia del conductor puesto a tierra, en  $\Omega$ .

$I$ : es la corriente que circula por el conductor puesto a tierra, en A.

$V_{ng}$ : es el voltaje de neutro a tierra, en Voltios.

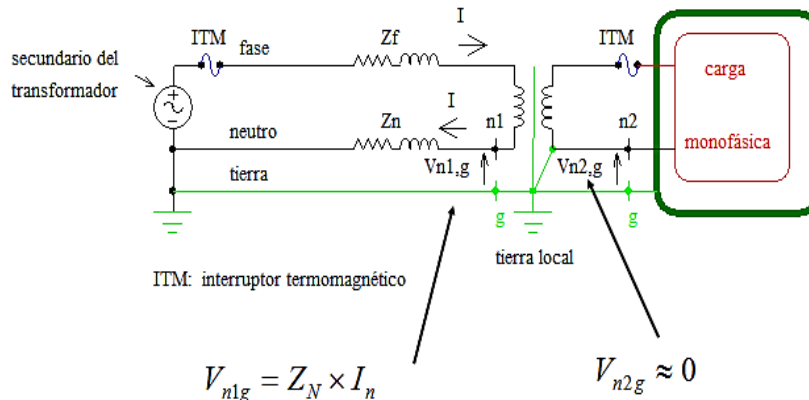
En la figura 6-72, se representa el esquema eléctrico de la alimentación de una carga monofásica, con la presencia de un voltaje de neutro a tierra, actuando como ruido de modo común.



ITM: interruptor termomagnético

Figura 6- 72. Esquema eléctrico de la alimentación de una carga monofásica con presencia de ruido de modo común.

Para proteger los equipos contra los ruidos de modo común, es necesaria la instalación de un transformador de aislamiento galvánico monofásico, los circuitos dedicados para instalaciones en centros de cómputo, quirófanos, unidades de cuidados intensivos, así como equipo de telecomunicaciones, necesitan de un transformador de aislamiento para resguardar sus equipamientos de esta clase de señales indeseadas. En la figura 6-73, se presenta el esquema eléctrico de la alimentación de una carga monofásica, ahora conectada a un transformador de aislamiento.



ITM: interruptor termomagnético

$$V_{n1g} = Z_N \times I_n$$

$$V_{n2g} \approx 0$$

Figura 6- 73. Esquema eléctrico de la alimentación de una carga monofásica conectada a un transformador de aislamiento.

Podemos observar como con la instalación del transformador de aislamiento, se consigue proteger la carga monofásica del voltaje de ruido de modo común, ya que este nada más circula por el primario del transformador de aislamiento y retorna por el conductor de neutro, la conexión a tierra del secundario de este transformador proporciona protección contra cualquier falla a tierra que se presente.

#### 6.11.1.4 TRANSFORMADOR DE AISLAMIENTO

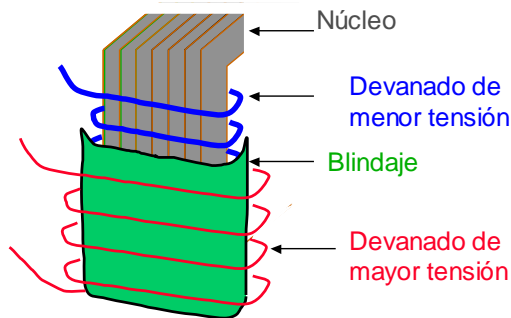


Figura 6- 74. Ilustración de las partes de un transformador de aislamiento.

Los transformadores de aislamiento tienen su devanado primario (entrada) separado del devanado secundario (salida). No debe confundirse con un auto transformador, ya que estos no tienen sus devanados separados, por tanto, no son transformadores de aislamiento. Por lo general la relación de transformación es unitaria, pero no siempre es indispensable que así sea. Un transformador de aislamiento apropiado para equipos electrónicos sensibles debe contar al menos con un blindaje electrostático (blindaje Faraday) para disminuir la intercapacitancia entre sus devanados.

El blindaje de Faraday no solo reduce la capacitancia entre los devanados primario y secundario, además reduce la amplitud de ruido de modo común y los transitorios a través del transformador, sin embargo, no reduce el ruido de modo diferencial, ya que esta clase de ruidos pueden producirse por otra carga conectada al mismo transformador de aislamiento.

**Funcionamiento:** Los transformadores de aislamiento proporcionan un aislamiento galvánico entre las líneas de alimentación de corriente alterna de la red y el dispositivo alimentado. Esto quiere decir que no hay un camino para la corriente entre los dos devanados. Son utilizados para tres propósitos principales:

- Aislar el secundario del suelo (tierra).
- Proporcionar un aumento o disminución de los voltajes de línea (red).
- Reducir el ruido de línea que se transmite del primario al secundario o viceversa.

#### 6.11.2 SOBRETENSIONES TRANSITORIAS

Las sobretensiones transitorias son picos de tensión que pueden alcanzar valores de decenas de kilovoltios y cuya duración es del orden de los microsegundos. A pesar de su corta duración, el elevado potencial que las caracteriza, puede causar graves problemas a los equipos electrónicos conectados a la línea por la cual circula, desde el deterioro prematuro hasta la destrucción de los mismos. Son causantes además de interrupciones de servicio eléctrico que suelen traducirse en pérdidas económicas para la industria.

Estos fenómenos eléctricos, pueden ser generados por el impacto directo de descargas atmosféricas sobre la protección de pararrayos de un edificio o sobre el tendido eléctrico, también por la inducción de campos electromagnéticos asociados a tales descargas sobre los conductores metálicos. Las líneas del tendido eléctrico, en especial las de mayor longitud son las más expuestas a estos campos electromagnéticos, por lo que a menudo reciben inducciones elevadas. De igual forma pueden generarse sobretensiones debido a fenómenos no relacionados con las condiciones atmosféricas, por ejemplo, la conmutación de centros de transformación o la

desconexión de motores u otras cargas inductivas, pueden generar picos elevados de tensión en líneas colindantes.

Las sobretensiones transitorias no se producen únicamente en las líneas de distribución eléctrica, sino también en cualquier línea formada por conductores metálicos, como las de telefonía, comunicación, medición y datos, por tanto, las fuentes generadoras de transitorios no son solo externas si no también internas en una instalación eléctrica.

Las dos principales fuentes de voltajes transitorios en sistemas de baja tensión son: Descargas atmosféricas (impactos directos o indirectos) y operaciones de conmutación.

#### **Descargas atmosféricas (impactos directos o indirectos):**

- Un impacto de rayo produce fuertes campos electromagnéticos que, en las cercanías de un circuito primario o secundario, inducirán tensiones en estos conductores.
- Las descargas de un rayo a tierra ocasionan diferencias de potencial en los conductores de los sistemas de puesta a tierra, condición que puede generar la circulación de corrientes indeseados y eventual daño de equipos.
- Impactos directos en las líneas de media y baja tensión, provocan daños a los equipos en general.

#### **Operaciones de conmutación:**

- Apagado de electrodomésticos y cargas eléctricas.
- Conmutación de bancos de capacitores que pueden alcanzar hasta 1.5 veces la tensión nominal.
- Transitorios periódicos cada ciclo en operaciones de conmutación de convertidores electrónicos (NOTCHING).
- Recierres en la red eléctrica.
- Cortocircuitos en la red y fallas en arco por la operación de disipativos de protección. Entre más rápido actúe el dispositivo mayor magnitud tendrá el transitorio.

Según los expertos, se ha determinado que la mayoría de los problemas de calidad de energía, hasta en un 80% son generados a nivel interno. Es por ello que las empresas deben buscar garantizar la protección de sus equipos sensibles, ya que en la mayoría de casos estos pueden ser afectados debido a problemas internos de la instalación.

Debido a la corta duración de los transitorios, se pueden caracterizar por su contenido energético en Joules, pueden ser picos positivos o negativos como se aprecia en la figura 6-75, y aparecen en cualquier punto de la onda senoidal que por lo general se especifica como un ángulo, teniendo en cuenta que un ciclo de la onda senoidal corresponde a un giro completo de 360° mecánicos de la bobina en el generador.



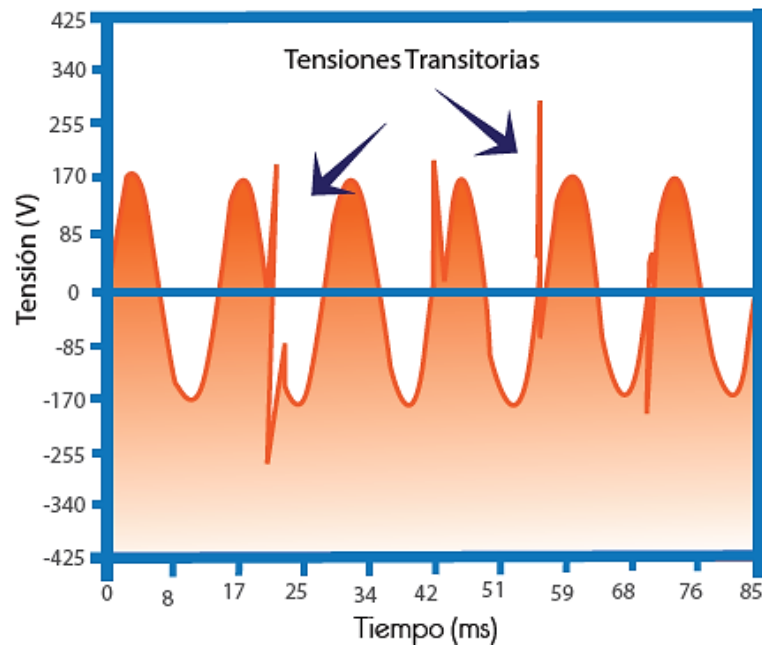


Figura 6- 75. Transitorios de tensión positivos y negativos. Tomado de: (Compañía Nacional de Fuerza y Luz, S.A., 2021)

Los transitorios de tensión, también se clasifican de acuerdo a su forma de propagación, de forma similar a los ruidos electromagnéticos. Pueden propagarse de dos formas: en modo común o asimétrica y en modo diferencial o simétrica.

**Modo común o asimétrica:**

Sucede cuando la perturbación se produce entre los conductores activos y tierra (fase - tierra o neutro - tierra), con riesgo de perforación dieléctrica

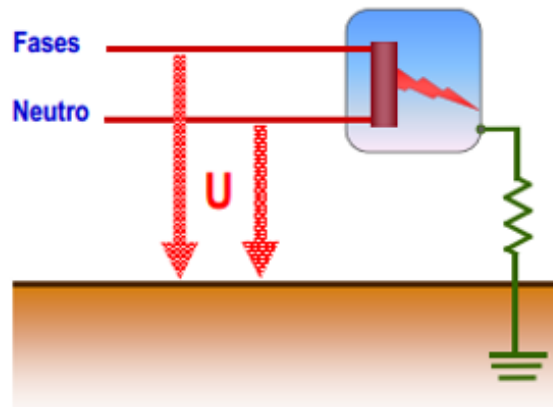


Figura 6- 76. Sobretensión modo común o asimétrica.

**Modo diferencial o simétrica:**

Sucede cuando la perturbación se produce entre los conductores activos (fase - fase o fase - neutro), estas afectan principalmente a los equipos informáticos y electrónicos.

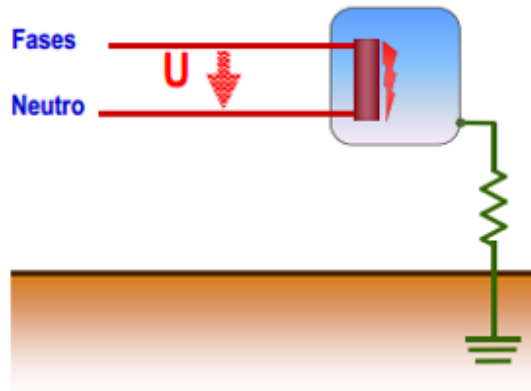


Figura 6- 77. Sobretensión modo diferencial o simétrica.

Aunque los transitorios más comunes son los de modo diferencial, el estándar IEEE 1100 (Libro Esmeralda) recomienda contar con protección de fase a neutro, de fase a tierra y de neutro a tierra. Se recomienda instalar supresores categoría B a la entrada de un UPS y a la entrada de los circuitos asociados de “bypass”. Es un error muy común el creer la implementación de un UPS es la solución total a los problemas de calidad de energía.

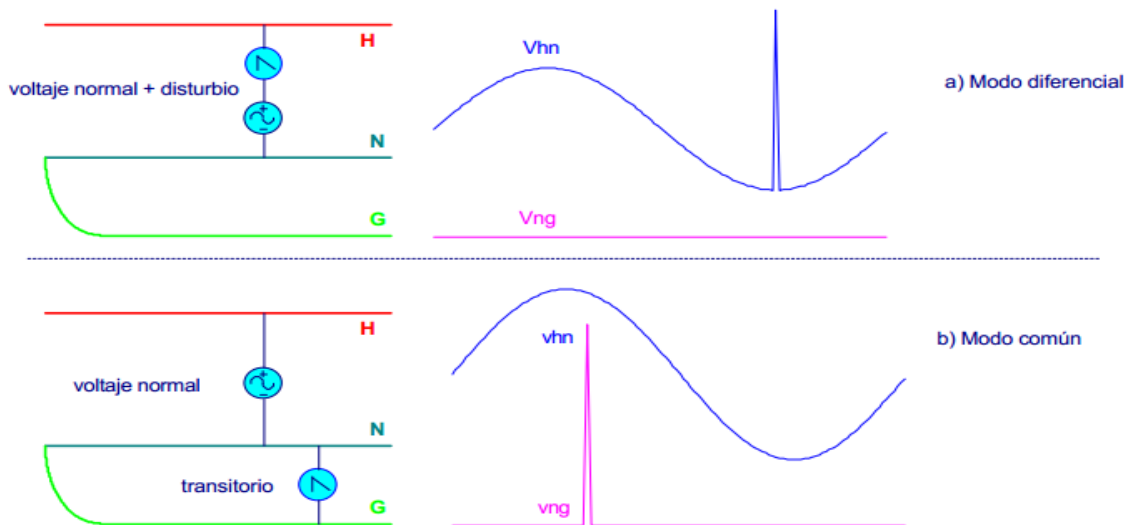


Figura 6- 78. Transitorios de tensión de modo diferencial y de modo común.

### 6.11.3 CLASIFICACIÓN DE LAS PERTURBACIONES SEGÚN LA IEEE 1159

Según la norma IEEE 1159, las perturbaciones eléctricas se clasifican en:

- 1- Transitorios (impulsos y oscilaciones).
- 2- Variaciones de corta duración (Sags y Swells).
- 3- Variaciones de larga duración (Interrupciones, subtensiones y sobretensiones).
- 4- Desbalances de tensión.
- 5- Distorsión en la forma de onda (armónicos, interarmónicos, ruidos, D.C. Offset).
- 6- Fluctuaciones de tensión (Flicker).
- 7- Variaciones en la frecuencia.

**Transitorios (impulsos y oscilaciones):** Los transitorios son potencialmente el tipo de perturbación energética más perjudicial. Se dividen en dos subcategorías: Impulsivos y Oscilatorios impulsivos.

- **Transitorios impulsivos:** son eventos repentinos de cresta alta que elevan la tensión y/o los niveles de corriente en dirección positiva o negativa. Pueden clasificarse por la velocidad a la que ocurren (rápida, media y lenta). El transitorio impulsivo es a lo que se refiere la mayoría de la gente cuando dice que ha ocurrido una sobretensión prolongada o transitoria. Las principales causas de esta clase de transitorios son las descargas atmosféricas, puesta a tierra deficiente, encendido de cargas inductivas, liberación de fallas de la red eléctrica y ESD (descargas electrostáticas). Los efectos provocados por estos pueden ir desde la pérdida o daño de datos, hasta el daño físico de los equipos.
- **Transitorios Oscilatorios:** son cambios repentinos en la condición de estado estable de la tensión o la corriente de una señal, o de ambas, tanto en los límites positivos como negativos de la señal, que oscila a la frecuencia natural del sistema. Es decir que esta clase de transitorios provocan un aumento de tensión y luego una disminución en forma alternada y rápida. Ocurren cuando se conmuta una carga inductiva o capacitiva, como motores o bancos de capacitores. Cuando los transitorios oscilatorios son generados a consecuencia de operaciones de conexión de la red eléctrica, en especial cuando los bancos de capacitores se conectan automáticamente al sistema, pueden ser muy perturbadores para los equipos electrónicos.

**Variaciones de corta duración (Sags y Swells):** Los problemas de regulación de tensión corresponden a fenómenos con duraciones superiores a 1ms y que en la mayoría de casos pueden ser detectados por el ojo humano. Los eventos con duraciones entre  $\frac{1}{4}$  de ciclo (4.16 ms) y varios ciclos, son clasificados en la categoría de regulación de tensión, existen tres eventos característicos en los sistemas eléctricos: Swells, Sags, Interrupciones.

- **SWELLS:** Corresponden a un incremento en la forma de onda de la tensión alterna del sistema eléctrico a la misma frecuencia (60 Hz) y con duraciones entre  $\frac{1}{2}$  ciclo (8.32 ms) hasta 60 segundos. El nivel de tensión puede variar entre 110% al 180% de la tensión nominal, dependiendo de la duración del evento. Un evento SWELL con una duración superior a los 60 segundos recibe el nombre de sobretensión.

Entre los efectos producidos por los SWELLS están: los monitores tipo CRT (de tubos de rayos catódicos) y lámparas incrementan su luminosidad de forma temporal, componentes de fuentes de poder quemados, marcas de quemaduras en tarjetas y componentes.

- **SAGS:** Corresponden a una disminución en la forma de onda de la tensión alterna del sistema eléctrico a la misma frecuencia (60 Hz) y con duraciones entre  $\frac{1}{2}$  ciclo (8.32 ms) hasta 60 segundos. El nivel de tensión puede variar entre el 10% y el 90% de la tensión nominal. Un evento SAG con una duración superior a los 60 segundos recibe el nombre de baja tensión.

Los SAGS pueden ocasionar que los motores reduzcan su velocidad o se detengan por completo, las computadoras se bloquean o deben ser reiniciadas, los monitores tipo CRT (de tubos de rayos catódicos) y lámparas disminuyen su luminosidad o parpadean.

### **Variaciones de larga duración (Interrupciones, subtensiones y sobretensiones):**

- **Interrupciones:** Una interrupción es clasificada como de larga duración cuando dura más de 3 minutos (Duración > 3 minutos), si este es el caso seguramente existe alguna avería en el suministro de energía. Pueden ser producto de la apertura de elementos de corte o por la activación de la protección ante cortocircuitos en la red.
- **Subtensiones:** Una subtensión o baja tensión de larga duración, es una disminución a un valor menor del 90% de la tensión nominal, durante un tiempo mayor a un minuto. La principal causa de este fenómeno es la sobrecarga de las líneas de alimentación.
- **Sobretensiones:** Una sobretensión de larga duración, es un incremento superior al 110% de la tensión nominal, durante un tiempo mayor a un minuto. Por lo general son ocasionadas por la desconexión de una carga muy grande.

**Desbalances de tensión:** En un sistema trifásico equilibrado, las tensiones de fase deberían ser iguales o prácticamente iguales, por tanto, el desequilibrio o desbalance de tensión es la presencia de diferencias de tensión entre las fases de un sistema trifásico. Un sistema trifásico desequilibrado puede provocar que los motores trifásicos y otras cargas trifásicas experimenten bajo rendimiento o fallos prematuros, debido a diferentes causas:

- Esfuerzo mecánico en los motores debido a un rendimiento del par menor de lo normal.
- Corrientes más altas de lo normal en los motores y los rectificadores trifásicos.
- La corriente desequilibrada se transmite por los conductores del neutro en los sistemas trifásicos en estrella.

Para evitar los desbalances de tensión, las cargas deben dividirse de manera equivalente en las tres fases del tablero principal. Si una fase está demasiado sobrecargada en comparación con las otras, la tensión será más baja en esa fase, los motores o transformadores alimentados por ese panel pueden calentarse, ser más ruidosos de lo habitual, vibrar excesivamente e incluso reducir su vida útil.

### **Distorsión en la forma de onda (armónicos, interarmónicos, ruidos, D.C. Offset):**

- **Armónicos:** Los armónicos son tensiones sinusoidales cuya frecuencia es un múltiplo entero de la frecuencia nominal de la tensión de alimentación del sistema, se describen de acuerdo al contenido de su espectro, es común utilizar un valor denominado distorsión armónica total (Total Harmonic Distorsion, THD). La distorsión armónica suele ser causada por la conexión a la red de máquinas con núcleo magnético demasiado saturado, convertidores estáticos como rectificadores, UPS's sin corrector del factor de potencia y fuentes conmutadas (muy utilizadas en sistemas informáticos y de TV), entre otras cargas no lineales.

Los problemas de armónicos suelen darse en redes de BT de clientes industriales de MT/AT, así como también en redes públicas de BT por la presencia de clientes industriales.

- **Interarmónicos:** Son tensiones sinusoidales cuya frecuencia esta intercalada entre los armónicos, es decir que su frecuencia no es un múltiplo entero de la frecuencia fundamental. Existen dos mecanismos de generación de interarmónicos, el primero es la generación de componentes en las bandas laterales de la frecuencia de la tensión de alimentación y de sus armónicos debido a cambios en sus magnitudes y/o ángulos de fase. Estas variaciones son provocadas por cambios bruscos de corriente en el equipo y en las instalaciones, que también pueden originar fluctuaciones de la tensión.

La otra fuente común de interarmónicos es la conmutación asíncrona (es decir no sincronizada con la frecuencia de la red del suministro eléctrico) de los dispositivos semiconductores de los convertidores estáticos, por ejemplo: ciclo-convertidores y los convertidores de modulación de anchura de impulso (PWM).

- **D.C. Offset:** El DC Offset se produce cuando hay un componente DC (corriente continua demasiado grande en la señal, en la mayoría de los casos son causados por desavenencias entre los distintos tipos de equipos electrónicos. Pueden ocasionar los siguientes problemas: afecta la posición de cruce por cero (desplazamiento de la señal), en el procesamiento de datos se pueden obtener resultados no óptimos cuando se procesan archivos con DC Offset.

**Fluctuaciones de tensión (Flicker):** Cuando una variación de la tensión se produce de forma repetitiva, provoca en las lámparas un parpadeo visible y molesto, es por ello que este fenómeno de perturbación en la tensión recibe el nombre de parpadeo (flicker en inglés). Se produce principalmente por el funcionamiento de hornos de arco, equipos de soldadura y reguladores de potencia. Los equipos informáticos no suelen ser afectados por esta perturbación a no ser que sea bastante pronunciada, algunas pantallas sensibles pueden traducir el parpadeo de la tensión a una vibración molesta en la imagen.

**Variaciones en la frecuencia:** Son cambios en el ritmo de oscilación o frecuencia nominal del voltaje de alimentación de un sistema, en América la frecuencia nominal es de 60 Hz. Debido a la interconexión de los centros generadores, es poco común tener las variaciones significativas y permanentes en la frecuencia de la red en condiciones normales, pero pueden generarse de forma transitoria cambios de frecuencia apreciables como consecuencia de cambios bruscos de grandes cargas y de fenómenos de inestabilidad transitoria. En áreas alimentadas con grupos electrógenos u otros independientes es posible que se presenten variaciones de frecuencia.

Normalmente la capacidad de un generador en una central eléctrica es superior al consumo que representan las cargas conectadas al sistema, con ello se mantiene un equilibrio, así como un margen de seguridad que permiten compensar alguna que otra variación en el proceso de generación de energía. El problema se da cuando el consumo de la carga es superior al nivel de generación, produciendo una alteración negativa de la frecuencia, un problema como este a gran escala puede ocasionar un colapso del sistema.

En la figura 6-79, se ilustra una forma de onda normal de tensión y los efectos sobre dicha onda de los fenómenos que afectan la calidad de la energía eléctrica:

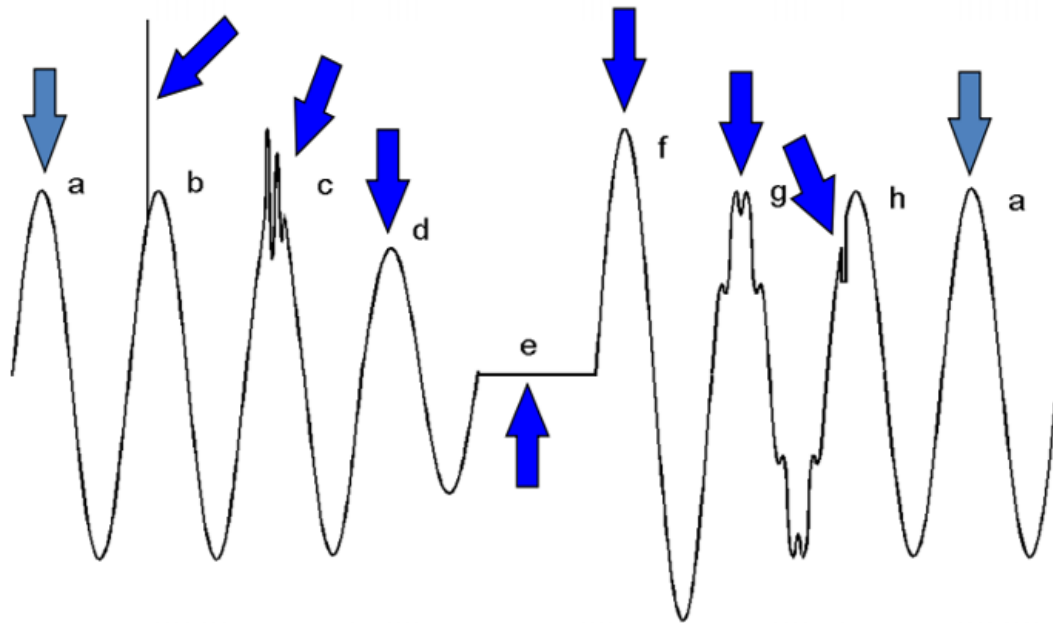


Figura 6- 79. Fenómenos que inciden en la calidad de la energía eléctrica.

- |                            |                             |                           |
|----------------------------|-----------------------------|---------------------------|
| a) Tensión normal;         | b) Impulso;                 | c) Transitorio Oscilante; |
| d) Hundimiento Momentáneo; | e) Interrupción Momentánea; | f) Elevación Momentánea;  |
| g) Distorsión Armónica;    | h) Recorte en la Tensión;   |                           |

En la figura 6-80, se muestra la pirámide de soluciones contra las diversas perturbaciones que afectan la calidad de energía en los sistemas eléctricos, partiendo de la base para la seguridad de todo sistema como lo es la puesta a tierra, la cual debe complementarse supresores de picos, filtros activos de seguimiento, UPS, generadores de emergencia, y como punta de la pirámide la redundancia, que nos permite tener un sistema de alta disponibilidad, indispensable en la industria.



Figura 6- 80. Pirámide de soluciones contra perturbaciones eléctricas.

La tabla 6-10, nos proporciona un resumen de la clasificación de las perturbaciones según la norma IEEE 1159, se detalla el espectro típico, tiempo de duración típico y la magnitud de tensión en valores por unidad (pu).

CATEGORÍAS	ESPECTRO TÍPICO	DURACIÓN TÍPICA	MAGNITUD DE TENSIÓN
<b>1.0 TRANSITORIOS</b>			
<b>1.1. IMPULSOS</b>	5 ns - 0.1 ms	< 50 ns y > 1 ms	
<b>1.2 OSCILACIONES</b>			
1.2.1 FRECUENCIA BAJA	< 5 kHz	0,3 a 50 ms	0 - 4 pu
1.2.2 FRECUENCIA MEDIA	5 - 500 kHz	20 $\mu$ s	0 - 8 pu
1.2.3 FRECUENCIA ALTA	0.5 - 5 MHz	5 $\mu$ s	0 - 4 pu
<b>2.0 VARIACIONES DE CORTA DURACIÓN</b>			
<b>2.1 INSTANTÁNEAS</b>			
2.1.1 DEPRESIONES (SAGS)		0.5 - 30 ciclos	0.1 - 0.9 pu
2.1.2 ELEVACIONES (SWELLS)		0.5 - 30 ciclos	1.1 - 1.8 pu
<b>2.2 MOMENTÁNEAS</b>			
2.2.1 INTERRUPCIONES		0.5 ciclos - 3 s	< 0.1 pu
2.2.2 DEPRESIONES		30 ciclos - 3 s	0.1 - 0.9 pu
2.2.3 ELEVACIONES		30 ciclos - 3 s	1.1 - 1.4 pu
<b>2.3 TEMPORALES</b>			
2.3.1 INTERRUPCIONES		3 s - 1 min	< 0.1 pu
2.3.2 DEPRESIONES		3 s - 1 min	0.1 - 0.9 pu
2.3.3 ELEVACIONES		3 s - 1 min	1.1 - 1.2 pu
<b>3.0 VARIACIONES DE LARGA DURACIÓN</b>			
<b>3.1 INTERRUPCIONES</b>		> 1 min	0.0 pu
<b>3.2 SUBTENSIONES</b>		> 1 min	0.8 - 0.9 pu
<b>3.3 SOBRETENSIONES</b>		> 1 min	1.1 - 1.2 pu
<b>4.0 DESBALANCES DE TENSIÓN</b>		Estado estable	0.5 - 2 %
<b>5.0 DEFORMACIONES DE LA FORMA DE ONDA</b>			
<b>5.1 DC OFFSET</b>		Estado estable	0 - 0.1 %
<b>5.2 ARMÓNICOS</b>	0 - 100° Armónico	Estado estable	0 - 20 %
<b>5.3 INTERARMÓNICOS</b>	0 - 6 kHz	Estado estable	0 - 2 %
<b>5.4 RUIDO</b>	Banda Ancha	Estado estable	0 - 1 %
<b>6.0 FLUCTUACIONES DE TENSIÓN</b>	< 25 Hz	Intermitentes	0.1 - 7 %
<b>7.0 FLUCTUACIONES DE FRECUENCIA</b>		< 10 s	

Tabla 6- 10. Clasificación de las perturbaciones según la norma IEEE 1159.

## 6.12 SISTEMAS DE PARARRAYOS

### 6.12.1 DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

Las descargas atmosféricas comúnmente conocidas como rayos, son producto de la unión violenta de las cargas positivas y negativas del campo eléctrico creado entre una nube y la tierra o entre nubes. Un rayo es prácticamente un corto circuito que ocurre cuando la energía acumulada en una nube alcanza un valor crítico y rompe la rigidez dieléctrica del aire.

Generalmente las nubes están cargadas negativamente en su base y positivamente en su parte superior. Debido a la inducción electrostática la tierra resulta estar cargada positivamente, es así como se establece una enorme diferencia de potencial, produciéndose el rayo al romperse la rigidez dieléctrica del aire. De forma simultánea se produce un destello de luz (relámpago) acompañado de un estruendo (trueno), el cual se escucha después de ser percibido el relámpago, ya que la velocidad de la luz es superior a la del sonido.

Los rayos de mayor interés son los producidos de nube a tierra, ya que son los que ocasionan daños en tierra y se clasifican en 4 tipos: 2 iniciados en las nubes y 2 iniciados en tierra, se describen de la siguiente forma:

- 1- Rayo descendente negativo
- 2- Rayo ascendente positivo
- 3- Rayo descendente positivo
- 4- Rayo ascendente negativo

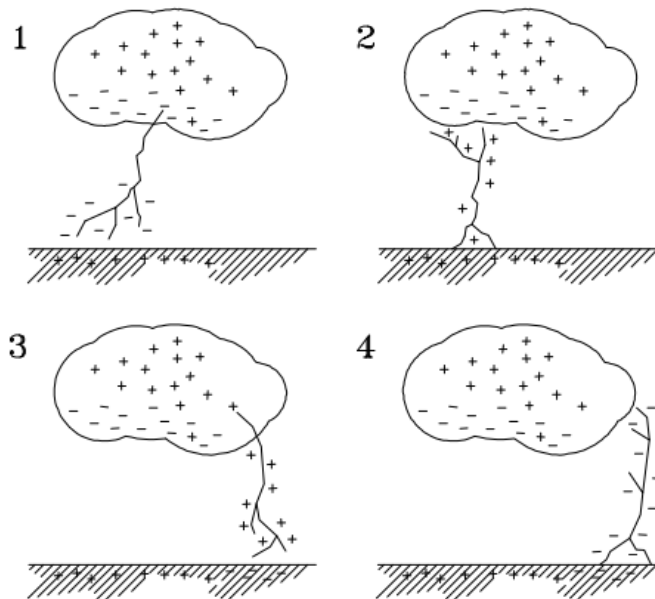


Figura 6- 81. Tipos de rayo entre nube y tierra. Tomado de: (Molina).

En la figura 6-81, se ilustran las cuatro categorías de los rayos generados entre nube y tierra, las descargas descendentes negativas (1) representan el 90% de las descargas que impactan a tierra alrededor del globo terráqueo, mientras que menos del 10% de las descargas son descendentes positivas (3). Por otro lado, las descargas ascendentes, es decir, iniciadas desde tierra hasta la nube (2 y 4), son poco habituales y suelen



producirse en zonas de gran altitud, desde los picos de las montañas o desde elevadas estructuras como torres o rascacielos. En la figura 6-82, se muestran fotografías de rayos de nube a tierra ascendentes y descendentes.



*Figura 6- 82. Tipos de rayos de nube a tierra, a) descendente, b) ascendente.*

Los rayos se conforman por descargas múltiples, con intervalos entre descargas de decenas a centenas de milisegundos, la primera descarga es la de mayor amplitud, mientras que las subsecuentes tienen tiempos de ataque más rápidos, la velocidad de estas descargas dependerá de la geografía del lugar. Las descargas atmosféricas ocasionan grandes diferencias de potencial en sistemas eléctricos de distribución fuera de edificios o estructuras protegidas. Es por ello que pueden circular elevadas corrientes en las canalizaciones metálicas y entre conductores que conectan dos zonas aisladas.

Una nube cargada electrostáticamente crea diferencias de potencial en la tierra directamente debajo de ella, el campo eléctrico debajo de una nube de tormenta está en el rango de 10 a 30 kV/m. Estas nubes pueden contener en promedio unos 140 MWh de energía con voltajes de hasta 100 MV, con una carga en movimiento intranube de unos 40 Coulombs.

Las descargas de nube a tierra son las más comunes y problemáticas, pero no hay que dejar de lado las descargas nube a nube, ya que estas pueden representar problemas para estructuras de telecomunicaciones elevadas que, debido a su altura podrían situarse en la zona de descarga, como consecuencia las antenas y demás equipos se verían afectados sin una buena protección contra rayos.

### **6.12.2 PROTECCIÓN CON PARARRAYOS**

En cualquier parte del mundo se producen rayos de diferentes intensidades, un sistema capaz de proteger una edificación contra el efecto de estos, debe ser diseñado tomando como referencia la intensidad promedio o la mayor intensidad de rayos registrada en el área de estudio. El objetivo es lograr desviar la energía de las descargas atmosféricas de una forma segura y controlada. Un sistema de pararrayos debe cumplir con las siguientes características:

- Capturar el rayo en el punto diseñado para tal propósito, llamado terminal aérea.
- Conducir la energía de la descarga a tierra, mediante un sistema de cables conductores que sea capaz de transferir esta energía mediante trayectorias de baja impedancia.
- Disipar la energía de la descarga en un sistema de electrodos en tierra.

Es muy importante que el sistema de conductores encargados de conducir la energía de la descarga, formen una trayectoria de baja impedancia, ya que, si la energía de un rayo viaja a través de una trayectoria de gran impedancia, puede ocasionar daños graves debido al calor y a las fuerzas mecánicas que se crean.

En un sistema de electrodos múltiples conectados entre sí (malla), puede existir alguna diferencia de potencial entre algunos de sus puntos aterrizados, este problema se complica aún más cuando una nube cargada avanza sobre la edificación. Si una descarga eléctrica cae cerca, provocara corrientes elevadas en tierra para restablecer el equilibrio de cargas, cuando esta corriente fluye por tierra creara una diferencia de potencial entre los diferentes electrodos, provocando que fluya corriente por los conductores de la malla.

Este problema se soluciona con la instalación de un adecuado sistema de pararrayos, cada vez que se produce una descarga atmosférica, ya sea nube a tierra o entre nubes, se crea un campo magnético que induce una corriente en cualquier conductor que se encuentre en las proximidades del rayo, si la instalación está protegida por ejemplo con puntas Franklin, estas captaran la energía del rayo y conducirán la corriente hasta el sistema de electrodos que disiparan la energía en tierra, cerrando así el circuito.

Los rayos son señales de alta frecuencia, gran potencial y alta intensidad, son de elevada frecuencia por la elevada razón de cambio de la señal, aproximadamente a 1 us. Por esta razón para dirigir a tierra las descargas atmosféricas se utilizan técnicas para señales en altas frecuencias.

Otro factor importante a tener en cuenta es la inductancia de los conductores utilizados para guiar la corriente de la descarga hasta tierra, los conductores de cobre utilizados para puesta a tierra tienen una inductancia aproximada de 1.64 uH/m. A la frecuencia equivalente de los rayos, la impedancia debida ala inductancia es muchas veces mayor que la impedancia debida a la resistencia del conductor, lo cual indica que para un rayo los conductores con una longitud mayor a 10 m, tendrán una impedancia infinita y por tanto no conducirán la corriente. Además, no seguirán nunca una vuelta muy cerrada del conductor, ya que los dobleces incrementan la reactancia inductiva. Por tal razón todos los cables de conexión a tierra de pararrayos deben estar compuestos por conductores múltiples conectados en paralelo hasta llegar al electrodo, y las curvas deben tener radios de al menos 20 cm.

### **6.12.3 NORMATIVAS DE PROTECCION CONTRA RAYOS**

El tema sobre los métodos de protección contra descargas atmosféricas ha generado un buen debate a lo largo del tiempo, en Europa, la cual es una región en la que estas descargas son menos frecuentes que en América, permanecen vigentes dos estándares de protección, el tradicional método Franklin/Faraday y el método de puntas de inicio (Early Streamers en inglés). Mientras que, en Norteamérica, la asociación contra el fuego (NFPA) aprobó el estándar del método Franklin/Faraday, el cual se describe en la norma NFPA-780. El método de puntas de inicio no fue aprobado ya que se consideró que su efectividad es equivalente al de una punta del tipo Franklin.

En El Salvador, la SIGET reconoce al NEC (Código Eléctrico Nacional, de los Estados Unidos) en su edición 2008 como referencia para la aplicación de las normativas de instalaciones eléctricas, que comprenden estándares de seguridad y calidad energética. El NEC es publicado por la NFPA (National Fire Protection Association), por lo cual al momento de diseñar un sistema de protección contra rayos se puede usar como referencia la normativa NFPA 780-2008, entre otras normas de origen norteamericano.

## **CLASIFICACIÓN DE LAS ZONAS DE PROTECCIÓN**

La norma ANSI/NFPA 780, clasifica a los equipos y estructuras según su necesidad de protección contra descargas atmosféricas, en 5 clases:

**PRIMERA CLASE:** Las estructuras de esta clase, requieren de poca o ninguna protección. El único requisito es que estén debidamente conectados a tierra. Por ejemplo:

- a) Todas las estructuras metálicas excepto tanques u otras estructuras que contengan materiales inflamables.
- b) Tanques de agua, silos y estructuras similares, construidas mayormente de metal.
- c) Astas de bandera construidas de algún material conductor.

**SEGUNDA CLASE:** Esta clase comprende a los edificios con cubierta conductora y estructura no conductora, tal como edificios con cubierta metálica. Este tipo requiere de conductores para conectar la cubierta a un sistema de electrodos de puesta a tierra.

**TERCERA CLASE:** Esta clase comprende a los edificios con estructura metálica y cubierta no conductora. Este tipo requiere de terminales aéreas conectadas a la estructura y fuera de la cubierta para actuar como terminales pararrayos.

**CUARTA CLASE:** Esta clase consiste de estructuras no metálicas, que requieren protección. Entre estas se incluyen:

- a) Edificios de madera, piedra, ladrillo u otros materiales no conductores, sin elementos de refuerzo metálicos.
- b) Chimeneas. Aún con elementos de refuerzo, éstas deben tener una gran protección contra rayos, con terminales aéreas, cables de bajada y electrodos de aterrizado.

**QUINTA CLASE:** Esta clase comprende aquellas estructuras cuya pérdida puede ser de consecuencias, y que normalmente recibe un tratamiento de pararrayos completo, incluyendo terminales aéreas, cables de bajada y electrodos de aterrizado. Entre éstas están:

- a) Edificios de gran valor estético, histórico o intrínseco.
- b) Edificios con contenido de combustibles o materiales explosivos.
- c) Estructuras con contenido de sustancias que pueden ser peligrosas si se derraman como consecuencia de una descarga.
- d) Tanques o conjuntos de tanques.
- e) Plantas de energía y estaciones de bombeo.
- f) Líneas de transmisión.
- g) Subestaciones eléctricas.

## 6.12.4 MÉTODOS DE PROTECCIÓN CONTRA RAYOS

### 6.12.4.1 MÉTODO DEL ÁNGULO DE PROTECCIÓN

Según este método el volumen protegido por una punta Franklin, sería el situado en el interior de un cono cuyo vértice es el extremo superior del captador y con un ángulo que dependerá de la altura y del nivel de riesgo de la edificación. este método es comúnmente utilizado para complementar el método de malla o de la esfera rodante proporcionando protección a los elementos que sobresalen de la superficie plana como, por ejemplo: antenas, ventilación, ascensores, paneles solares, aires acondicionados, etc.

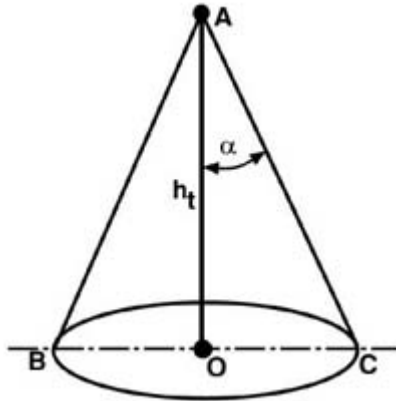


Figura 6- 83. Cono de protección de una punta Franklin.

La figura 6-83, ilustra el cono de protección que proporciona una punta Franklin, en donde:

A: Cabeza del captador

B: Plano de referencia.

OC: Radio del área protegida.

ht: Altura del captador arriba del plano de referencia.

$\alpha$ : Ángulo de protección (de tablas).

Este método puede utilizarse en estructuras como:

- Edificios de forma sencilla con superficies planas.
- Edificios de forma simples con superficies inclinadas, el ángulo de protección se hace referencia a partir de una línea perpendicular que va desde la superficie hasta la punta de la varilla.

Para calcular el ángulo de protección, se debe realizar el análisis de riesgo de acuerdo a la norma IEC 62305-2 (norma de protección contra rayos), con dicho análisis se obtiene el nivel de riesgo de la estructura, existen cuatro niveles (I, II, III y IV), dependiendo del nivel de riesgo correspondiente, así como de la altura relativa del mástil respecto a la superficie a proteger, se selecciona el ángulo de protección del siguiente gráfico de la figura 6-84.

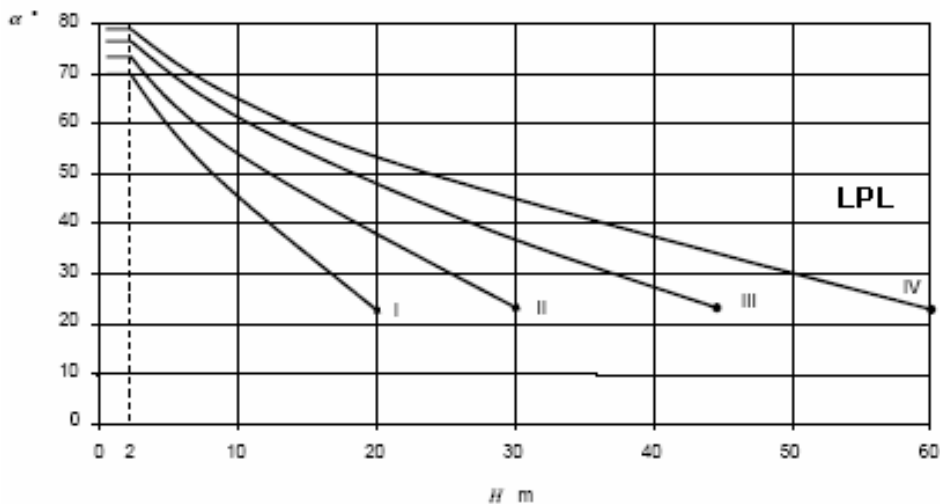


Figura 6- 84. Ángulos de protección correspondientes a la clase de riesgo y altura relativa del elemento protector contra rayos.

La ubicación adecuada del elemento captador de rayos, será aquella en la cual la estructura completa a ser protegida está dentro del volumen del cono de protección, para cumplir con este requerimiento se puede hacer uso de un solo elemento captador o de un conjunto.

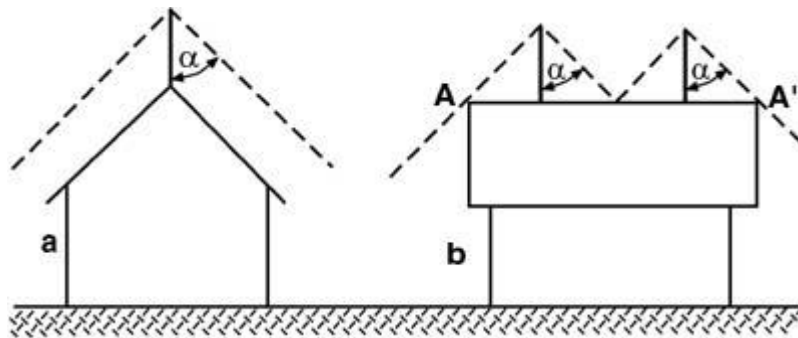


Figura 6- 85. Método del ángulo de protección con, a) una sola terminal captadora, b) dos terminales captadoras.

### Niveles de protección contra rayos (LPL)

Estos niveles de protección se han determinado basándose en parámetros obtenidos de artículos técnicos. Cada nivel tiene un conjunto fijo de parámetros de corriente pico de rayo máxima y mínima, así como un porcentaje de efectividad en la intersección de una descarga de rayo (ver tabla 6-11). Los valores máximos de corriente de rayo son utilizados en el diseño de productos tales como componentes de protección contra rayos y dispositivos de protección contra sobretensiones (SPD). Los valores mínimos de corriente de rayo son utilizados para derivar el radio de la esfera rodante para cada nivel de protección.

Nivel de protección	I	II	III	IV
Corriente máxima (kA)	200	150	100	100
Corriente mínima (kA)	3	5	10	16
Probabilidad de intersección del rayo (%)	99	97	91	84

Tabla 6- 11. Niveles de protección contra rayos (LPL).

#### 6.12.4.2 SISTEMA DE PUNTAS FRANKLIN

El sistema de puntas Franklin es más antiguo de los sistemas de pararrayos, consiste en la instalación de terminales aéreas de cobre, bronce o aluminio anodizado terminadas en punta, llamadas puntas Franklin, las cuales son colocadas sobre las estructuras a proteger. Generalmente este sistema se aplica en iglesias, casas de campo, graneros y otras estructuras ordinarias.

Estas terminales deben tener una longitud de por lo menos 25 cm sobre la estructura, las puntas Franklin comerciales más pequeñas miden unos 30 cm, para esta altura mínima, la distancia de separación entre puntas debe ser como máximo de 6 m. Para asegurar una buena conexión a tierra y lograr una baja impedancia, por lo menos cada terminal aérea debe constar de dos trayectorias a tierra, las cuales deben estar separadas entre si unos 30 m como máximo.

De acuerdo con el estándar NFPA 780, existen dos clases de materiales normados para las terminales aéreas, cables, accesorios y terminales de tierra. Los materiales clase I se utilizarán para la protección de estructuras que no excedan de 23 m de altura, mientras que los materiales clase II se utilizarán para las estructuras que excedan los 23 m de altura. Las diferencias más importantes entre estas dos clases de materiales son las siguientes:

	CLASE I	CLASE II
Terminales aéreas, diámetro (mm)	9.5 cobre, 12.7 aluminio	12.7 cobre, 15.9 aluminio
Conductor principal, peso	278 g/m Cu, 141 g/m Al	558 g/m Cu, 283 g/m Al
Calibre	29 mm <sup>2</sup> Cu, 50 mm <sup>2</sup> Al	58 mm <sup>2</sup> Cu, 97 mm <sup>2</sup> Al
Tamaño mínimo de alambre	17 AWG Cu, 14 AWG Al	15 AWG Cu, 13 AWG Al

Tabla 6- 12. Características de clases de materiales para sistemas de puntas Franklin.

Los tamaños de los conductores más usuales son: 29 ó 32 hilos calibre 17 (65,6 kcm) de cobre para conductores de uniones, 28 hilos calibre 14 o más grueso de cobre para conductores principales. Si se utilizan conductores de aluminio, se debe tener la precaución de no hacerlos llegar hasta el suelo, ya que por la naturaleza del material sufren corrosión.

El rango de atracción de un pararrayos es la distancia sobre la cual un pararrayos sencillo vertical de una altura dada sobre un plano limpio, atrae una descarga atmosférica. El espacio protegido por tal dispositivo define el lugar en que la edificación no suele ser afectada por una descarga directa.

En las figuras 6-86 y 6-87, se muestran sistemas de puntas Franklin como protección contra descargas atmosféricas para una instalación industrial y para una instalación residencial respectivamente. Se pueden apreciar los lugares de instalación de las terminales aéreas captadoras, los elementos de conexión de cada parte del sistema, así como los electrodos de puesta a tierra.

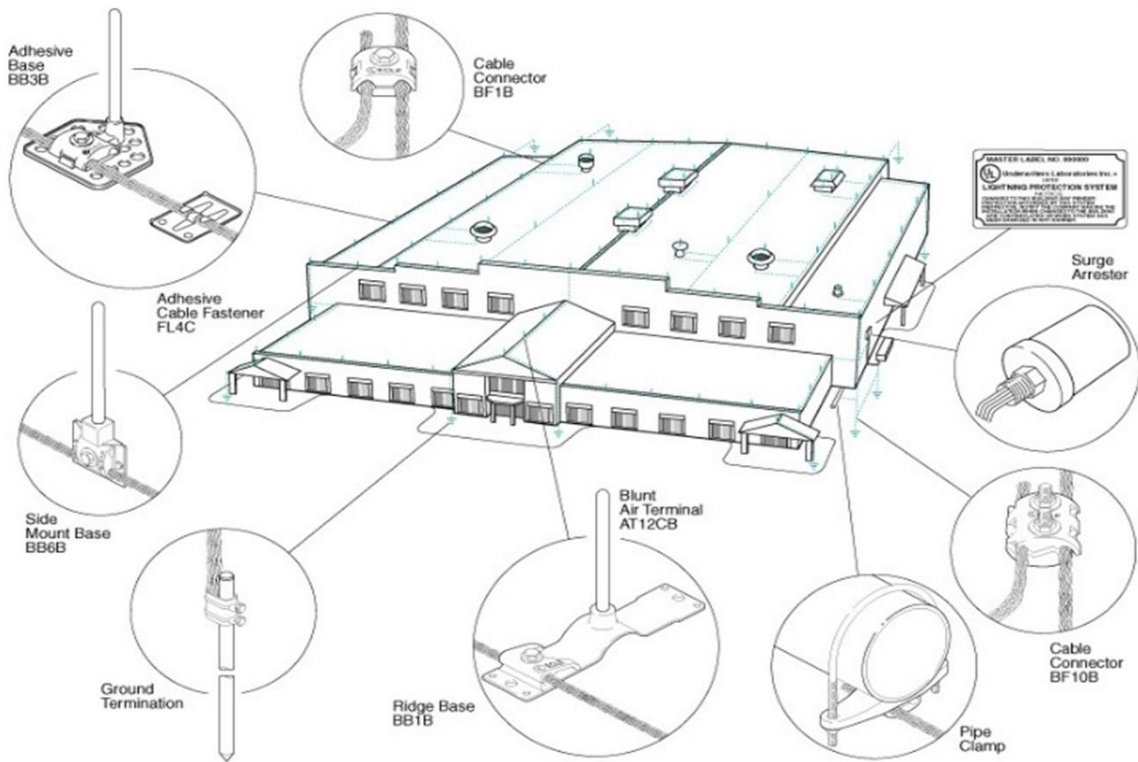


Figura 6- 86. Sistema de puntas Franklin en una instalación industrial. Tomado de: (Gómez, Puesta a Tierra de Protección Atmosférica, 2021).

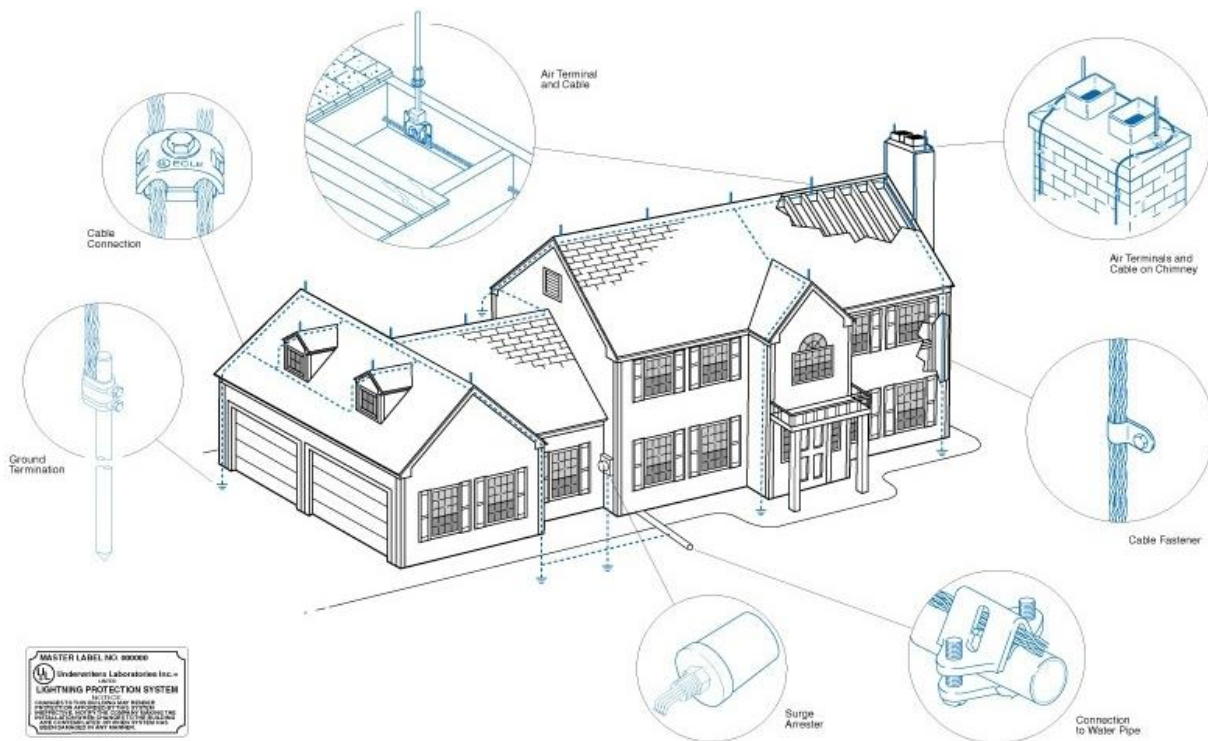


Figura 6- 87. Sistema de puntas Franklin en una instalación residencial. Tomado de: (Gómez, Puesta a Tierra de Protección Atmosférica, 2021).

La figura 6-88, ilustra el esquema de un sistema de protección contra rayos mediante una punta Franklin.

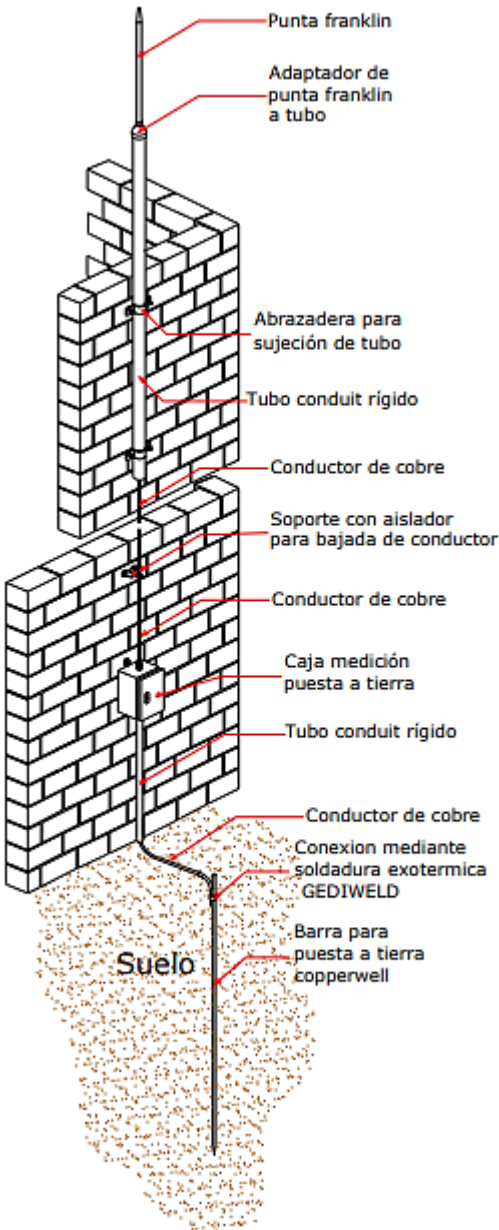


Figura 6- 88. Componentes de un sistema de protección contra descargas atmosféricas. Tomado de: (Rojas, 2007).



### 6.12.4.3 MÉTODO DE LA ESFERA RODANTE

Este es el método actualmente más utilizado para el diseño de la protección contra descargas atmosféricas de grandes estructuras, es aplicable para todo tipo de estructuras. La base física de este método se basa en el Modelo Electrogeométrico (EGM). Consiste en hacer rodar una esfera imaginaria sobre la estructura en todas las direcciones posibles, se considera que todos los puntos de la edificación en contacto con la esfera requieren protección ya que son propensos a ser impactados por descargas de rayos, mientras que todas las zonas que queden por debajo de la esfera sin hacer contacto con ella, estarán protegidas.

Según la norma UNE EN 62305-3, el radio de la esfera puede seleccionarse según el nivel de protección la estructura (tabla 6-13), y que corresponde con los valores de la siguiente tabla:

Nivel de Protección	Radio de la esfera rodante (m)
I	20
II	30
III	45
IV	60

Tabla 6- 13. Valores máximos para el radio de la esfera rodante, según el nivel de protección correspondiente.

El posicionamiento de las terminales de captación debe realizarse de tal manera que la esfera rodante escogida según el nivel de protección, nunca toque ninguna parte de la estructura, es decir que la esfera siempre estará soportada por algún elemento de captación, sin olvidar que la distribución de la esfera rodante sobre la estructura debe ser en tres dimensiones.

Si la estructura es más alta que el radio de la esfera rodante, puede haber descargas de rayos que impacten los costados de esta, cada punto lateral tocado por la esfera es un punto propenso a ser impactado. Pero la posibilidad de que los rayos impacten los costados de estructuras menores a 60 m de altura es prácticamente despreciable. Por otro lado, en estructuras de más de 60 m de altura, la mayoría de las descargas impactaran en la parte superior, en los bordes horizontales y en las esquinas de la estructura. El porcentaje de impactos laterales es bastante bajo.

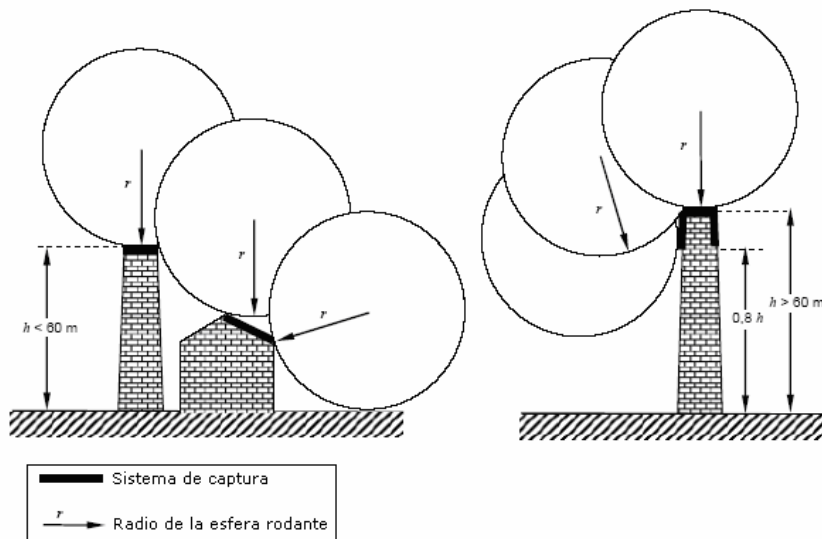


Figura 6- 89. Posicionamiento del sistema de captación utilizando el método de la esfera rodante, según la altura de la estructura.

La figura 6-90, muestra el desplazamiento de una esfera rodante con radio de 50 m sobre una estructura, como resultado se obtienen las zonas protegidas y las superficies expuestas de la misma. El radio de 50 metros de la esfera, nos indica que la estructura corresponde a un nivel de protección de categoría IV.

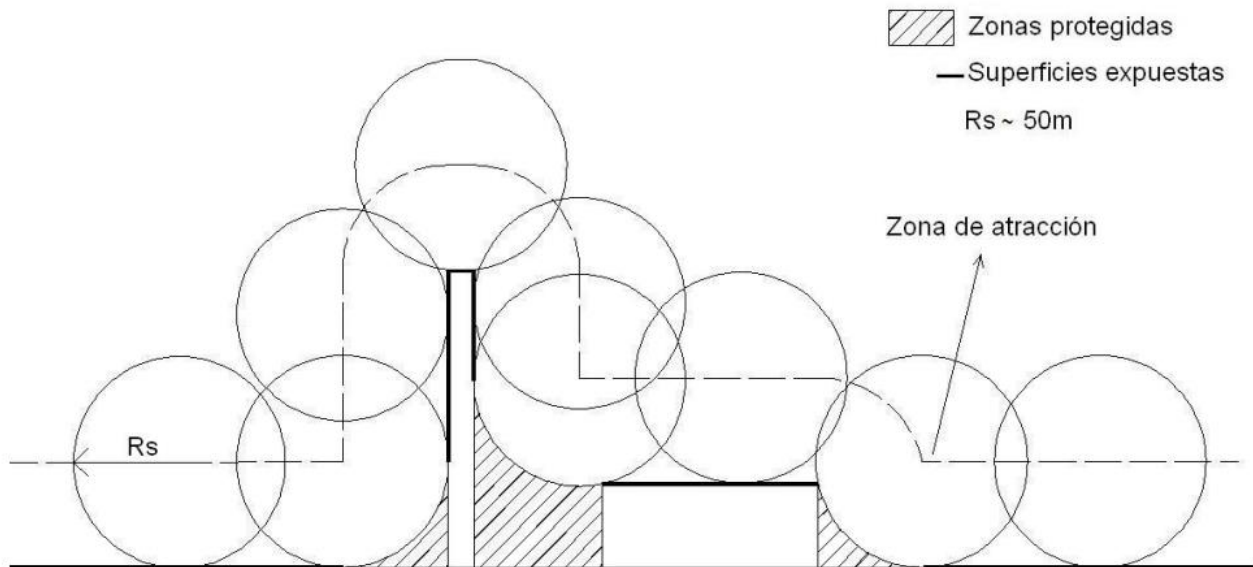


Figura 6- 90. Determinación de las zonas protegidas y superficies expuestas mediante el método de la esfera rodante. Tomado de: (César Briozzo, 2008).

Una vez determinadas las zonas expuestas y protegidas, se definen los puntos en los cuales se colocarán los pararrayos, obsérvese en la figura 6-91, que aún existen zonas laterales la torre, expuestas a impactos de rayos, ya que los pararrayos ubicados en la parte superior no logran protegerlas. En estas zonas se deben aplicar otras formas de protección contra descargas de rayos.

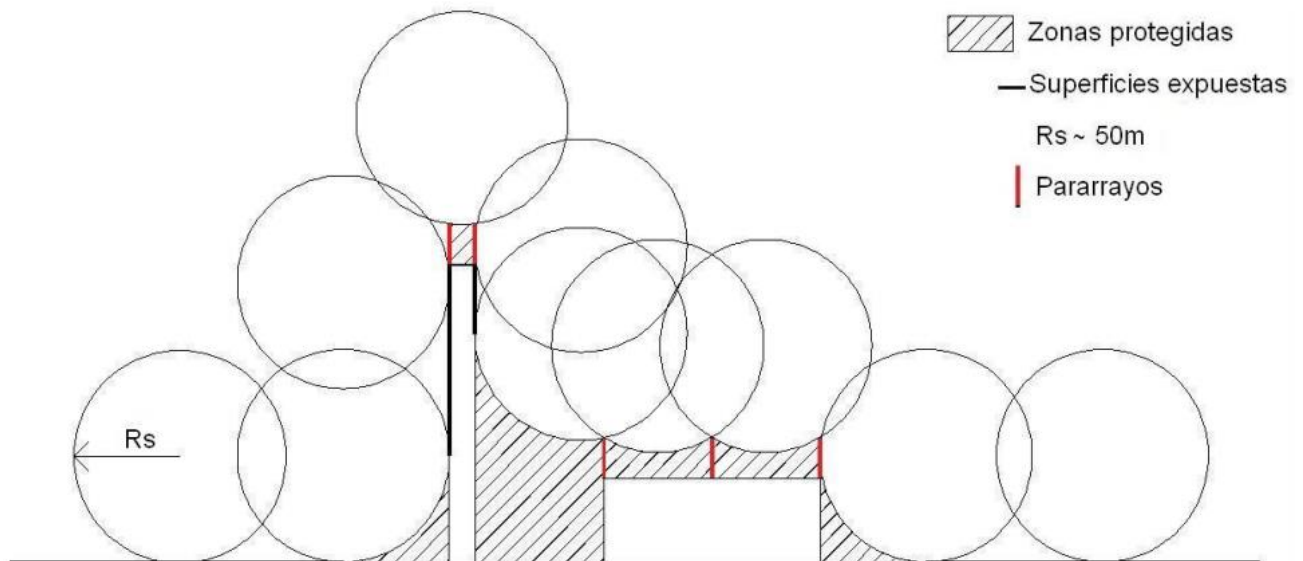


Figura 6- 91. Protección de la estructura mediante parraos convencionales. Tomado de: (César Briozzo, 2008).

#### 6.12.4.4 MÉTODO DE MALLAS

Este método de protección solamente debe ser usado en estructuras con techos planos, es decir cubiertas planas horizontales o inclinadas sin curvaturas, además también pueden ser efectivo para la protección de superficies planas laterales contra descargas laterales. El método de mallas consiste en instalar una retícula de conductores sobre la parte superior de la estructura, las dimensiones de la malla dependerán del nivel de protección correspondiente (ver tabla 6-14). La malla debe abarcar toda el área del techo de la edificación.

Como complemento del método pueden utilizarse puntas Franklin, en especial si en el techo se encuentran instalados equipos como: compresores de aires acondicionados, antenas, entre otros. De igual forma para completar la protección de las áreas adyacentes a la edificación puede recurrirse al método del punto fijo o al método de la esfera rodante.

Nivel de Protección	Dimensiones de la malla (m)
I	5 x 5
II	10 x 10
III	15 x 15
IV	20 x 20

Tabla 6- 14. Dimensiones de la malla de protección según el nivel protección correspondiente.

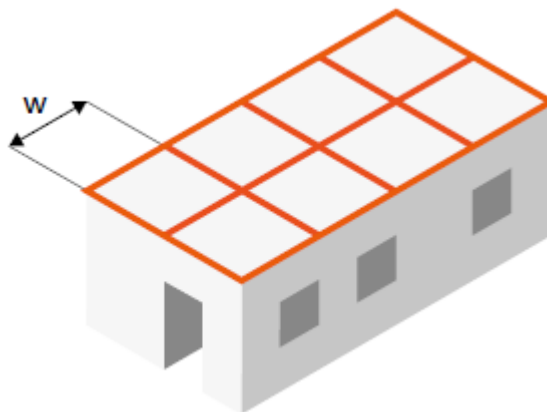


Figura 6- 92. Malla de protección contra descargas atmosféricas.

Con respecto a las bajantes hacia la puesta a tierra, se deben proporcionar varios caminos paralelos para el reparto de la corriente del rayo. El recorrido de estos caminos hasta la toma de tierra debe ser lo más directo posible. Para minimizar el riesgo de chispas peligrosas, las bajantes se deben conectar a las partes metálicas conectadas a tierra si están a una distancia menor de la separación de seguridad definida en las normativas.

La configuración recomendable para el sistema de puesta a tierra es en anillo, uniendo equipotencialmente todas las bajantes, además se recomienda disponer de un elemento seccionador para cada bajante, que permita medir la toma de tierra de cada bajante. Para la protección contra daños mecánicos se debe instalar una tubería de protección en cada bajante cubriendo al menos 2 m desde el nivel del suelo.

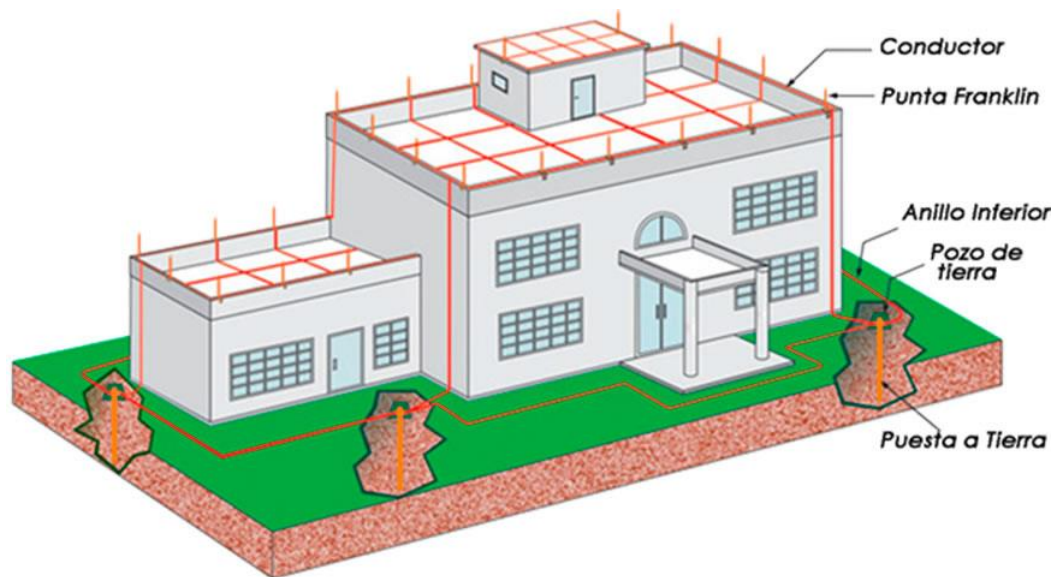


Figura 6- 93. Edificación con malla de protección contra rayos, complementada con puntas de captación y su respectivo sistema de puesta a tierra en anillo. Tomado de: (PLW Ingeniería, 2021).

#### 6.12.4.5 MÉTODO DEL CABLE DE GUARDA (APANTALLAMIENTO)

El método de apantallamiento o de protección mediante cables de guarda consiste en uno o dos cables que se extienden sobre la estructura a proteger y que servirán como interceptores de las descargas de rayo y así drenar la corriente a tierra en forma segura, lo cual se logra con la adecuada conexión de los cables de guarda al sistema de puesta a tierra. La norma NFPA 780 recomienda aplicar el método de la esfera rodante para definir las zonas de protección del cable de guarda. Es común que este tipo de protección contra descargas atmosféricas se aplique en subestaciones, líneas de transmisión y subtransmisión, además la NFPA 780 recomienda este método para proteger estructuras que contengan vapores, gases o químicos inflamables.

Mediante el método gráfico de Langrehr es posible encontrar de forma sencilla la altura de los elementos apantalladores. El método se aplica a tensiones de hasta 420kV y zonas protegidas de aproximadamente 25 m de altura. Consiste en determinar gráficamente, la zona de protección que brinda el hilo de guarda, con el objeto de asegurar una protección eficaz contra descargas de rayo.

La idea del método de Langrehr es encontrar gráficamente la zona de protección que brinda un cable de guarda situado en la parte superior de un poste de altura  $h$ . Por ejemplo, en una subestación es indispensable proteger todos los equipos contra las descargas atmosféricas, para ello se utilizan cables de guarda, situados a una altura conveniente.

Para determinar la zona de protección que brindan los cables de guarda se supone un poste de altura  $h$ , a partir de la altura del hilo de guardia se traza una recta vertical de altura  $h$ , luego se traza una recta horizontal de longitud  $\sqrt{3}h$  a ambos lados del poste. Por último, se dibuja un arco de circunferencia con radio  $R=2h$ , este nos dará la zona de protección proporcionada por el hilo de guarda situado a una altura  $h$ .

Si algún equipamiento quede fuera del área de protección determinada, habrá que aumentar la altura del poste y con ello la altura del cable de guarda, de esta forma se obtendrá un área de protección mayor.

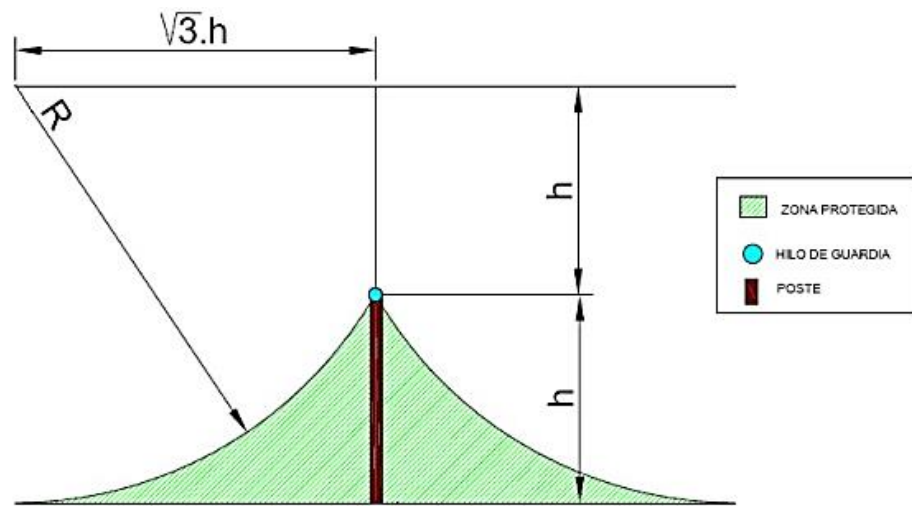


Figura 6- 94. Método gráfico de Langrehr para la determinación de las zonas de protección de un cable de guarda. Tomado de: (Bruno, 2009).

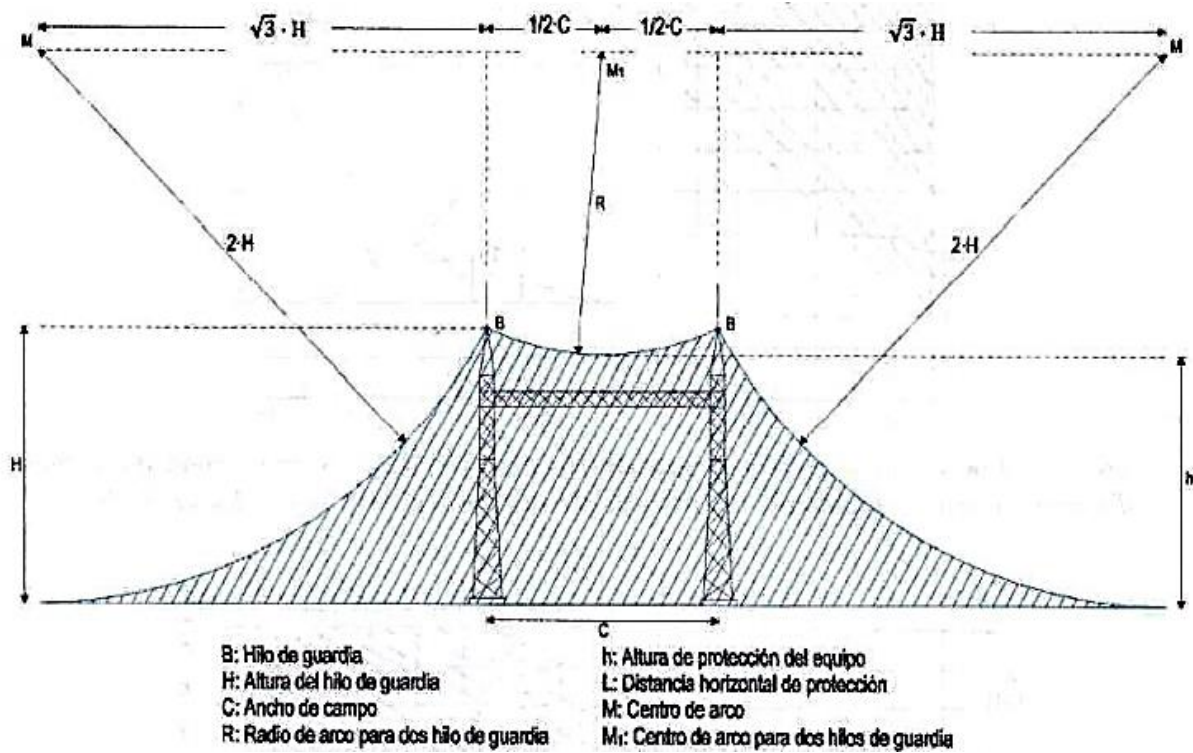


Figura 6- 95. Esquema de protección obtenido mediante el método de Langrehr con dos cables de guarda.

#### 6.12.4.6 MÉTODO DE PUNTAS DE INICIO (ZONA DE PROTECCIÓN)

Este método es muy común en Europa, especialmente en Francia y está normado por el estándar NFC 17-102, en Norteamérica no fue aprobado hasta el momento debido a que se considera que su efectividad es similar a la de una punta Franklin convencional. El NFC 17-102 es aplicable para protección contra rayos utilizando puntas iniciadoras a las que se les conoce como pararrayos con dispositivo de cebado, en estructuras de menos de 60 m altura y que se ubiquen en áreas abiertas.

Se les llama puntas iniciadoras ya que son las que inician la descarga unos cuantos microsegundos ( $\Delta T$ ) antes de la descarga principal del rayo, el efecto se traduce en una zona de protección de forma parabólica de radio ( $R_p$ ) alrededor de la punta en un plano horizontal. Esta zona de protección es generada gracias al dispositivo de cebado, el cual genera un impulso de alta tensión que crea un trazador que se propaga rápidamente para captar el rayo y dirigirlo hacia tierra, mucho antes de que se forme naturalmente un trazador ascendente.

El pararrayo de la marca Pulsar, es uno de los modelos más utilizados, el radio  $R_p$  de la zona parabólica de protección de un Pulsar se obtiene con las normas NFC 17-102 y UNE 21186, y está dado por la siguiente expresión matemática:

$$R_p = \sqrt{h(2D - h) + \Delta L(2D + \Delta L)} \quad \text{para } h \geq 5 \text{ m}$$

Donde:

$R_p$ : radio de protección medido en un plano horizontal situado a una distancia vertical ( $h$ ) de la punta del Pulsar.

$h$ : altura de la superficie del Pulsar por encima de la superficie o superficies a proteger.

$D$ : distancia normalizada de cebado.

$\Delta L$ :  $10^6 \cdot \Delta T$  (anticipación de cebado).

$\Delta T$ : anticipación de cebado, medido durante los ensayos de rendimiento según el anexo C de la norma NFC 17.102.

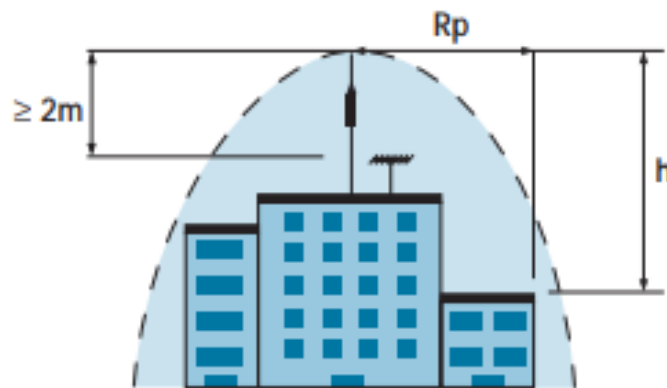


Figura 6- 96. Zona de protección generada por un pararrayo Pulsar.

De acuerdo con la peligrosidad de las descargas atmosféricas sobre la estructura a proteger, el estándar NFC 17-102 en su anexo B, describe tres tipos de protección:

D = 20 m, para nivel de protección I.

D = 40 m, para nivel de protección II.

D = 60 m, para nivel de protección III.

“D” es el radio de la esfera rodante del modelo Electrogeométrico, en la siguiente tabla se indican los radios de protección para los pararrayos Pulsar, según el nivel de protección de la estructura, así como de la altura del Pulsar sobre la superficie a proteger (h). Se dispone de 3 tipos de puntas iniciadas según el valor del límite de anticipación de cebado  $\Delta T$  (25, 40 y 60  $\mu s$ ).

<b>Radios de protección de los Pulsar</b>									
<b>Nivel de protección</b>	<b>I (D = 20 m)</b>			<b>II (D = 45 m)</b>			<b>III (D = 60 m)</b>		
<b>Pulsar</b>	<b>Pulsar 30</b>	<b>Pulsar 45</b>	<b>Pulsar 60</b>	<b>Pulsar 30</b>	<b>Pulsar 45</b>	<b>Pulsar 60</b>	<b>Pulsar 30</b>	<b>Pulsar 45</b>	<b>Pulsar 60</b>
<b>h(m)</b>	<b>Radios de protección RP (m)</b>								
2	19	25	32	25	32	40	28	36	44
3	28	38	48	38	48	59	42	57	65
4	38	51	64	50	65	78	57	72	87
<b>5</b>	<b>48</b>	<b>63</b>	<b>79</b>	<b>63</b>	<b>81</b>	<b>97</b>	<b>71</b>	<b>89</b>	<b>107</b>
6	48	63	79	64	81	97	72	90	107
8	49	64	79	65	82	98	73	91	108
10	49	64	79	66	83	99	75	92	109
15	50	65	80	69	85	101	78	95	111
20	50	65	80	71	86	102	81	97	113
45	50	65	80	75	90	105	89	104	119
60	50	65	80	75	90	105	90	105	120

Tabla 6- 15. Radios de protección para pararrayos Pulsar. Tomado de: (Pulsar Helita , 2021).

### Consideraciones del estándar NFC 17-102.

La punta debe estar por lo menos 2 m sobre la parte superior del área a proteger, incluyendo antenas, torres de enfriamiento, techos, tanques, etc.

Si la instalación comprende un conjunto de puntas, éstas deben estar interconectadas por un conductor de área transversal de 50 mm<sup>2</sup> como mínimo, a menos de que el cable esté ruteado sobre un obstáculo estructural o arquitectónico con una diferencia de más de 1.5 m

Cada punta debe estar conectada por lo menos con un conductor bajante. Se requerirán dos o más bajantes si:

- La proyección horizontal del conductor es más grande que su proyección vertical.
- El sistema está instalado en una estructura más alta que 28 m.
- Es importante notar que los bajantes deben estar instalados en dos diferentes paredes.

## 6.13 PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIÓN

### 6.13.1 SUPRESORES DE PICOS O TRANSIENTES

Los supresores de picos o transientes SPD (Surge Protective Devices) son dispositivos diseñados para proteger las instalaciones eléctricas contra sobretensiones (elevaciones de voltaje instantáneas) y picos de voltaje generados en las líneas de transmisión de energía debido a fenómenos transitorios como descargas de rayos arranques de motores, bancos de capacitores y conmutación de líneas de transmisión.

Estos dispositivos de protección contra sobretensiones transitorias actúan como un conmutador controlado por tensión y se instalan entre los conductores activos y tierra en paralelo a los equipos a proteger. Cuando la tensión de la red es inferior a su tensión de activación, el protector actúa como un elemento de alta impedancia, de forma que por él no circula intensidad. Por el contrario, cuando la tensión de red es superior a la tensión de activación el protector actúa como un elemento de impedancia próxima a cero, derivando la sobretensión a tierra y evitando que ésta afecte a los receptores. Deben instalarse tanto en modo común como en modo diferencial.

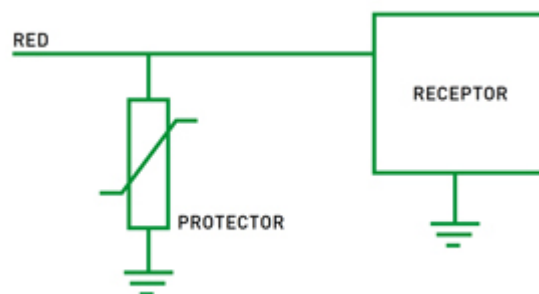


Figura 6- 97. Esquema de protección contra sobretensiones.

La norma IEEE C62.41.1. 2002, describe los niveles de exposición a voltajes transitorios en diferentes áreas de una instalación eléctrica. En la figura 6-98, se ilustran estas áreas de exposición:



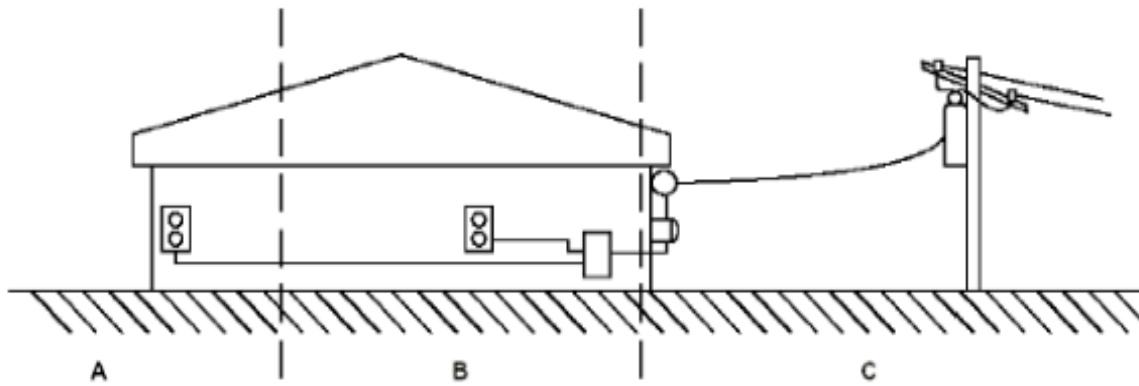


Figura 6- 98. Niveles de exposición a transitorios de voltaje en una instalación eléctrica.

**NIVEL C:** es el más expuesto a transitorios externos, comprende el área de acometidas, alimentadores aéreos y tableros generales en baja tensión. Los DPS encargados de proteger esta área deben tener una corriente de supresión que este el rango de 125 kA a 250 kA.

**NIVEL B:** es considerado como el área de exposición media, aquí se encuentran los subtableros, alimentadores, UPS's entre otros. La corriente de supresión de los DPS para este nivel se encuentra entre 80 kA a 160 KA.

**NIVEL A:** representa área de menor exposición, aquí se encuentran tableros de distribución, terminales que alimentan a cargas finales, así como circuitos derivados que alimentan cargas criticas altamente electrónicas. Las corrientes de supresión que deben tener los DPS, debe estar entre el rango de 40 kA y 120 kA.

### 6.13.2 CLASIFICACIÓN DE LOS DPS SEGÚN LA NORMA UL 1449

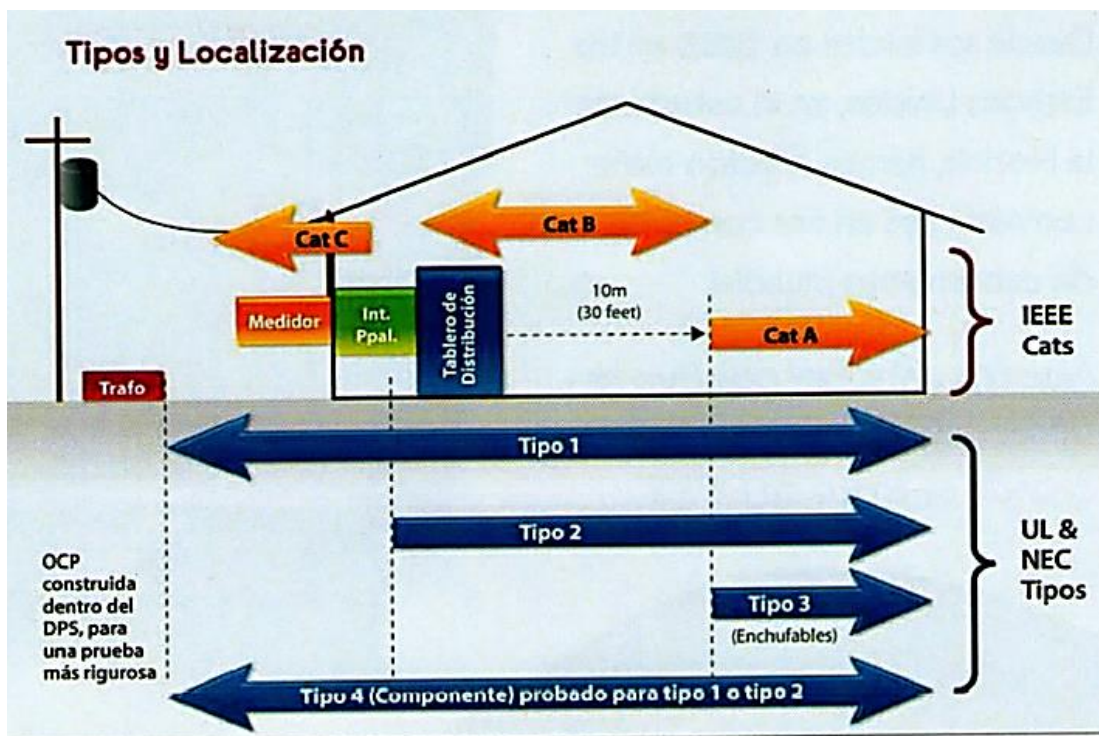


Figura 6- 99. Localización de los diferentes tipos de DPS de acuerdo a los niveles de exposición.

**TIPO 1:** Estos DPS son diseñados para conectarse de manera permanente en las instalaciones, entre el secundario del transformador de servicio y el lado de la línea del dispositivo de protección contra sobrecorriente del equipo de servicio, así como el lado de carga, incluyendo bases para medir kW/h con supresor diseñador para instalarse sin un dispositivo de protección de sobre corriente externo. Proporcionan protección contra transitorios externos ocasionados por rayos o conmutación de bancos de capacitores de las compañías distribuidoras.

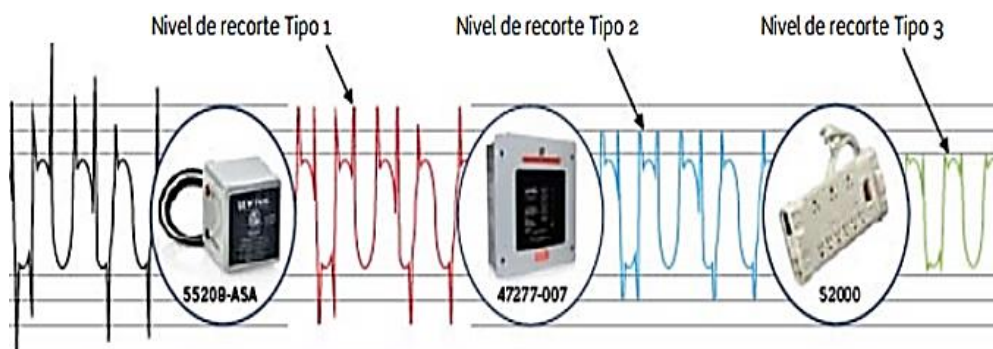
**TIPO 2:** Estos DPS se conectan de forma permanente en el lado de carga del dispositivo de protección contra sobrecorriente, incluyendo los DPS que se localizan en el tablero de entrada principal y tableros derivados. Protegen contra elevaciones de potencial generadas por rayos, transitorios ocasionados por motores y otros transitorios generados internamente.

**TIPO 3:** DPS instalado en el punto de uso a una distancia mínima de 10 metros del tablero de distribución derivado. por ejemplo, regletas multicontactos, supresores enchufables, receptáculos o supresores instalados en el punto de uso del equipo a proteger. Ofrecen protección en el punto de uso, son fácilmente reemplazables y funcionan como la última línea de defensa contra descargas eléctricas.

**TIPO 4:** Están compuestos por uno o más dispositivos del tipo 5, en conjunto con desconectador (integral o externo), o un medio de cumplimiento con las pruebas de corriente limitadas.

**TIPO 5:** Son supresores contra transitorios de componentes discretos, como los varistores de óxidos metálicos (MOVs), que pueden montarse en una tarjeta de circuitos impresos, conectados por sus cables o suministros dentro de un gabinete con medios de montaje y terminaciones de cableado.

A diferencia de los DPS tipo 1, 2 y 3, los tipos 4 y 5 no pueden ser instalados a campo abierto.



*Figura 6- 100. DPS de tipo 1, 2 y 3, conectados en cascada.*

En la figura 6-100, se muestra una representación de DPS de tipo 1, 2 y 3, conectados en cascada, se puede apreciar al inicio de la conexión una señal altamente perturbada por transientes de tensión, que a medida avanza por el sistema de protección en cascada, va siendo filtrada y los picos de tensión van desapareciendo hasta finalmente entregar al receptor de equipos sensibles una señal lo más adecuada posible para su correcto funcionamiento. De esta forma se logran proteger de manera más eficaz las instalaciones eléctricas contra las sobretensiones.

Realizando una *Protección en Cascada* de su instalación se asegura una adecuada protección de sus equipos.

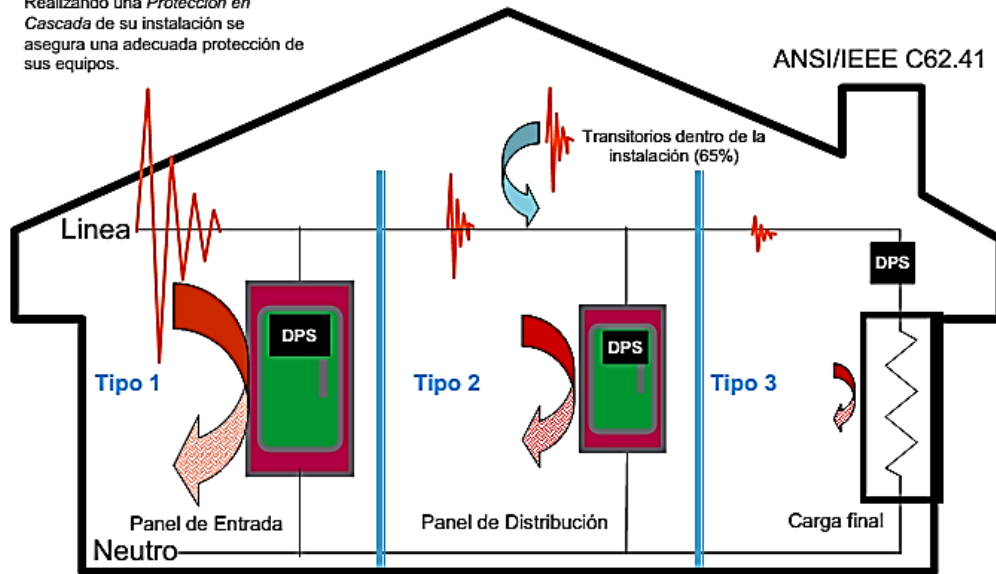


Figura 6- 101. Protección en cascada mediante DPS en una instalación eléctrica.

### 6.13.3 SELECCIÓN DE UN DPS

Existe una forma sencilla y practica para seleccionar el conjunto de DPS adecuado para una instalación eléctrica, este consiste en calcular un índice de exposición aproximado, tomando en cuenta los siguientes factores:

1. Ubicación respecto a otras actividades.

Ambiente	Puntos
Rural	11
Sub- Urbano	6
Urbano	1

2. Ubicación respecto a otras construcciones.

Construcción	Puntos
El más Alto	11
Mediano	6
El mas Pequeño	1

3. Tipo de acometida.

Acometida	Puntos
Ultimo Cliente	11
Clientes Múltiples	6
Independiente	1

4. Histórico de disturbios.

Disturbios	Puntos
Frecuentes	11
Ocasionales	6
Escasos	1

5. Costo de reparación del equipo que se daña.

Reparación	Puntos
Costosa	19
Moderada	11
Económica	3

6. Importancia del equipo que será protegido.

Equipos	Puntos
Indispensable	19
Medios	11
Pueden Detenerse	3

En cada sección se selecciona el puntaje correspondiente a las características de la instalación eléctrica en estudio, al final se suman todos puntos y se selecciona en la tabla 6-16, el conjunto de DPS correspondiente con el total de puntos obtenidos.

ANSI/IEEE C 62.41	INDICE DE EXPOSICIÓN CALCULADO				
	De 12 a 24	De 25 a 38	De 39 a 55	De 56 a 75	De 76 a 100
<b>Categoría C</b>	120 kA 120 kA	160 kA 120 kA	240 kA 160 kA	320 kA 240 kA	480 kA 320 kA
<b>Categoría B</b>	50 kA 36 kA	80 kA 50 kA	120 kA 80 kA	160 kA 120 kA	240 kA 160 kA
<b>Categoría A</b>		36 kA	50 kA 36 kA	80 kA 50 kA	120 kA 80kA

Tabla 6- 16. Tabla de selección de DPS.

La tabla 6-16, nos permite seleccionar el conjunto de DPS adecuado según las necesidades y características de la instalación eléctrica y equipos a proteger. Nótese que nos recomienda el rango de supresión de corriente que debe tener el DPS para cada categoría de protección.

## 6.13.4 MODOS DE CONEXIÓN DE LOS DPS

Los supresores de tensión pueden clasificarse de acuerdo al tipo de conexión con la carga que protegen, ya se en paralelo o en serie con la carga. La conexión en paralelo de estos dispositivos es la más común.

### 6.13.4.1 SUPRESORES CONECTADOS EN PARALELO

El dimensionamiento de los supresores conectados en paralelo no depende del tamaño de la carga, sino de su cercanía a la acometida y de la corriente que pueden tolerar. Un supresor de sobretensiones transitorias conectado en paralelo tiene el mismo principio de operación que un apartarrayos, cuando el voltaje en sus terminales aumenta, la resistencia del elemento de protección disminuye, dejando pasar más corriente.

Los DPS conectados en paralelo se clasifican a su vez en dos tipos:

- Sujetadores de voltaje (Voltage Clamping Devices).
- Dispositivos de arco (Crowbar Devices).

Los dos tipos de supresores en paralelo drenan la corriente cuando el voltaje aumenta por encima del valor de ruptura.

Los sujetadores de voltaje recuperan el estado de circuito abierto cuando el voltaje disminuye por debajo del nivel de ruptura, mientras que los de arco entran en conducción cuando el voltaje está muy por encima del voltaje de arco (aproximadamente un 50% por arriba de dicho voltaje), una vez en conducción el voltaje en las terminales cae repentinamente a ese voltaje de arco y se mantiene casi constante.

Entre los dispositivos sujetadores de voltaje, se tienen los siguientes:

- MOV, varistor de óxido metálico.
- Celdas de selenio.
- Diodos de avalancha, protectores Zener.

En la figura 6-102, a) podemos apreciar la característica corriente-voltaje de un supresor Zener con voltaje de ruptura nominal de 15 V a 1 mA. Obsérvese que la corriente es casi cero cuando el voltaje en terminales del supresor es inferior a 15 V y la corriente crece rápidamente cuando el voltaje excede un valor cercano al nominal. Por otro lado, la figura 6-102, b) corresponde a la característica corriente-voltaje de un MOV de 150 Vrms. La corriente es prácticamente cero para voltajes inferiores a 260 V y para voltajes superiores la corriente crece rápidamente.

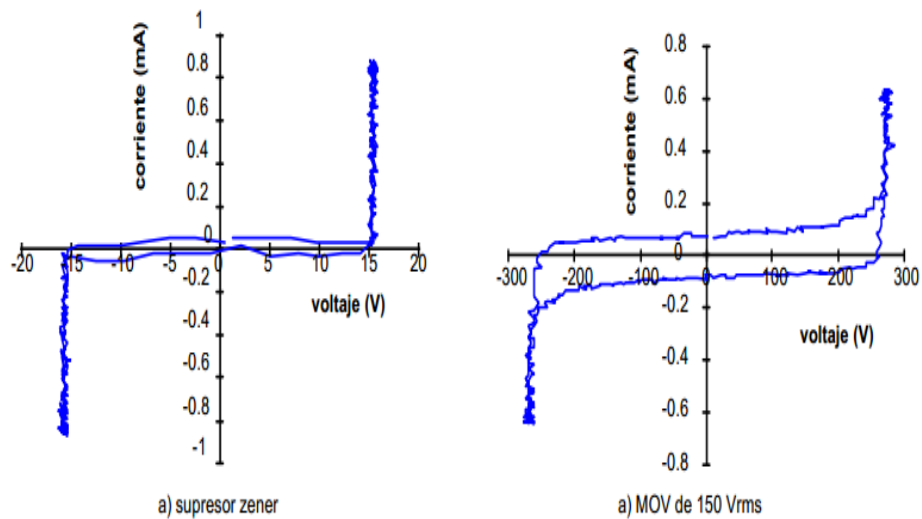


Figura 6- 102. Curvas características de Corriente vs Voltaje para, a) Supresor Zener, b) MOV de 150 Vrms. Tomado de: (QuimiNet.com, 2008).

Entre los dispositivos de arco, se encuentran los siguientes:

- Tubos de gas.
- Puntas metálicas con separación pequeña, entrehierros.
- Puntas de carbón con separación pequeña.
- Tiristores.

Estos dispositivos tienen la capacidad de manejar grandes corrientes ya que el voltaje en sus terminales disminuye en forma significativa cuando están en estado de conducción. Se utilizan frecuentemente en protectores telefónicos y en protectores de líneas de datos. No así en protectores de alimentación de corriente alterna, para estas aplicaciones son preferibles los sujetadores de voltaje.

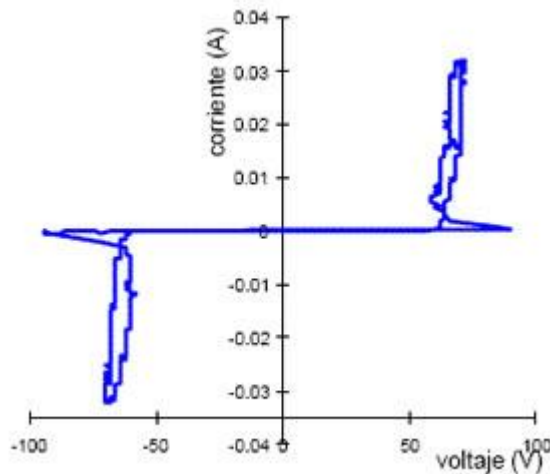


Figura 6- 103. Curva característica de Corriente vs Voltaje de un tubo de gas. Tomado de: (QuimiNet.com, 2008).

En la figura 6-103, se muestra la curva característica corriente-voltaje de un tubo de gas, el voltaje de arco es de 60 V, pero el voltaje en terminales debe llegar aproximadamente a 100 V para que entre en conducción, cuando el voltaje cae por debajo de 60 V la corriente se vuelve cero.

### 6.13.4.2 SUPRESORES CONECTADOS EN SERIE

Los supresores conectados en serie tienen elementos de protección como los utilizados en los protectores paralelos, pero incorporan un inductor o un resistor serie, debido a esto pueden limitar mucho mejor los sobrevoltajes transitorios. Los elementos serie deben ser capaces de conducir la misma corriente que la carga, es por ello que en este caso las dimensiones y el costo de estos si dependen del tamaño de la carga a proteger.

En la figura 6-104, se muestra un supresor de línea de datos con elementos en serie, esta clase de supresores son recomendados por la norma IEEE Std 1100-1999 (Libro Esmeralda).

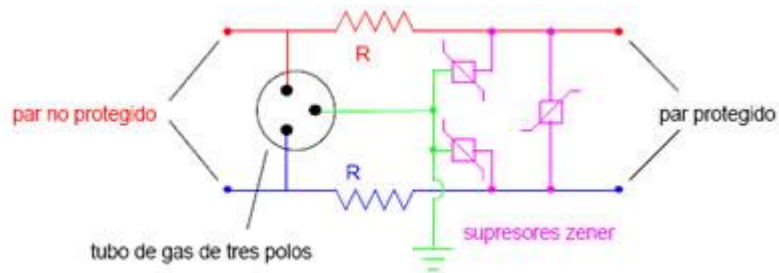


Figura 6- 104. Supresor de línea de datos. Tomado de: (QuimiNet.com, 2008).

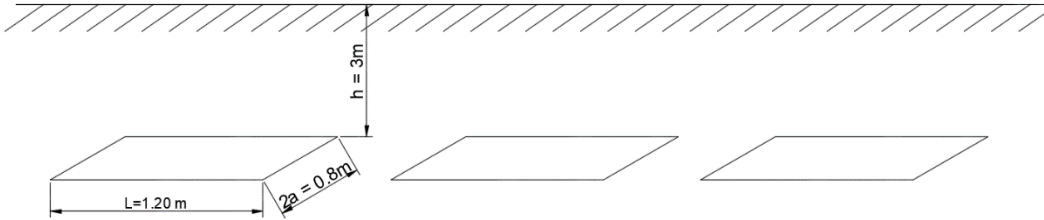
Los supresores de línea de datos deben ser de acuerdo a la línea de datos a proteger, pues estas manejan diferentes niveles de tensión, por lo que se requiere de un dispositivo de protección especial para un RS-232, otro especial para “Ethernet” y de uno especial para “Token-Ring”, dichos dispositivos son diseñados para cumplir con funciones específicas, por lo que no son intercambiables.



Figura 6- 105. Supresor de transientes para Ethernet, CITEL.

## 6.13 EJERCICIOS RESUELTOS

- 1) Calcule la resistencia esperada de una red de tierra que consiste en tres radiadores de camión, fabricados de cobre, enterrados horizontalmente a tres metros de profundidad, en un terreno de resistividad 200 ohmios-metro y cuyas dimensiones son 1.2 x 0.8 m, separados entre sí “n” metros, desprecie su espesor.



Solución:

Aplicando la formula, siempre y cuando:  $h \geq 3a$

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

$$2a = 0.8$$

$$a = 0.4$$

$$R = \frac{200}{2\pi \times 1.20} \left( \ln \frac{2 \times 1.20}{0.4} + \ln \frac{1.20}{2 \times 3} \right)$$

$$R = 4.8362 \Omega$$

Ahora: para el conjunto de los tres radiadores

$$R = \frac{4.83}{3} = 1.6 \Omega$$

- 2) Calcule la resistencia esperada de una red de tierra que consiste en: un terreno de arena arcillosa, en el que al medir la resistividad se obtuvo un valor promedio de 100 ohmios-metro resuelva cada uno de los casos planteados:

- a) Para varillas 5/8" x 10' y cable 3/0 de 15.9 mm de diámetro

Solución:

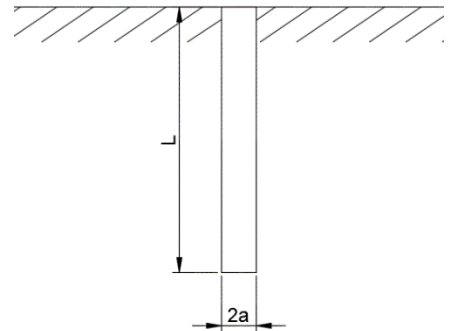
$$5/8" \times \frac{25.4 \text{ cm}}{1"} \times \frac{1 \text{ m}}{100 \text{ cm}} = 0.1587 \text{ m} = a$$

$$10' \times \frac{30.48 \text{ cm}}{1} \times \frac{1 \text{ m}}{100 \text{ cm}} = 3.048 \text{ m} = L$$

$$2a = 0.1587$$

$$a = 0.079375$$

$$R = \frac{\rho}{2\pi L} \ln \left( \frac{2L}{a} \right) = \frac{100}{2\pi \times 3.048} \ln \left( \frac{2 \times 3.048}{0.079375} \right) = 22.7 \Omega$$





- b) La resistencia de un anillo enterrado un metro y de 20 m de perímetro, con un espesor de 5/8"

Solución:

$$R = \frac{\rho}{4\pi^2 b} \ln\left(\frac{8b}{a}\right)$$

$$p = 2\pi b$$

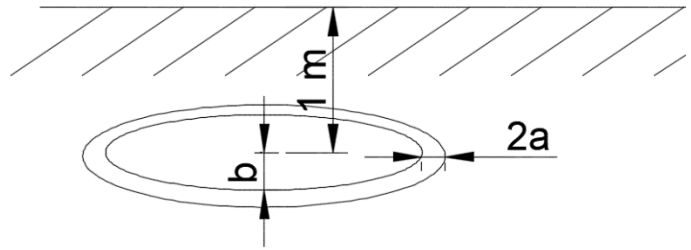
$$b = \frac{p}{2\pi} = 3.183\text{m}$$

$$5/8'' \times \frac{25.4\text{ cm}}{1''} \times \frac{1\text{m}}{100\text{cm}} = 0.1587\text{m} = a$$

$$2a = 0.1587$$

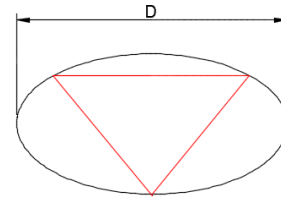
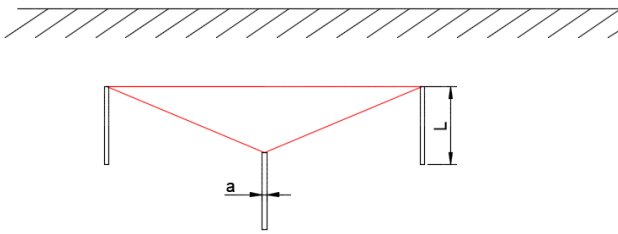
$$a = 0.079375\text{ m}$$

$$R = \frac{100}{4\pi^2 \times 3.183} \ln\left(\frac{8 \times 3.183}{0.079375}\right) = 4.59\Omega$$



### EJERCICIOS PROPUESTOS

- 1) Calcule la resistencia esperada, de una red de tierra que consiste en tres electrodos formando un triángulo equilátero de 5 m de lado cada electrodo es de 5/8" x 8'. Aplique la formula indicada:



$$R = \frac{\rho}{6\pi L} \left( \ln\left(\frac{4L}{a}\right) - 1 + \frac{2L}{D \operatorname{sen}\left(\frac{\pi}{3}\right)} \right)$$

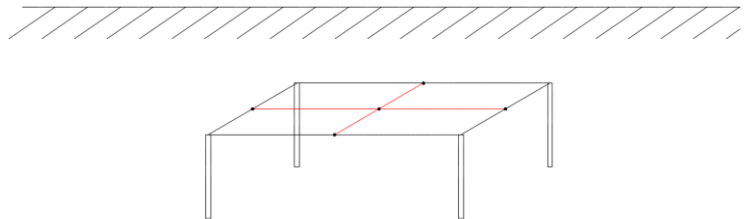
- 2) Calcule la resistencia esperada de una resistencia de tierra que consiste en cuatro electrodos formando una red cuadrada de 20' de lado, cada electrodo es de 5/8" x 10'. Aplique la formula indicada.

$$R = 0.443 \frac{\rho}{\sqrt{A}} + \frac{\rho}{L}$$

Donde:

A: es área total

L: longitud total del conductor



## REFERENCIAS

- [1] Gómez, R. R. (11 de Marzo de 2021). *RUEL S.A. de C.V.* Obtenido de <https://www.ruelsa.com/notas.html>
- [2] Csanyi, E. (9 de agosto de 2017). *Electrical Engineering Portal*. Obtenido de Electrical Engineering Portal: <https://electrical-engineering-portal.com/measuring-resistance-earth-electrode>
- [3] EDP Proyectos S.A.C. . (15 de marzo de 2021). *EDP Proyectos* . Obtenido de EDP Proyectos S.A.C Web Site : <http://www.edpproyectos.com/mediciones-de-resistencia-puesta-a-tierra>
- [4] Lapresta, B. (12 de marzo de 2021). *4Geo-Blog*. Obtenido de 4Geo-Blog. Geología y geotecnia : <https://geologiaygeotecnia.wordpress.com/>
- [5] Subterránea Spa. (12 de marzo de 2021). *Subterránea Spa*. Obtenido de Subterránea.cl: <https://subterranea.cl/ert/>
- [6] Torre, R. R. (2002). Boletín. *Medición de la resistencia de tierra de grandes electrodos*. Instituto Tecnológico de Ciudad Madero, Tamaulipas.
- [7] Cristian Cardona, A. R. (2012). Proyecto de Grado. *ESTUDIO DE LOS SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA DE LOS EDIFICIOS DE: MEDIO AMBIENTE, COMUNICACIONES, EDUCACIÓN, CAFETERIA CENTRAL, SISTEMAS, Y CIENCIAS BASICAS DE LA UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA*. Universidad Tecnológica de Pereira, Pereira.
- [8] Telurómetro . (20 de marzo de 2021). *Telurómetro*. Obtenido de Telurómetro.com : <https://teluometro.com/de-pinza/>
- [9] Fluke Corporation . (20 de marzo de 2021). *Fluke Corporation*. Obtenido de Fluke.com : <https://www.fluke.com/es-es/informacion/blog/electrica/no-olvide-el-sistema-de-conexion-a-tierra>
- [10] ENSA. (25 de marzo de 2021). *ensa.com.pa*. Obtenido de ensa web site: [https://www.ensa.com.pa/sites/default/files/no.ccom\\_.09.01\\_puesta\\_a\\_tierra\\_ver\\_02.pdf](https://www.ensa.com.pa/sites/default/files/no.ccom_.09.01_puesta_a_tierra_ver_02.pdf)
- [11] Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. . (1992). *IEEE Recommended Practice for Grounding of Industrial and Commercial Power Systems*. New York : Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. .
- [12] Andres. (28 de abril de 2021). *Electricaplicada*. Obtenido de Electricaplicada : <https://www.electricaplicada.com/tomacorriente-gfci-sirve/>
- [13] Daniel, L. S. (14 de mayo de 2021). *monografias.com*. Obtenido de monografias.com: <https://www.monografias.com/trabajos38/puesta-a-tierra/puesta-a-tierra2.shtml>
- [14] Compañía Nacional de Fuerza y Luz, S.A. (18 de mayo de 2021). *cnfl.go.cr*. Obtenido de cnfl.go.cr: [https://www.cnfl.go.cr/documentos/eficiencia/tensiones\\_transitorias.pdf](https://www.cnfl.go.cr/documentos/eficiencia/tensiones_transitorias.pdf)
- [15] Molina, F. G. (s.f.). Tesis Doctoral. *Evaluación estadística del comportamiento de líneas aéreas de distribución frente a sobretensiones de origen externo*. Universitat Politècnica de Catalunya, Barcelona.

- [16] Gómez, R. R. (23 de mayo de 2021). RUEL S.A. de C.V. Obtenido de <https://www.ruelsa.com/notas/tierras/pe50.html#:~:text=5.1%20DESCARGAS%20ATMOSF%C3%89RICAS%20%5B5.4%5D%20y,la%20tierra%20o%2C%20entre%20nubes.>
- [17] Rojas, G. (2007). Manual de Sistemas de Puesta a Tierra. Caracas: General Distribuidora S.A.
- [18] César Briozzo, M. S. (2008). Pararrayos no Convencionales. IEEE, 7º encuentro de Energía, Potencia, Instrumentación y Medidas., 207-227.
- [19] PLW Ingeniería. (23 de mayo de 2021). PLW ingeniería. Obtenido de <https://www.plwingeneria.com/productos/pararrayos/>
- [20] Bruno, L. G. (28 de septiembre de 2009). Ingeniería Eléctrica Explicada. Obtenido de <http://ingenieriaelectricaexplicada.blogspot.com/2009/09/metodo-grafico-de-langrehr-poste-de.html>
- [21] Pulsar Helita. (24 de mayo de 2021). tecnorrayos.com. Obtenido de <http://www.tecnorrayos.com/pdf/Folleto%20Pulsar%20.pdf>
- [22] QuimiNet.com. (3 de abril de 2008). QuimiNet.com. Obtenido de <https://www.quiminet.com/articulos/clasificacion-de-supresores-de-sobrevoltaje-transitorios-de-acuerdo-a-la-conexion-con-la-carga-27500.htm#:~:text=El%20supresor%20de%20sobrevoltajes%20transitorios,disminuye%2C%20dejando%20pasar%20m%C3%A1s%20corriente.>

# **CAPÍTULO 7**

## **INSTALACIONES ESPECIALES**

## 7.1 GENERALIDADES

Las instalaciones eléctricas para áreas denominadas como “especiales”, son aquellas ubicadas en áreas donde están expuestas a gases u otros elementos químicos de naturaleza inflamable, las cuales están contempladas en el NEC. El trabajo del NEC es proporcionar las salvaguardas necesarias para garantizar que la instalación eléctrica no sea una fuente de ignición.

Según Gacitúa (2019), en su artículo “*Clasificación de áreas peligrosas según NEC/NFPA y ATX/IEC*”, afirma que: “clasificar áreas según zonas o divisiones es la base o la parte fundamental que nos permite diseñar nuestros sistemas eléctricos y sus características. Por lo tanto, existen diversas variables y características de los equipamientos que deben ser seleccionadas en función de la clasificación, y que son equivalentes entre los principales estándares existentes”.

Las zonas con peligro de explosión pueden describirse como aquellas ubicaciones donde se instalan equipos eléctricos y que, por su naturaleza, presentan una condición que podría volverse explosiva si elementos de ignición están presentes. Muchos gases, vapores y polvos pueden formar atmósferas inflamables (explosivas). Desafortunadamente, las sustancias inflamables no siempre son evitables. Por lo tanto, es de gran importancia que un usuario de equipamiento eléctrico como los pulsadores y las luces piloto esté consciente del entorno en el que se instalarán estos productos. La comprensión del peligro ayudara a garantizar que el equipo se selecciones, instale y opere correctamente para proporcionar un sistema operativo seguro.

Como parte de la gestión de riesgos y para garantizar la seguridad de una operación, se realiza una clasificación de áreas peligrosas, en la que se necesitaran precauciones especiales para evitar que los dispositivos eléctricos causen una fuente de ignición debido a la presencia de una atmósfera inflamable. Se deben considerar diferentes variables para determinar correctamente esta clasificación, incluyendo propiedades y comportamiento de los materiales, volúmenes, presiones, temperaturas, flujos, tuberías y equipos, construcción, clima, disposiciones de construcción, adecuación de ventilación mecánica, sistemas de detección de gas, interfaces de operador, entre otros.

La recopilación y análisis de todos los datos, junto con la aplicación y desarrollo de técnicas de ingeniería, establecerá un esquema de clasificación de áreas consistente y seguro. A continuación, se describen algunos ejemplos de lugares considerados como “ESPECIALES”, en los cual es necesario un adecuado diseño de la instalación eléctrica.

- Lugares donde se manejan o producen vapores y es requerido servicio de Iluminación.
- Sitios donde se almacena productos químicos y sustancias inflamables.
- Ambientes industriales que producen vapores altamente corrosivos, procesos químicos y áreas de pintura e inmersión en aerosol.
- Zonas donde se pueda producir una explosión.
- Recintos que resguardan a personas de tercera edad y niños escolares.
- Clínicas y hospitales.

El ejemplo más común donde podemos encontrar una ubicación sumamente peligrosa, es una estación de servicio de combustible (gasolinera), debido a que en ese lugar siempre se está expuesto a gases de naturaleza inflamable.

Las instalaciones eléctricas en su funcionamiento normal y en su funcionamiento bajo falla son o pueden ser fuente de ignición, por efecto de arcos, chispas, o por la presencia de superficies a temperatura elevada. Algunos ejemplos de fuentes de ignición de una instalación u equipo eléctrico, son los contactores que controlan equipos de gran potencia, equipos donde es necesario el calentamiento a través de resistencias tales como hornos, extrusoras, cortadoras de material tipo plástico, la jaula de los motores asincrónicos, etc. Ya que, en su funcionamiento normal, estos pueden generar arcos o chispas.

## 7.2 CLASIFICACIÓN DE ÁREAS PELIGROSAS

En la actualidad existen dos principales estándares para la clasificación de las zonas con riesgo de explosión: NFPA/NEC e IEC/ATEX. El primero clasifica principalmente los recintos con vapores o gases como “Clase I”; con polvo, “Clase II”; y con fibras, “Clase III”. Luego, “División 1” indica que la atmósfera explosiva está presente o es probable que esté presente en la operación normal, mientras que “División 2” considera que la atmósfera explosiva no está presente en operación normal, pero puede estar presente en operación anormal del proceso, tal como se muestra en la figura 7-2, donde se muestra un ejemplo ilustrativo esta clasificación según el NEC.

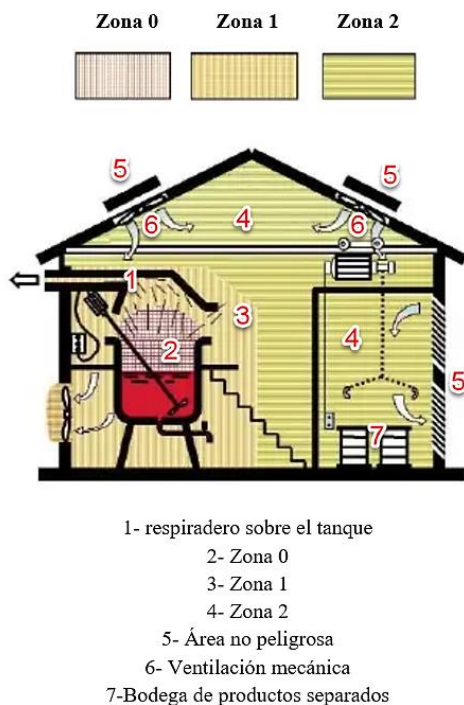


Figura 7-2. Clasificación de área peligrosa según ATEX. Tomado de: (Gacitúa, 2019).

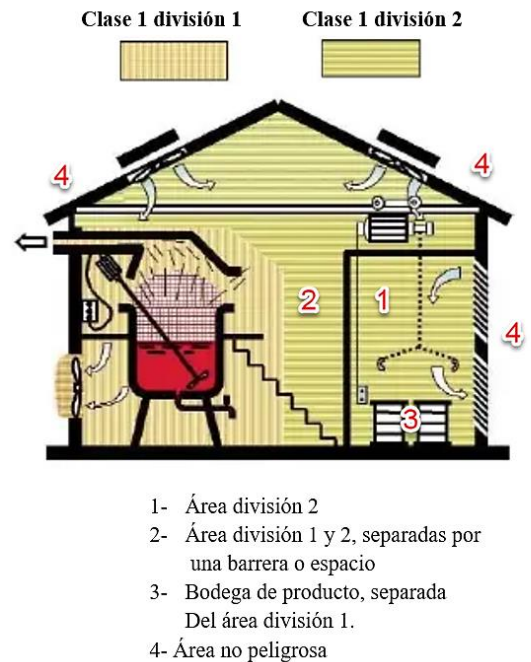


Figura 7-1. Clasificación de áreas peligrosas según NEC. Tomado de: (Gacitúa, 2019).

IEC/ATEX clasifica las atmósferas mediante zonas. La “zona 0” (gas) y “zona 20” (polvo) son áreas en las que las atmósferas explosivas están continuamente presentes, por prolongados períodos o frecuentemente. En tanto, en la “zona 1” (gas) y la “zona 21” (polvo), la atmósfera explosiva es probable a presentarse en normal operación. En la “zona 2” (gas) y “zona 22” (polvo), las atmósferas explosivas no son probables de producirse en normal operación del proceso y si ocurren será por un corto tiempo, tal como se indica en la figura 7-1.

En la figura 7-3, se presenta una comparativa del riesgo respecto a la probabilidad de atmosfera inflamable, según la clasificación de los estándares NFPA/NEC e IEC/ATEX.

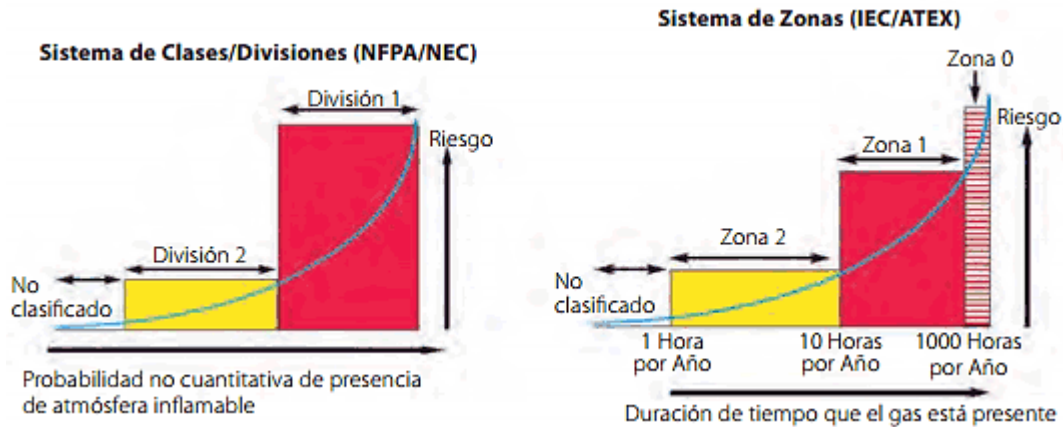


Figura 7-3. Diferencia en la probabilidad de atmosfera inflamable (Gacitúa, 2019).

### 7.2.1 SISTEMA DE CLASIFICACIÓN SEGÚN EL NEC ( 2017)

Según el NEC (2017, p.349), en los artículos 500 a 504, en el cual se describen los requisitos mínimos para el alambrado de equipo eléctrico y electrónico que será instalado en lugares donde pueda existir riesgo de explosión u incendio debido a la presencia de gases inflamables o vapores producidos por líquidos inflamables; estos son clasificados según el nivel de riesgo al cual están expuestos.

El NEC utiliza dos sistemas para clasificar ubicaciones peligrosas, estas son: Clase, Divisiones y Grupos. A continuación se describe cada una de las clasificaciones.

**Clase I:** Se refiere a todos los lugares, que en condiciones normales, pueda existir en el ambiente presencia de gases o vapores producidos por líquidos combustibles en cantidades suficientes para producir mezclas explosivas o inflamables.

**Clase II:** Donde en el ambiente puede haber polvos combustibles en cantidad suficiente. Estas agrupaciones de polvo están basadas en el tipo de material: metálico, carbonoso u orgánico. Un área pertenece a la división 1 ó 2, dependiendo de la cantidad presente de polvo en el ambiente, excepto para el grupo E, que sólo aplica para la División 1.

**Clase III:** Donde el material peligroso es la presencia de fibras o partículas fácilmente combustibles, pero que no es posible que las fibras normalmente estén suspendidas en el aire. Un ejemplo común de esta clase son plantas textiles y de fabricación de ropa.

Dentro de cada clase, dos divisiones especifican si se espera que exista el peligro en condiciones normales de operación, durante una falla del proceso que hace que el sistema eléctrico se convierta en una fuente de ignición, o solo durante un evento de falla del sistema.

La División señala la probabilidad de que el material peligroso se encuentre en concentraciones inflamables:

**División 1:** Área donde la probabilidad de que la atmósfera sea peligrosa es alta. Ello puede ser debido a que existen concentraciones de material inflamable de manera continua, periódica o intermitente en condiciones

normales de operación o que los materiales inflamables están presentes frecuentemente debido a fugas, reparaciones o mantenimiento de equipos, o donde una falla pueda producir fuga e ignición simultáneamente.

**División 2:** Área que puede ser peligrosa bajo condiciones anormales o accidentales. Por ejemplo por rotura de recipientes, fallas de equipos o paso de material inflamable desde un área División 1. Además la División 2 cubre las áreas en donde los gases inflamables, vapores o los líquidos volátiles se manejan en un sistema cerrado, o se confinan dentro de recintos adecuados. También donde las concentraciones peligrosas son prevenidas normalmente por ventilación mecánica.

Los materiales de naturaleza combustibles o volátiles se subdividen en cuatro grupos de gases y vapores (A, B, C, D, E) y tres grupos de polvos (E, F,G). Los Grupos son una sub-clasificación más específica sobre la naturaleza de la sustancia peligrosa. Las sustancias en un grupo determinado representan riesgos de características similares:

#### **Clase I: Gases y vapores**

Grupo A: Acetileno.

Grupo B: Hidrógeno, butadieno, óxido de etileno, entre otros.

Grupo C: Etileno, acetaldehído, monóxido de carbono, dietil éter, entre otros.

Grupo D: Gasolina, propano, butano, metano (gas natural), acetona, amoníaco, entre otros. Este es el grupo más numeroso.

#### **Clase II: Polvos combustibles**

Grupo E: Polvos metálicos combustibles como por ejemplo: aluminio libre de Cobre y Magnesio.

Grupo F: Polvo carbón, coque y similares.

Grupo G: polvos de: harinas, almidon, granos, madera, plásticos y químicos.

### **7.2.2 SISTEMA DE CLASIFICACIÓN BAJO NORMA IEC**

En una planta industrial, las áreas que la conforman son clasificadas según el grado de peligrosidad en el que se encuentran. Como, por ejemplo: una mina de carbón subterránea se considera siempre una zona de máximo riesgo, debido a que puede haber gas metano en el ambiente. Sin embargo, una fábrica donde el metano es almacenado en depósitos, se consideraría potencialmente peligrosa el área circundante a los depósitos o en cualquier tubería de conexión.

La clasificación bajo norma IEC, se encuentra plasmada en los artículos 505-506 del NEC ( 2017), el cual es una alternativa para la clasificación de las instalaciones eléctricas expuestas a ambientes inflamables. A continuación se describe la clasificación bajo esta norma.

**ZONA 0 :** Existe una mezcla de aire-gas u otro elemento inflamable está presente continuamente, durante largos períodos de tiempo.

**ZONA 1:** Donde exista la posibilidad de concentraciones de gases inflamables en condiciones normales de funcionamiento, o por fugas de estos.

**ZONA 2:** En esta zona el material inflamable normalmente se encuentra confinado en un sistema cerrado, también pueden ser áreas adyacentes a la zona 1.



A continuacion se presenta un cuadro comparativo equivalente a los artículos 500-503 del NEC y bajo Norma IEC.

	Peligro continuo (>1000 horas/ año)	Peligro intermitente (>10<1000 horas/año)	Peligro posible (<10 horas/ año)
IEC	Zona 0	Zona 1	Zona 2
NEC art.505	Zona 0	Zona 1	Zona 2
NEC art. 500	División 1		División 2

*Tabla 7- 1. Cuadro comparativo de clasificación de zonas entre NEC y Norma IEC.*

En la tabla 7-1, se puede observar que la división 1 del NEC artículo 500; equivale a las dos zonas bajo Norma Europea 0 y 1 respectivamente, mientras que la división 2; equivale aproximadamente a la zona 2 bajo Norma IEC.

## 7.3 EQUIPAMIENTO EN ÁREAS CLASIFICADAS

### 7.3.1 NORMATIVA EUROPEA ATEX (ATMÓSFERAS EXPLOSIVAS)

La Directiva ATEX, describe qué tipo de equipamiento y ambiente es permitido para el trabajo en una atmósfera explosiva. Establece los estándares mínimos para fabricantes y empresarios con respecto a las atmósferas explosivas. Es responsabilidad del empresario llevar a cabo una evaluación del riesgo de explosión y de tomar las medidas necesarias de cara a eliminar o reducir este riesgo. Para cumplir con la directiva ATEX, el equipo debe: mostrar una marca CE, además, debe tener la certificación de zona peligrosa.

El personal debe clasificar las áreas peligrosas en zonas. La clasificación otorgada a cada una de ellas en particular, su tamaño y ubicación, depende de la probabilidad de que ocurra una explosión y su persistencia. Dichas zonas (0, 1, 2 por gas-vapor de niebla y 20, 21, 22 por polvo), deben ser protegidas contra fuentes de ignición.

Las zonas EX son definidas por presencia de gas, niebla o vapor y polvo de la siguiente manera:

- **Gases, vapores y niebla:**

Zona 0: Lugar cuya atmósfera explosiva consiste en una mezcla de sustancias peligrosas en el aire, vapores o niebla están presentes continuamente, por largos periodos o frecuentemente.

Zona 1: Lugar donde la atmósfera explosiva es una mezcla consistente de aire o sustancias peligrosas en la forma de gases, vapor o niebla como una operación normal.

Zona 2: Lugar donde la atmósfera explosiva es una mezcla consistente de aire o sustancias peligrosas en forma de gases, vapores o niebla que no ocurren en una operación normal, pero, si ocurre, se presentará en un pequeño periodo.

- **Polvo:**

Zona 20: Lugar donde una atmósfera explosiva en forma de nubes o polvo de combustible está presente continuamente, por largos periodos o frecuentemente.

Zona 21: Lugar donde una atmósfera explosiva en forma de nubes o polvo de combustible en el aire ocurre en una operación normal y ocasional.

Zona 22: Lugar donde una atmósfera explosiva en forma de nubes o polvo de combustible no es algo que ocurra en una operación normal, pero si eso ocurre, permanecerá sólo en un periodo corto.

Para sustancias de naturaleza inflamable o explosiva, se debe saber qué tipo de certificado ATEX necesita el equipo.

En la tabla 7-2, se presenta un resumen de algunas de las clasificaciones que puede recibir un equipo bajo la directiva ATEX:


Título	Marca	Uso
A prueba de explosiones		Según directiva ATEX
Grupo del equipo	I	Aplicación en minería
	II	Aplicación industrial en la superficie
Categoría	1	Nivel de Muy Alta Protección (Zona 0, 1, 2 o 20, 21, 22)
	2	Nivel de Alta Protección (Zona 1, 2 o 21, 22)
	3	Nivel de Protección Normal (Zona 2 o 22)
Atmósfera Gas/ Polvo	G	Atmósfera de gas, vapor o niebla
	D	Atmósfera de polvo
Tipo de protección	d	A prueba de fuego
	Ia	Intrínsecamente seguro
	e	Aumento de la seguridad
Grupo de gas	I	Minas
	II	Industria de superficie
Subgrupo de gas	A	Gases de difícil ignición
	B	Gases inflamables
	C	Gases fácilmente inflamables
Temperatura	T1	450 °C
	T2	300 °C
	T3	200 °C
	T4	135 °C
	T5	100 °C
	T6	85 °C

Tabla 7- 2. Clasificación de equipo eléctrico bajo directiva ATEX.

### 7.3.2 MARCAS EN LOS EQUIPOS ELÉCTRICOS BAJO DIRECTIVA ATEX

La directiva ATEX establece cómo deben marcarse los equipos. Según esta directiva consiste en el símbolo CE, seguido en algunos casos del número de identificación del Organismo Notificado involucrado en la etapa para el aseguramiento del control de la producción o de las pruebas por unidad.

El marcado se complementa con la marca distintiva del material para atmósferas explosivas “EX”, seguido de la indicación del Grupo, Categoría y la indicación relativa a gases (G) y/o polvo (D).

Para garantizar el funcionamiento seguro del equipo eléctrico en atmósferas inflamables, los equipos eléctricos deben cumplir con normas de diseño antes descritas. Para el equipo de detección de gas, las dos clases más utilizadas de diseño de seguridad eléctrica son “anti deflagración” (a veces conocidas como “a prueba de explosión” y con un símbolo de identificación Ex d) y “seguridad intrínseca” con el símbolo Ex i.

## EQUIPOS ANTI DEFLAGRACIÓN

El aparato anti deflagración es diseñado de manera que su caja sea lo suficientemente robusta como para soportar una explosión interna de gas inflamable sin sufrir daños, lo cual podría producir la ignición accidental de una mezcla de aire/combustible explosivo dentro del equipo. Las dimensiones de las aberturas de la caja anti deflagración (por ejemplo, una junta de collarín) se deben calcular para que una llama no se pueda propagar a la atmósfera exterior.

En la figura 7-4, se muestra la forma en la que se diseña un equipo anti deflagración



Figura 7-4. Diseño de aparato anti- deflagración.

## EQUIPOS DE SEGURIDAD INTRÍNSECA

Estos equipos se diseñan de manera que la energía interna máxima y el cableado de interconexión se mantengan por debajo de lo que sería necesario para producir la ignición mediante chispas o efectos de calentamiento, en caso de que se produzca un fallo interno o un fallo en un equipo conectado. Hay dos tipos de protección de seguridad intrínseca. El más elevado es Ex ia, que es adecuado para su uso en las zonas 0, 1 y 2, y Ex ib que es adecuado para su uso en las zonas 1 y 2. El aparato anti deflagración sólo se puede utilizar en las zonas 1 y 2.

En la figura 7-5, se muestra la forma en la que se encuentra diseñado un equipo de protección de seguridad intrínseca y de seguridad aumentada respectivamente.

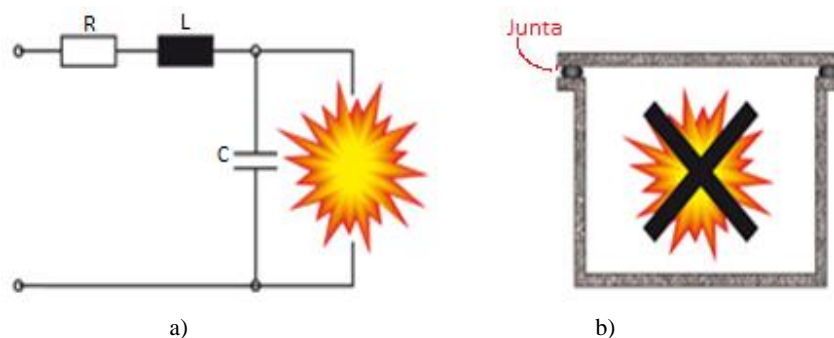


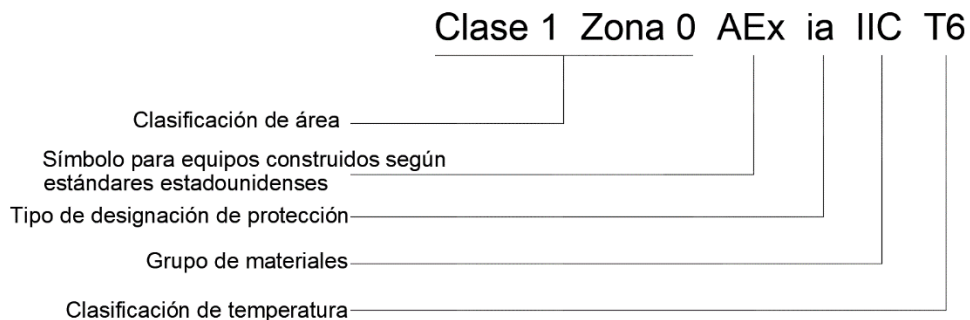
Figura 7-5. a) Seguridad intrínseca; el arco es de muy baja intensidad b) seguridad aumentada; no se producen arcos. Tomado de: (ATEX, 2021).

A continuación, se describen los modos de protección que deberán tener los equipos eléctricos a ser instalados en zonas explosivas o ambientes considerados como peligrosos, según directiva ATEX:

- d** = Envoltente antideflagrante. El equipo eléctrico está encerrado en el interior de una envoltente capaz de resistir la explosión y de no transmitir la inflamación al ambiente circundante, ni por sus juntas de unión, ni por otras comunicaciones.
- e** = Seguridad aumentada. Se basa en asegurar la no formación de arcos, chispas o sobrecalentamientos en aparatos, tomando: un coeficiente de seguridad elevado, bornes especiales, aislantes de alta calidad.
- i** = Seguridad intrínseca. Un aparato o circuito es intrínsecamente seguro cuando no sea capaz de producir chispas o efectos térmicos suficientes para provocar la inflamación de una atmósfera de gas determinada. Está indicado para instrumentación, ya que consiste en diseñar circuitos en baja tensión y reducir la intensidad tomando, además, en consideración los posibles defectos que puedan producirse y los almacenamientos de energía en condensadores, cables e inductancias.
- p** = Sobrepresión interna. Las máquinas o materiales eléctricos están provistos de una envoltente o instalados en una sala en la que se impide la entrada de los gases o vapores inflamables, manteniendo en su interior aire o un gas no inflamable, a una presión superior al atmosférico exterior.
- o** = Inmersión en aceite. Se realiza de manera que no puedan inflamarse los gases o vapores inflamables que se hallen por encima del nivel de aceite y en el exterior de la envoltente.
- q** = Aislante pulverulento. Las partes bajo tensión del material eléctrico están completamente sumergidas en una masa de aislante pulverulento.
- m** = Encapsulado. Los elementos a proteger están encerrados en una resina, de tal manera que una atmósfera explosiva no pueda ser inflamada ni por chispas, ni por contacto partes calientes internas al encapsulado.

### 7.3.3 MARCADO DE EQUIPO SEGÚN EL NEC

En el artículo 505.9, del NEC (2017) describe una forma para marcar el equipo eléctrico a ser instalado en ambientes peligrosos, a continuación, se presenta un ejemplo aplicando el NEC.



*Figura 7- 6. Marcado de equipo según el NEC.*

En la Tabla 7-3. Se presenta la designación de tipos de protección según el NEC.

Designación	Técnica	Zona*
<b>d</b>	Envolvente a prueba de llamas	1
<b>e</b>	Seguridad Aumentada	1
<b>ia</b>	Seguridad intrínseca	0
<b>Ib</b>	Seguridad intrínseca	0
<b>[ia]</b>	Aparatos asociados	No clasificados
<b>[ib]</b>	Aparatos asociados	No clasificados
<b>m</b>	Encapsulación	1
<b>ma</b>	Encapsulación	0
<b>mb</b>	Encapsulación	1
<b>nA</b>	Equipos que no producen chispas	2
<b>nC</b>	Equipos que producen chispas en los cuales los contactos están protegidos adecuadamente, diferentes de los envolventes con respiración restringida	2
<b>nR</b>	Envolvente con respiración restringida	2
<b>O</b>	Inmersión en aceite	1
<b>px</b>	Presurización	1
<b>py</b>	Presurización	1
<b>pz</b>	Presurización	2
<b>q</b>	Relleno con polvo	1

Tabla 7- 3. Designación de tipos de protección. Tomado de: (NFPA 70, 2017, p. 379).

### 7.3.4 ELEMENTOS ELÉCTRICOS PARA AMBIENTES PELIGROSOS

Algunos elementos eléctricos diseñados para ambientes volátiles, son los que se describen a continuación, estos cumplen con la directiva ATEX.



Luminaria LED para Clase I, División 1. Es sellada de fábrica para Iluminación General. Iluminación eficiente para cualquier tipo de aplicación industrial con requerimientos eléctricos a prueba de explosión.

Figura 7- 7. Luminaria a prueba de explosion. Tomado de: (Corporacion Electro Industrial, 2021)



Luminarias para áreas peligrosas. Para Clase I División 2/Grupos A, B, C, D. Clase II División 1 Grupos E, F, G.

Para instalación en ambientes normales y en áreas peligrosas por presencia de vapores inflamables, polvos o gases combustibles.

Figura 7- 8. Luminaria para áreas peligrosas. Tomado de: (RAWELT, 2021).



Cajas antiexplosivas redondas con tapa roscada, sus principales aplicaciones son: Como caja de paso y derivación en cañerías de tipo conduit.

Figura 7- 9. Cajas antiexplosivas. Tomado de: (Corporacion Electro Industrial, 2021).



Tubo metálico flexible antiexplosivo corrugado con malla externa de acero. Indicados para aplicaciones como conexiones flexibles en instalaciones eléctricas con riesgo de explosión. Ideal para conexiones de motores, tableros y máquinas.

Figura 7- 10. Tubería antiexplosiva. Tomado de: (Corporacion Electro Industrial, 2021).



Cajas rectangulares a prueba de intemperie con recubrimiento exterior de PVC e interior de uretano púrpura, para hacer empalmes y conexiones en el cableado. Permite fácil acceso para mantenimiento.

Figura 7- 11. Cajas rectangulares para intemperie. Tomado de: (Corporacion Electro Industrial, 2021).

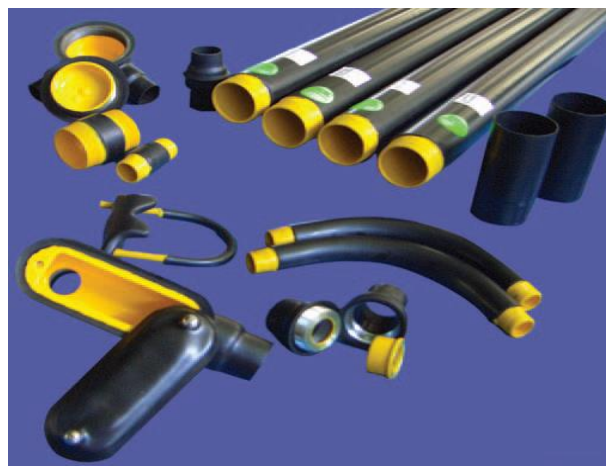


Figura 7- 12. Tubería conduit y accesorios recubiertos en PVC, aptos para instalación en atmosferas corrosivas.

En la figura 7-13, se describen diferentes elementos aptos para ambientes corrosivos, con sus principales medidas standard.

<b>GUA</b>	<b>Conector</b>	<b>Código</b>	<b>GUAN</b>	<b>Conector</b>	<b>Código</b>
	1/2"	GUA-16		1/2"	GUAN-16
	3/4"	GUA-26		3/4"	GUAN-26
	1"	GUA-36		1"	GUAN-36
	1-1/4"	GUA-49		1-1/4"	GUAN-49
	1-1/2"	GUA-59		1-1/2"	GUAN-59
	2"	GUA-69		2"	GUAN-69
<b>GUAL</b>	<b>Conector</b>	<b>Código</b>	<b>GUAT</b>	<b>Conector</b>	<b>Código</b>
	1/2"	GUAL-16		1/2"	GUAT-16
	3/4"	GUAL-26		3/4"	GUAT-26
	1"	GUAL-36		1"	GUAT-36
	1-1/4"	GUAL-49		1-1/4"	GUAT-49
	1-1/2"	GUAL-59		1-1/2"	GUAT-59
	2"	GUAL-69		2"	GUAT-69
<b>GUAB</b>	<b>Conector</b>	<b>Código</b>	<b>GUAD</b>	<b>Conector</b>	<b>Código</b>
	1/2"	GUAB-16		1/2"	GUAD-16
	3/4"	GUAB-26		3/4"	GUAD-26
	1"	GUAB-36		1"	GUAD-36
	1-1/4"	GUAB-49		1-1/4"	GUAD-49
	1-1/2"	GUAB-59		1-1/2"	GUAD-59
	2"	GUAB-69		2"	GUAD-69
<b>GUAC</b>	<b>Conector</b>	<b>Código</b>	<b>GUAM</b>	<b>Conector</b>	<b>Código</b>
	1/2"	GUAC-16		1/2"	GUAM-16
	3/4"	GUAC-26		3/4"	GUAM-26
	1"	GUAC-36		1"	GUAM-36
	1-1/4"	GUAC-49		1-1/4"	GUAM-49
	1-1/2"	GUAC-59		1-1/2"	GUAM-59

Figura 7- 13. Elementos para instalaciones eléctricas expuestas a ambientes corrosivos.

A continuación, se presenta un diagrama típico de una instalación eléctrica, aplicando los criterios antes descritos:

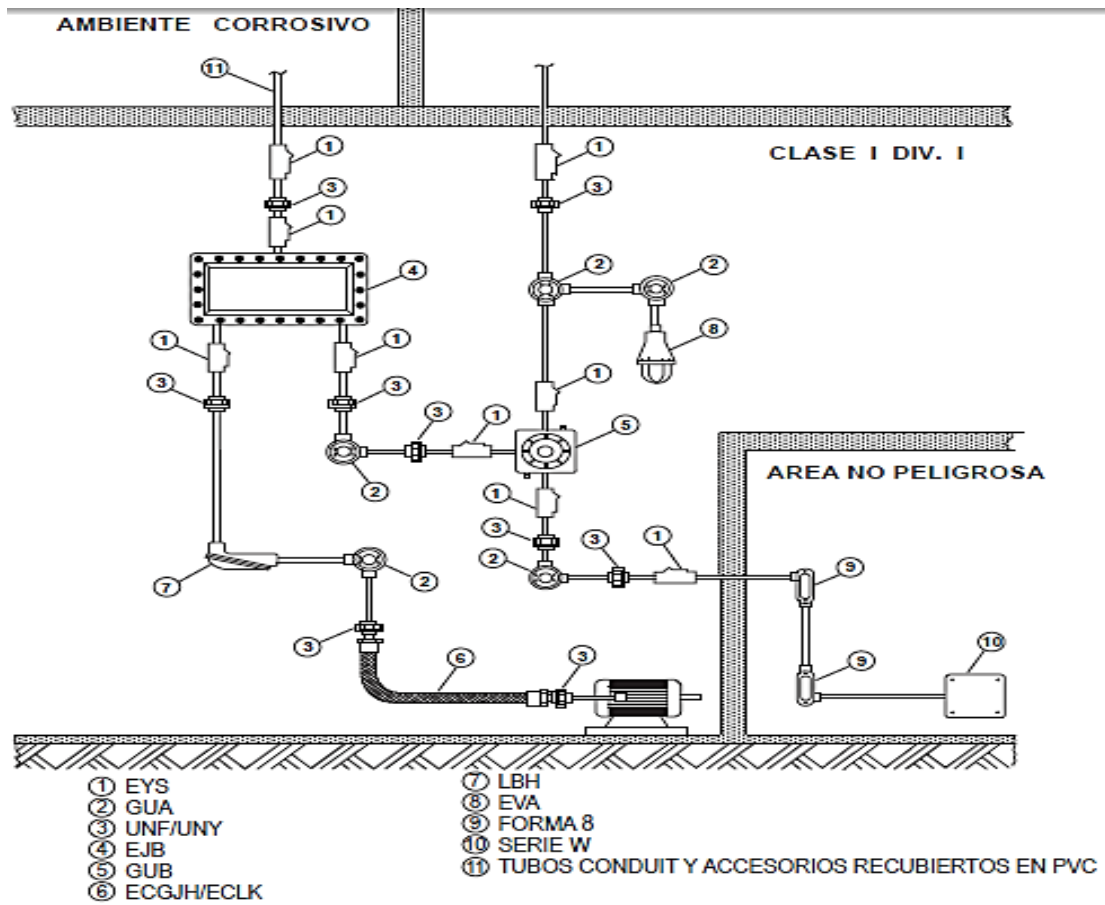


Figura 7-14. Instalación típica para ambientes corrosivos.

Los elementos que se muestran en la figura 7-14, son aptos para las siguientes áreas clasificadas:

- Clase I, División 1 y 2, Grupos C, D
- Clase II, División 1 Grupos E, F, G.
- Clase II, División 2 Grupos F, G.
- Clase III



## 7.4 EJERCICIOS RESUELTOS

**EJEMPLO 1:** A continuación, se presenta la etiqueta de un elemento eléctrico, el cual está certificado para trabajar en ambientes explosivos; aplicando la Normativa ATEX, describir el marcado EX:

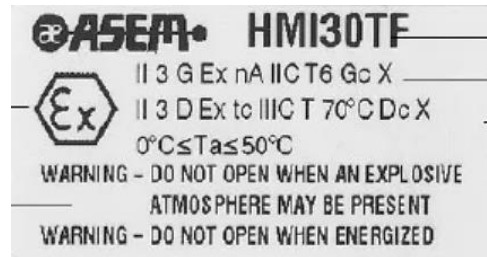
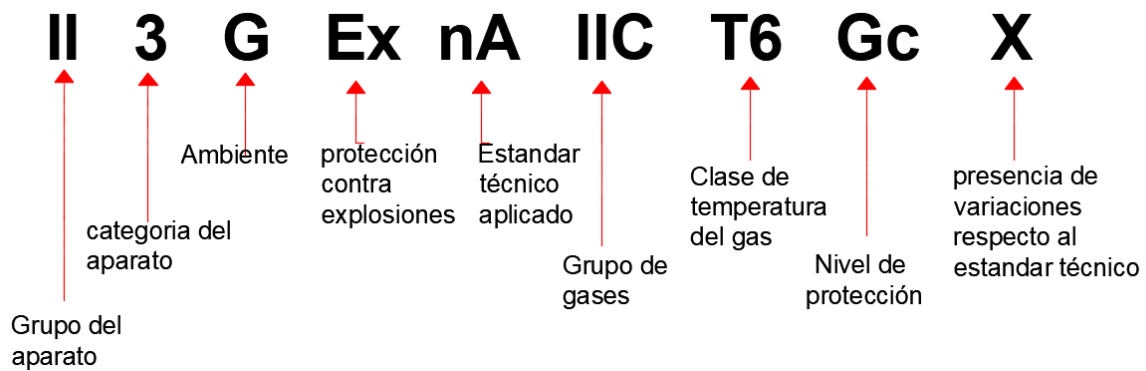
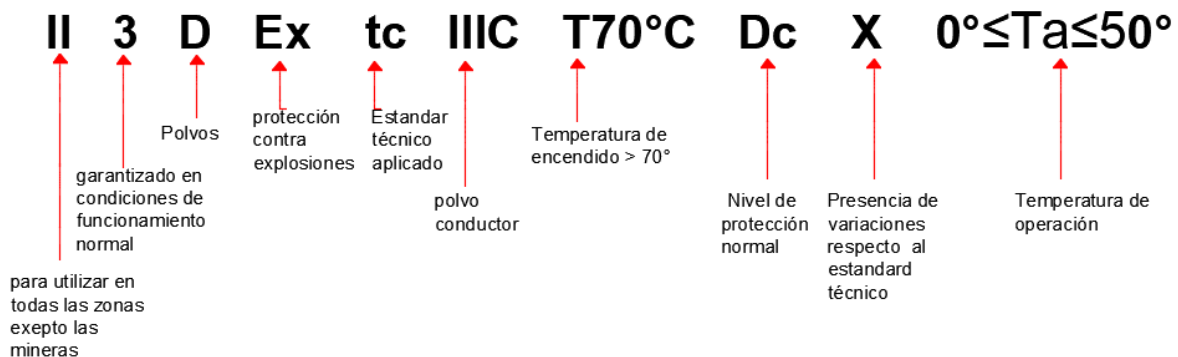


Figura 7-15. Etiqueta de elemento eléctrico.

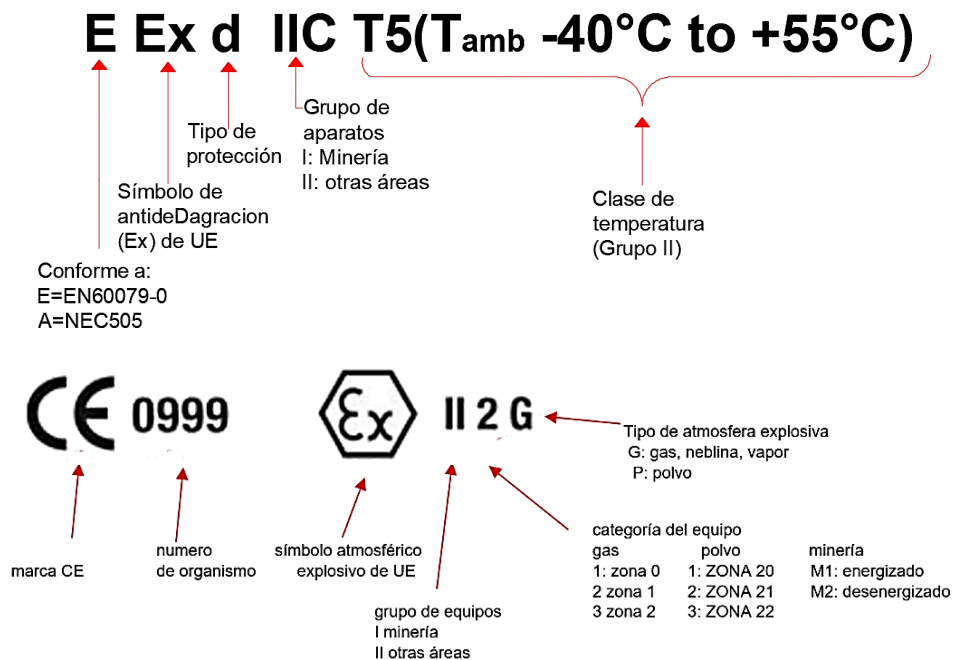
De la figura 7-15; se puede determinar aplicando la Normativa ATEX:



También:



**EJEMPLO 2:** Para la nomenclatura que se presenta a continuación, aplicando la Normativa ATEX, describir el marcado EX.



**EJEMPLO 3:** En la figura 7-16, se presenta un ejemplo de marcado de equipo eléctrico aplicando el NEC

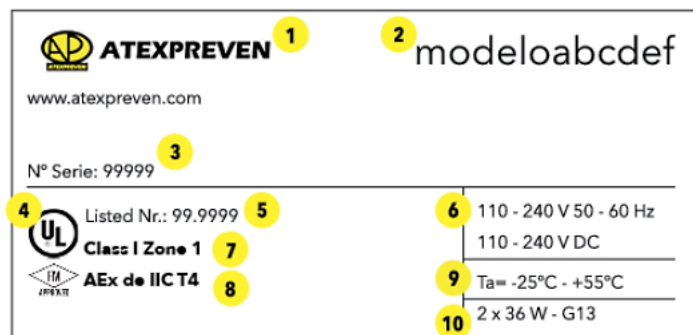


Figura 7- 16. Marcado de equipo electrónico aplicando el NEC. Tomado de: ATEXPREVEN (2021).

A continuación, se describe cada una de las numeraciones de la figura 7-16:

1. Nombre e información del fabricante
2. Nombre del producto
3. Número de serie del producto
4. Marcado entidad certificadora: UL, FM, etc.
5. Numero de certificado registrado
6. Parámetros eléctricos
7. Aplicación
8. Marcado del grupo de sustancias, modos de protección, clase térmica, etc.
9. Temperatura ambiente de uso
10. Información adicional

## REFERENCIAS

- [1] Gacitúa, P. V. (Marzo de 2019). *Electro Industria*. Obtenido de <http://www.emb.cl/electroindustria/articulo.mvc?xid=3394&ni=clasificacion-de-areas-peligrosas-segun-nfpa/nec>
- [2] ATEX. (20 de marzo de 2021). *Atmosferaexplosiva.com*. Obtenido de <http://www.atmosferasexplosivas.com/index.php/equipos-atex>
- [3] NFPA, 7. (2017). *National Electrical Code*. Massachusetts: National Fire Protection Association.
- [4] Corporacion Electro Industrial. (18 de Mayo de 2021). *coreinjm.com*. Obtenido de <http://www.coreinjm.com/>
- [5] RAWELT. (20 de Mayo de 2021). *raweltcom*. Obtenido de <https://www.rawelt.com.mx/es>

# ANEXOS

## LABORATORIO 1

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR  
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA  
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA  
INSTALACIONES ELÉCTRICAS  
LABORATORIO 1



### “INSTALACIONES ELÉCTRICAS RESIDENCIALES”

#### GENERALIDADES

Una instalación eléctrica es un conjunto de obras e instalaciones realizadas con el fin de hacer llegar electricidad a cada equipo eléctrico y electrónico de una casa habitacional, tales como: televisores, equipos de sonido, computadoras, refrigeradoras, lavadoras, hornos, etc. Para un estudiante de ingeniería eléctrica en formación, es de suma importancia tener el conocimiento técnico para poder realizarlas, ya que existe una gran demanda para cubrir las necesidades de clientes que requieren nuevos servicios a nivel residencial, alguna modificación a instalaciones eléctricas ya existentes, detección y corrección de fallas, interconexión de tableros de distribución, interruptores, luces controladas con sensores, luminarias, tomacorrientes, etc.

Las instalaciones eléctricas residenciales deben ser diseñadas bajo Norma vigente en el país, realizadas por personal debidamente acreditado por SIGET, aplicando de manera apropiada el NEC, en sus versiones más actualizadas.

En cuanto a las Normas vigentes en el país, el NEC versión 2008 ha sido tomado como referencia para el adecuado diseño de instalaciones eléctricas, sin embargo, tal como se ha mencionado anteriormente, se sugiere realizarlas aplicando versiones más actualizadas.

En esta práctica se pretende conocer los aspectos fundamentales sobre las instalaciones eléctricas residenciales, su conexión, elementos de protección y tomado como referencia lo visto en cuanto a esta temática en clases.

#### Objetivos:

- Aprender a realizar conexiones de circuitos para controlar luminarias desde un punto, dos puntos, y tres puntos.
- Aprender a realizar conexiones de circuitos de tomacorrientes, polarizados
- Determinar el calibre de conductores para circuitos de tomas, luces, y el conductor de alimentación del tablero principal.
- Aplicar los conocimientos adquiridos en la asignatura Instalaciones eléctricas 1, para la adecuada conexión de los elementos.

## ELEMENTOS PRINCIPALES DE UNA INSTALACIÓN ELÉCTRICA RESIDENCIAL

A continuación, se presenta cada elemento principal para realizar una instalación eléctrica residencial:



Figura 1: Caja termica

### Tablero eléctrico

Un tablero eléctrico es uno de los componentes principales de una instalación eléctrica, en él se protegen cada uno de los distintos circuitos en los que se divide la instalación. El tamaño y capacidad depende de la cantidad de circuitos que serán instalados. Para una instalación eléctrica residencial pequeña, los circuitos mínimos que debe tener son dos: uno para luces y uno para tomas.



Figura 2: Breaker 1 polo

### Breaker

Se utilizan, en primer término, para proteger contra sobrecargas y cortocircuitos a los cables y conductores eléctricos. Protegen al resto de la instalación y los equipos que tenemos conectados de posible sobrecargas y cortocircuitos.

### Tomacorriente polarizado:

En la figura 3, se presenta un tomacorriente con la descripción de cada elemento que lo conforma, y su adecuada conexión, por Norma, el conductor de fase es color Negro, el de neutro es blanco y el de tierra es verde.

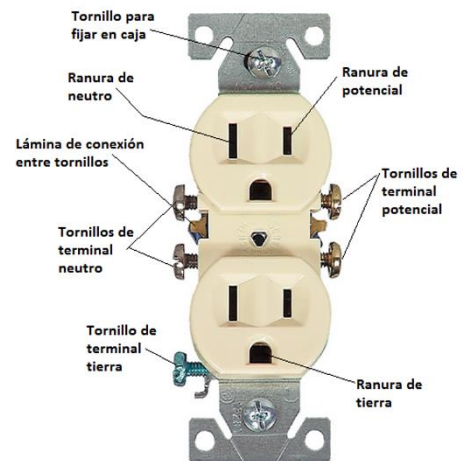


Figura 3: Tomacorriente polarizado

## Otros accesorios



Figura 4: Caja octagonal



Figura 5: Receptaculo



Figura 6: Caja rectangular 4x2



Figura 7: Apagador sencillo



Figura 8: Cable THHN



Figura 9: Cable WP



Figura 10: Electrodo de tierra con cepo



Figura 11: Cuerpo terminal



Figura 12: Tecno ducto

## INSTALACIONES ELÉCTRICAS RESIDENCIALES

Según Harpers, en su libro “*El ABC de las Instalaciones eléctricas residenciales*”, el conductor mínimo para circuitos de luces es #14, con su protección termomagnética de 15 A y de 20 A para circuito de tomacorrientes. Todos los tomacorrientes deben ser polarizados, instalados a una altura entre 30 a 40 cm de piso terminado. Para circuitos de tomas, el conductor mínimo es THHN #12, para Fase y Neutro y el conductor de tierra THHN #14. Para el conductor que alimenta al tablero principal, su conductor debe ser mínimo THHN #6, el conductor del electrodo de puesta a tierra mínimo es #8 si este es cobre y #6 si es aluminio.

### Materiales a utilizar:

- Cable THHN #14 Verde (tierra)
- Cable THHN #14 Amarillo (retorno)
- Cable THHN #12 Blanco (Neutro)
- Cable THHN #12 Negro (Fase)
- Apagador sencillo
- Apagador tres vías
- Apagador cuatro vías
- Tomacorriente polarizado
- Receptáculo
- Breaker 15 A
- Breaker 20 A
- Caja térmica

### CONTROL DE LUMINARIAS DESDE UN PUNTO:

A continuación, se describe un diagrama eléctrico para el control de luminarias desde un punto. De la figura 13, el conductor de neutro va directamente conectado al receptáculo, mientras que el conductor de fase es el que se interrumpe con el apagador.

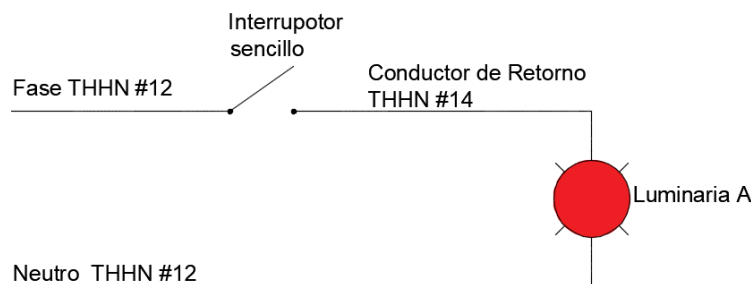


Figura 13: Control de luminarias de un punto

### CONTROL DE LUMINARIAS DESDE DOS PUNTOS

Brevemente se presenta el diagrama unifilar para el control de luminarias desde dos puntos, en este circuito se utilizan interruptores de tres vías, los retornos se efectúan con cable THHN #14. La figura 14, muestra el control de luminarias de dos puntos.

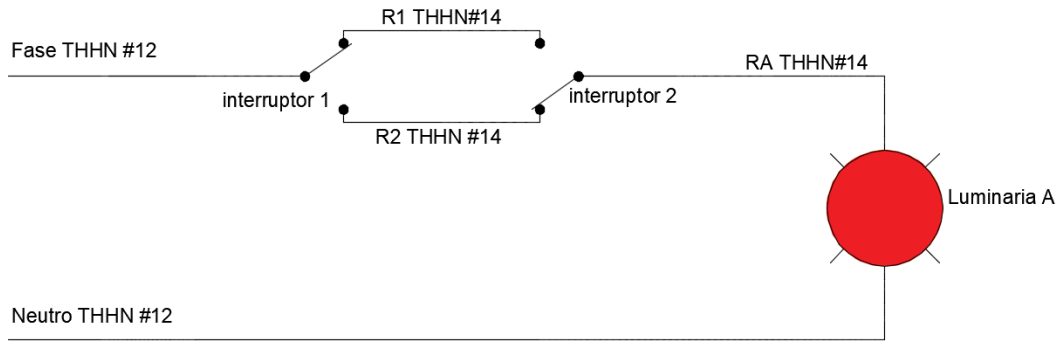


Figura 14: Control de luminarias de dos puntos.

### CONTROL DE LUMINARIAS DE TRES O MAS PUNTOS

Como se mencionó anteriormente, los retornos siempre son #14, lo que cambia es el uso de un interruptor de cuatro vías y dos de tres vías, a continuación, se presenta el diagrama unifilar de las conexiones a realizar.

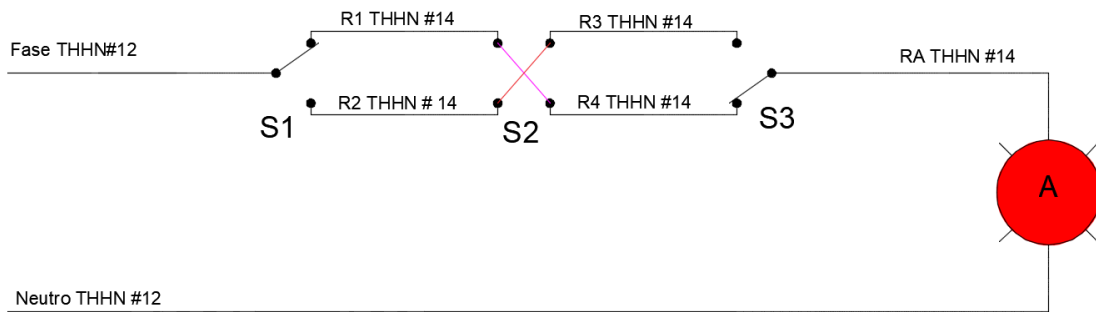


Figura 15: Control de luminarias de tres o más puntos.

### CIRCUITOS DE TOMACORRIENTES

Para los circuitos de tomacorrientes, los conductores eléctricos mínimos han sido mencionados anteriormente, a continuación, se presenta la conexión adecuada de ellos.

El circuit breaker para tomacorrientes debe ser de 20 A.

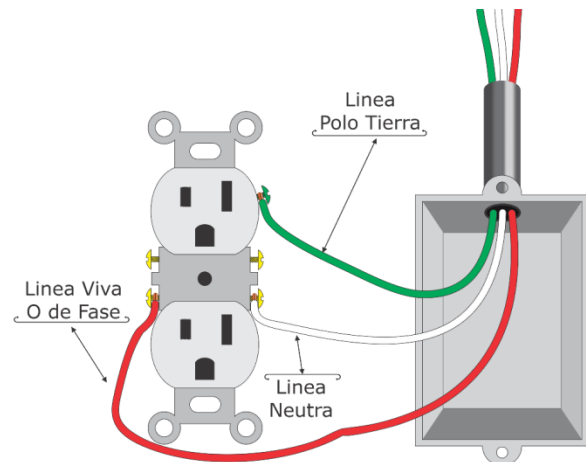


Figura 16: Conexión de un tomacorrientes. Fuente:espaciohonduras.net

**Nota:** las cocinas eléctricas, refrigeradoras y lavadoras es recomendable sean instaladas con un circuito dedicado solo para estas cargas; el conductor debe ser el adecuado conforme a la corriente de la carga demanda. El Conducto mínimo es THHN#12, y el conductor de tierra es un calibre inferior.



A continuación, se presenta un ejemplo de diagrama unifilar para una instalación eléctrica residencial con tablero de 8 espacios, alimentando 2 circuitos de luces y tres circuitos de tomas, con tres espacios disponibles para futuras cargas.

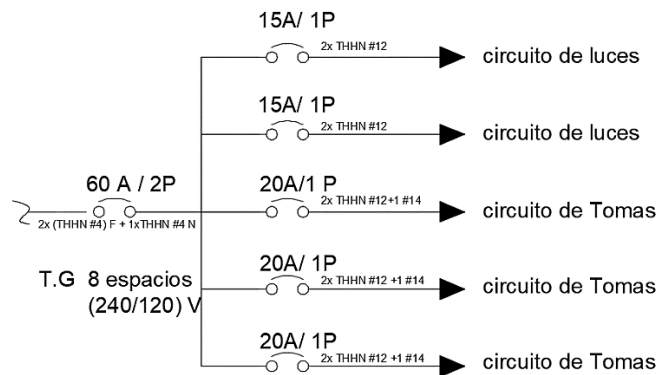


Figura 17: Diagrama unifilar instalación eléctrica residencial.

Las cajas térmicas por lo general se instalan a 1.40 m, de nivel de piso terminado, los apagadores se instalan a 1.20-1.30 m, de piso terminado, es recomendable instalar tomacorrientes GFCI en lugares húmedos, como los baños, las cocinas y en lugares donde se requiera una protección adicional para las personas. El diámetro de la tubería, se especifica considerando que los conductores eléctricos su área total no sobrepase el 40% del área total interna de la tubería donde es canalizado.

Todas las luminarias con parte metálica y tomacorrientes deben ser polarizados, tal como lo sugiere el NEC. El cable de acometida principal debe ser WP, y el calibre se especifica considerando la caída de voltaje. El acople entre el cable WP y el de cobre debe ser realizado con conector de compresión YP2U3.

## ASIGNACIONES:

Investigue los siguientes términos

- GFCI
- AFCI
- Conductor de tierra
- Electrodo de tierra
- Caída de tensión
- Tomacorriente polarizado
- Interruptor de 3 y 4 vías

1. Cuál es la resistencia máxima de tierra permitida por SIGET
2. Investigue el acuerdo emitido por SIGET donde hace referencia a acometidas eléctricas
3. Cuál es la diferencia entre GFCI y AFCI
4. Cuál es el número máximo de tomacorrientes por circuito y también para luces
5. Calcule la caída de tensión para una acometida con un tramo de 40 m, de una carga que demanda 60 A, 120 V

## LABORATORIO 2

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR  
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA  
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA  
INSTALACIONES ELÉCTRICAS  
LABORATORIO 2



### “PRUEBA DE POLARIDAD EN TRANSFORMADORES”

#### GENERALIDADES

##### TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

Los transformadores de distribución tipo poste: monofásicos y trifásicos, son el elemento básico en las redes de distribución de energía eléctrica en los sistemas urbanos y rurales; estos son los que hacen posible al usuario final la utilización de la energía eléctrica de bajo consumo en los desarrollos: tanto habitacionales como residenciales monofásicos con niveles de tensión de 120/240 V, e industriales trifásicos, con niveles de tensión usuales de 480/277 V, dependiendo de la conexión del transformador trifásico.



Figura 1: Transformador monofásico

**POLARIDAD:** la polaridad en un transformador es la terminal donde entra la corriente de la fuente y sale a la carga, es de suma importancia al momento de ser conectados en paralelo y para efectuar conexiones trifásicas. Cuando se conectan transformadores y no se toma en cuenta la polaridad estos pueden ocasionar cortocircuitos por flujos contrarios de corriente, los cuales pueden ser fatales para los equipos.

En este laboratorio se presentan los diagramas eléctricos para realizar las dos pruebas para determinar el tipo de polaridad del transformador; cabe recalcar las medidas de seguridad personal mínimas que deben implementarse son: uso de guantes dieléctricos, botas de seguridad, lentes protectores, entre otros.

El nivel de tensión al que será alimentado el lado de alta del transformador es 240 V, verificar dos veces las conexiones e informar al supervisor antes de energizar el transformador, ya que una conexión errónea puede ser fatal.

Dos reglas son importantes para evitar cortos circuitos, las cuales deben de tomarse muy en cuenta, al momento de ser conectados en paralelo, de pasarlas por alto pueden ser muy graves para los transformadores:

- 1- Ambos transformadores deben tener niveles de tensión idénticos en sus bobinados primarios, esta característica debe cumplirse también en los bobinados secundarios, estos deben alimentar a las cargas con la misma tensión.
- 2- los 2 transformadores deben tener polaridad idéntica, los dos sustractivos o los dos aditivos.

En los transformadores monofásicos y visto de frente, en el primario la letra H1 normalmente va al lado izquierdo y la H2 al lado derecho.

Las marcas en el secundario nos podrían indicar si es aditivo o sustractivo. En el secundario, si tenemos X1 al lado izquierdo y X2 a la derecha su polaridad es sustractiva, en cambio si el orden es que X1 esté a la derecha y X2 a la izquierda correspondería a un transformador aditivo.

Sin embargo, es recomendable siempre verificar la polaridad de los transformadores que serán conectados en paralelo, y esto se hace realizando la prueba que se describe a continuación:

### Objetivos de la práctica:

- Determinar la polaridad de un transformador.
- Verificar las marcas de polaridad de un transformador.
- Verificar la correcta conexión de una bobina en transformadores de múltiples bobinas.

Materiales para la prueba de laboratorio:

- 1- Banco de transformadores monofásicos
- 1- Tester
- 1- Cable para realizar puente

### POLARIDAD SUSTRACTIVA

En la figura 2, se presenta un diagrama eléctrico donde se describe la conexión a ser realizada para poder determinar si la polaridad es sustractiva:

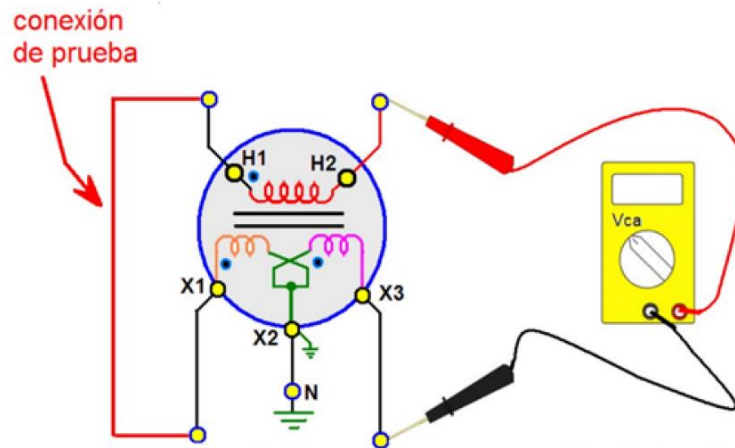


Figura 2: Diagrama eléctrico para determinar la polaridad sustractiva.

De la figura 2, se puede observar que el terminal H1 está en diagonal con el terminal X3. Para realizar esta prueba, se conecta un puente entre los terminales H1-X1, luego se aplica un voltaje en los terminales H1-H2, tomar en cuenta que el nivel de tensión debe ser igual o menor a 240 V. se mide el voltaje entre terminales H2-X2 y entre H2-X3.

Anotar los valores obtenidos en la tabla 1.

Voltaje entre terminales	
H1-H2	
H2-X2	
H2-X3	

Tabla 1: nivel de tensión del transformador.

Si el nivel de tensión medido entre terminales H2-X3, es menor al aplicado entre los terminales H1-H2, se puede concluir correctamente que el transformador es de polaridad sustractiva.

### POLARIDAD ADITIVA

En la figura 3, se presenta un diagrama eléctrico que será implementado para la segunda prueba del transformador, para determinar si la polaridad es aditiva.

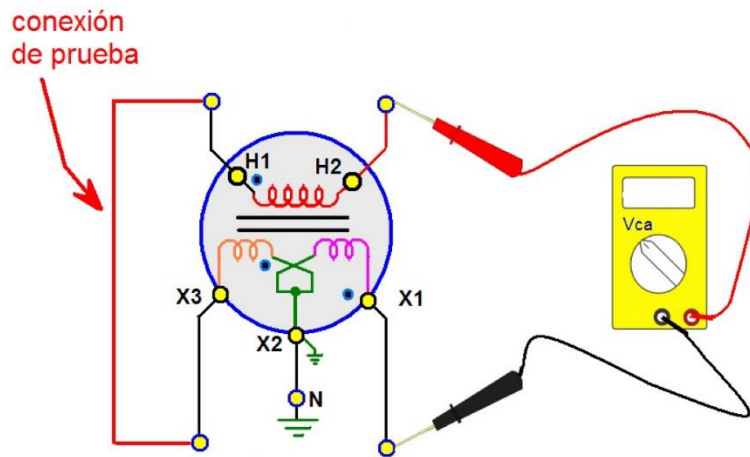


Figura 3: Diagrama eléctrico para determinar la polaridad aditiva.

De la figura 3, se puede observar que el terminal H1 está en diagonal con el terminal X1. Para realizar esta prueba, se conecta un puente entre los terminales H1-X3, luego se aplica un voltaje en los terminales H1-H2, tomar en cuenta que el nivel de tensión debe ser igual o menor a 240 V. se mide el voltaje entre terminales H2-X2 y entre H2-X1.

Anotar los valores obtenidos en la tabla 2.

Voltaje entre terminales	
H1-H2	
H2-X2	
H2-X1	

Tabla 2: nivel de tensión del transformador.

Si el nivel de tensión medido entre terminales H2-X1, es mayor al aplicado entre los terminales H1-H2, se puede concluir correctamente que el transformador es de polaridad aditiva.

## ASIGNACIONES

1. Defina los siguientes términos:
  - Transformador monofásico
  - Impedancia
  - Polaridad aditiva
  - Polaridad sustractiva
  - Transformador trifásico
  - Conexión Delta-delta
  - Conexión Delta-estrella
2. Explique detalladamente el desarrollo de cada una de las prácticas y también los resultados obtenidos.
3. Dibuje el diagrama unifilar de conexión de dos transformadores en paralelo
4. Investigar los diferentes tipos de transformadores de distribución y transformadores secos
5. Investigar las diferentes conexiones para transformadores, sus ventajas y desventajas
6. Investigar que sucede si se conectan dos transformadores con diferente polaridad

## LABORATORIO 3

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR  
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA  
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA  
INSTALACIONES ELÉCTRICAS  
LABORATORIO 3



### “CONTROL DE GIRO DE MOTOR TRIFÁSICO”

#### GENERALIDADES

Los motores asíncronos trifásicos son usados en una gran variedad de aplicaciones en la industria. Sus aplicaciones son diversas tales como la industria alimentaria, química, metalurgia, instalaciones de tratamiento de agua, mover parte de una máquina herramienta, subir y bajar un guinche (elevador de carga) para levantar o bajar una carga o desplazar atrás y adelante, bombas, compresores, entre otros. Por lo anterior es evidente que el motor asíncrono trifásico puede considerarse como la máquina eléctrica más ampliamente utilizada en el entorno industrial.



*Figura 1: Motor trifásico*

En las aplicaciones descritas anteriormente es necesario tener que controlar el arranque y en algunas también el sentido de giro del motor, para poder elegir en qué dirección se mueve el mecanismo que tiene bajo su control.

En esta práctica de laboratorio realizaremos el arranque sencillo (directo) para un motor trifásico, así como también el control de giro de un motor.

#### Objetivos

- Conocer los diferentes elementos que componen la parte de potencia y control para motores.
- Aprender a utilizar CadeSimu, como una herramienta para la simulación de circuitos de control y de potencia de motores.
- Aplicar los conocimientos adquiridos en clases en cuanto a la selección de los dispositivos de protección para motores.

A continuación, se describen los elementos eléctricos necesarios para la realización de esta práctica.

## CONTACTORES

Un contactor es un Switch controlado eléctricamente y se usa para activar circuitos eléctricos de potencia tales como los circuitos de control de motores eléctricos, sistemas de iluminación y muchas más aplicaciones. Estos dispositivos tienen los contactos (1-2, 3-4, 5-6) normalmente abiertos (NA) y están diseñados para estar conectados directamente a dispositivos con alto consumo de corriente, tales como los motores.



Figura 2: Tipos de contactores

Estos dispositivos se pueden encontrar con conexión monofásicos y trifásicos. La diferencia principal radica en la cantidad de contactos que el contactor tiene. Estos dispositivos, son capaces de interrumpir grandes corrientes, por tanto, es de suma importancia seleccionar el adecuado, esto en cuanto a la corriente demande la carga y el nivel de tensión de la bobina.

## PARTES DE UN CONTACTOR

**Bobina:** es la parte encargada de mover los contactos y se activa cuando se aplica tensión adecuado en sus terminales. Los dos bornes de la bobina, están etiquetados como A1 y A2. Su nivel de tensión de trabajo generalmente es: (24 V, 120 V, 230 V, etc.). En corriente continua normalmente el nivel de tensión es 24 V.

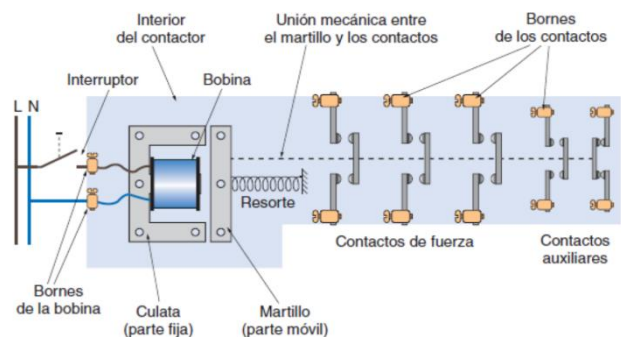


Figura 3: Partes de un contactor.

**Contactos:** son los encargados de hacer conducir la corriente que pasa a la carga. Están unidos mecánicamente a la parte móvil del circuito magnético. De esta forma, cuando el martillo se desplaza, también lo hacen los contactos, abriendo los que están cerrados y cerrando los que están abiertos.

Los contactos de fuerza están preparados para un mayor poder de corte y se encargan de controlar las cargas de potencia, están etiquetados con números de una sola cifra (1 – 2, 3 – 4, 5 – 6, etc.) y son normalmente abiertos.

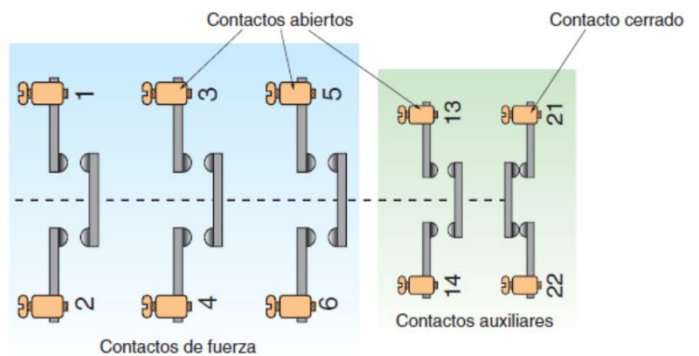


Figura 4: Tipos de contactos de un contactor.

Los contactos auxiliares, se utilizan para control, estos tienen números de dos cifras (13 – 14, 21 – 22, etc.) y pueden ser abiertos (NO) o cerrados (NC).

## FUNCIONAMIENTO

Cuando la bobina del contactor está desenergizada, los contactos eléctricos, tanto los de fuerza como los auxiliares, se encuentran en su posición de reposo; es decir, abiertos los abiertos y cerrados los cerrados. Cuando el contactor se energiza, la bobina se excita y el circuito magnético se cierra, moviendo con él todos los contactos del contactor, los contactos abiertos se cierran y los cerrados se abren. En la figura 5, se puede ver este funcionamiento:

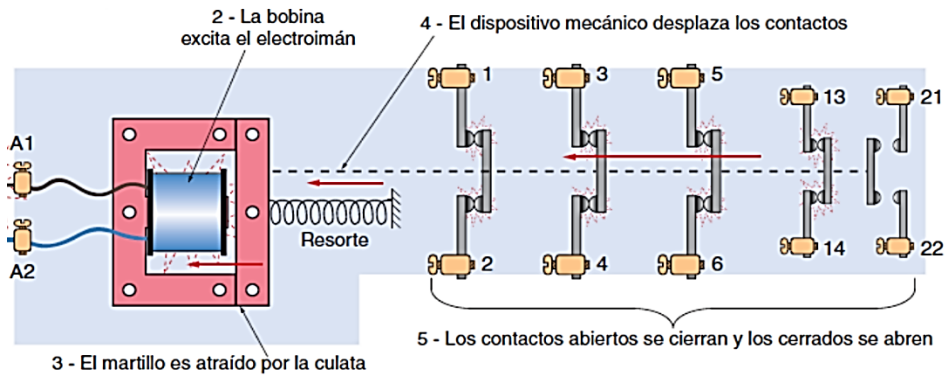


Figura 5: Funcionamiento del contactor.

## SIMBOLOGÍA DE UN CONTACTOR

Los símbolos para identificar los terminales de los contactores son:

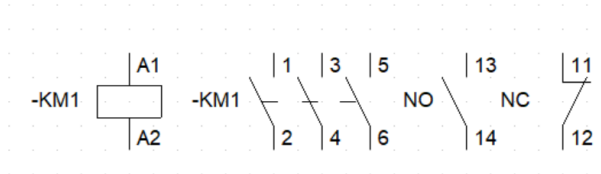


Figura 6: Simbología de un contactor.

Descripción:

Contactos de fuerza:

1-2, 3-4, 5-6

Contactos auxiliares:

13-14 Normalmente Abierto (NO)

11-12 Normalmente Cerrado (NC)

Bobina:

A1 - A2



## ELEMENTOS DE MANDO Y SEÑALIZACIÓN

### PULSADORES

Los pulsadores son elementos de control de accionamiento manual, se accionan pulsándolos y sirven para activar relés, contactores, etc. El pulsador dejará de actuar en el momento que dejemos de hacer presión sobre él, retornando a su posición original gracias a un resorte.

Existen dos configuraciones posibles las cuales son:

- **NA:** Normalmente Abierto. El circuito está abierto en estado de reposo en el pulsador
- **NC:** Normalmente Cerrado. El circuito está cerrado en estado de reposo en el pulsador



Figura 7 :Pulsador

### Simbología:

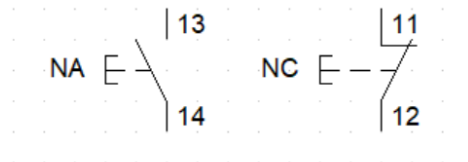


Figura 8: Simbología del pulsador.

### CÓDIGO DE COLORES DE LOS PULSADORES

A continuación, se presenta una breve descripción de los colores de los pulsadores, así como ejemplos de aplicaciones:







Color	Significado	Explicación	Ejemplos de aplicaciones
	Emergencia	Accionar en caso de condiciones peligrosas o de emergencia	Parada de emergencia iniciación de la función de emergencia
	Anomalia	Accionar en caso de condiciones anormales	Intervención para suprimir condiciones anormales. Intervención para reestablecer un ciclo automático interrumpido.
	Normal	Accionar para iniciar las condiciones normales	Puesta en marcha
			Puesta en marcha/ parada
	Sin significado específico asignado	Para un inicio general de las funciones excepto la parada de emergencia	Puesta en marcha/ parada
			Puesta en marcha/ parada

Figura 9: Código de colores de los pulsadores.

## INTERRUPTORES

Estos dispositivos son de accionamiento manual y tienen dos posiciones. El cambio de una a otra se realiza actuando sobre el elemento de mando, que puede ser una palanca, un balancín, una manilla rotativa, etc. Todos los interruptores disponen de un sistema de enclavamiento mecánico, que permite mantenerlos en una posición hasta que se interviene de nuevo sobre el elemento de mando.

A continuación, se presentan ejemplos de estos elementos:

Elemento	Símbolo	Identificador
Interruptor rotativo de un solo contacto		S
Interruptor rotativo de doble cámara de contactos (uno abierto y otro cerrado)		S
Interruptor tipo pulsador de un solo contacto		S
Interruptor de llave de contacto normalmente cerrado		S



Figura 10: Elementos de accionamiento manual.

## ARRANQUE DIRECTO PARA MOTOR TRIFÁSICO

En esta práctica realizaremos el arranque directo o sencillo para un motor trifásico, cabe recalcar que este arranque se puede realizar en motores de 3 HP o menos, esto debido a que como se ha visto en clases los motores en el arranque su corriente puede llegar a valores de 7 u 8 veces su corriente nominal, por tanto, para motores de mayor tamaño, se puede emplear el arranque Estrella -Delta, arranque con variador de frecuencia utilizando la función rampa del variador, arrancador suave, etc.

A continuación, se describe el circuito a realizar, el cual ha sido diseñado en el programa CADESIMU, los elementos necesarios para esta práctica se describen a continuación:

- 1 contactor
- 1 pulsador NO, color verde
- 1 pulsador NC, también se puede utilizar un interruptor NC tipo Hongo
- 1 motor trifásico
- 1 disyuntor trifásico (protección para el circuito de fuerza)
- 1 disyuntor monofásico (protección para el circuito de control)
- 1 relé bimetalico
- Cable para realizar puentes

Nota:

NO significa “Normalmente abierto”

NC significa “Normalmente cerrado”

A continuación, se presenta el diagrama eléctrico a realizar:

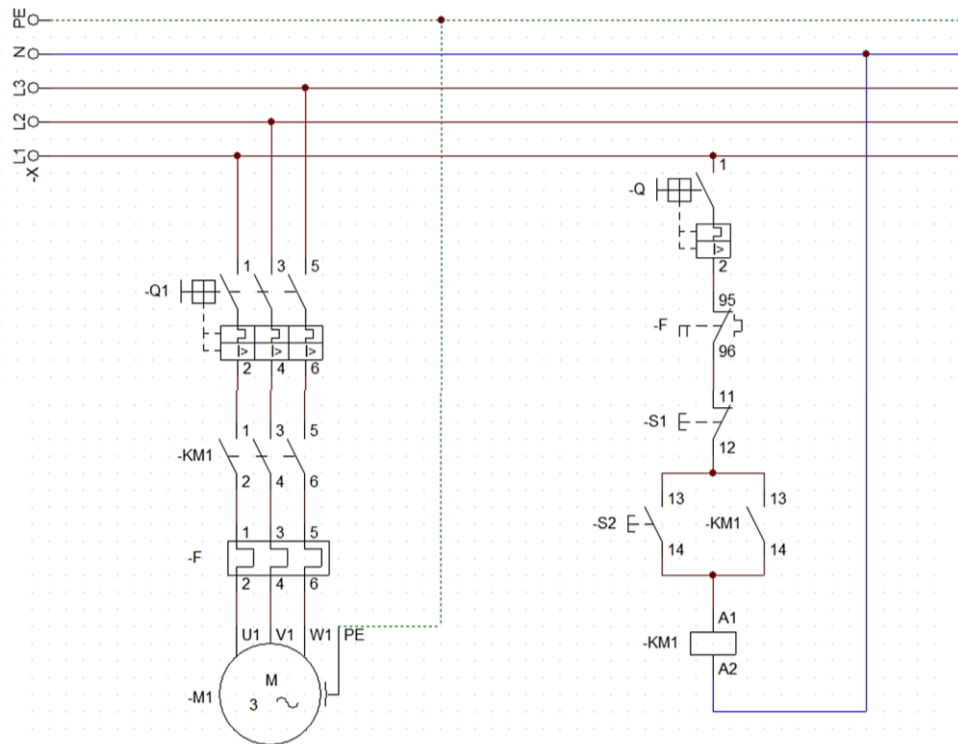


Figura 11. Diagrama eléctrico de arranque directo

### Descripción del circuito:

Del circuito de la figura 11, Q y Q1 son disyuntores monofásico y trifásico respectivamente los cuales deben estar cerrados para permitir el paso de corriente al circuito de control y de fuerza, son elementos que protegen a los circuitos de sobrecargas y cortocircuitos.

Al energizar el circuito y oprimir S2, el contacto NO (13-14) de KM1 enclava al contactor, permitiendo energizar la bobina (A1-A2) que a su vez cierra los contactos NO del contactor (1-2, 3-4, 5-6) permitiendo así que el motor inicie su marcha.

El relé bimetálico en el diagrama eléctrico es el elemento (-F); protege al motor de sobre temperatura, este elemento tiene dos contactos un NC (95-96) y un NO (97-98) cuando ocurre una falla por sobre temperatura; el contacto NO se cierra y el NC se abre; como este contacto se encuentra en serie con el pulsador o interruptor en el circuito de control S1 (11-12); cualquiera de estos dos que se abra, desenergizará la bobina que a su vez abrirá los contactos de fuerza del contactor deteniendo así al motor.

Por tanto, para detener el motor basta con accionar el pulsador S1, cabe recalcar que el relé bimetálico accionara sus contactos solo si ocurre una falla por sobre temperatura en el motor.

En la figura 12 se presenta una simulación del circuito descrito anteriormente:

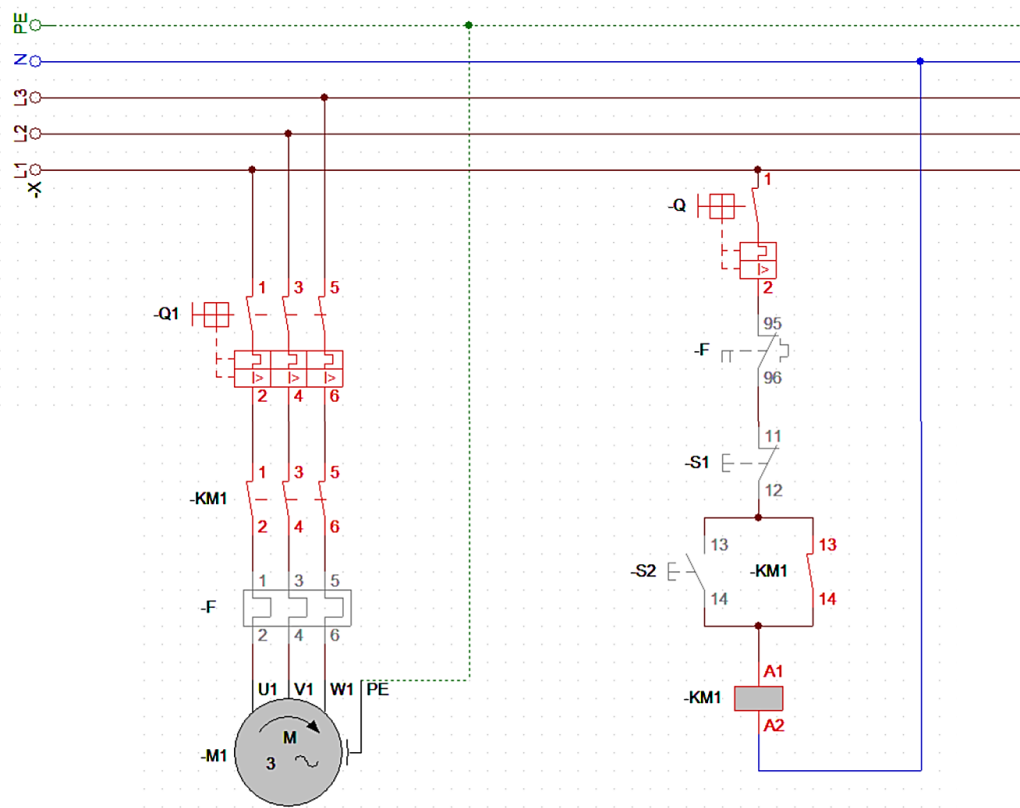


Figura 12. Circuito de arranque directo para motor trifásico.

## INVERSIÓN DE GIRO PARA MOTOR TRIFÁSICO

Este circuito es similar al descrito anteriormente, la diferencia radica en que se puede controlar el giro del motor trifásico, los elementos de protección y de control son los mismos adicionalmente se debe utilizar un contactor y otros elementos que se describen a continuación:

Materiales:

- 2 contactores
- 2 pulsadores NO, color verde
- 1 pulsador NC, también se puede utilizar un interruptor NC tipo Hongo
- 1 motor trifásico
- 1 disyuntor trifásico (protección para el circuito de fuerza)
- 1 disyuntor monofásico (protección para el circuito de control)
- 1 relé bimetálico
- Cable para realizar puentes

A continuación, se presenta el diagrama eléctrico a realizar:

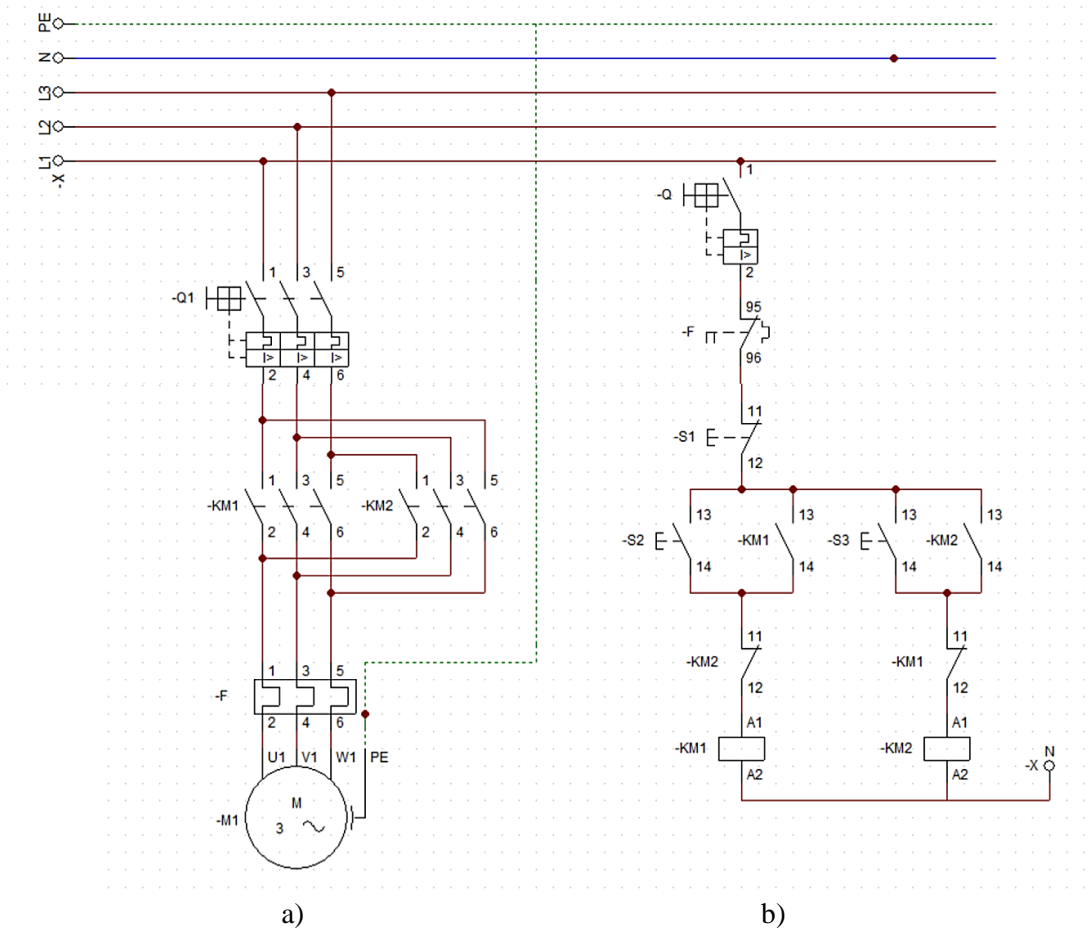


Figura 13: Diagrama eléctrico de control de giro para motor trifásico a) circuito de potencia b) circuito de control.

### Descripción del circuito:

Para controlar el sentido de giro de un motor trifásico se debe invertir dos de las tres fases, esta función se realiza mediante dos contactores en la figura 13 a), son KM1 y KM2. Los contactores no pueden ser accionados ambos a la vez, ya que, si sucediera esto, dos fases estarían en cortocircuito. Esto se evita enclavando mecánicamente un contactor cuando el otro está energizado, impidiendo así que ambos cierren a la vez, esto se logra realizando la conexión en el circuito de control tal como lo muestra la figura 13 b).

## GIRO DE MOTOR EN SENTIDO HORARIO

En la figura 14, se presenta la simulación del circuito en el cual se puede ver que el motor gira en sentido horario:

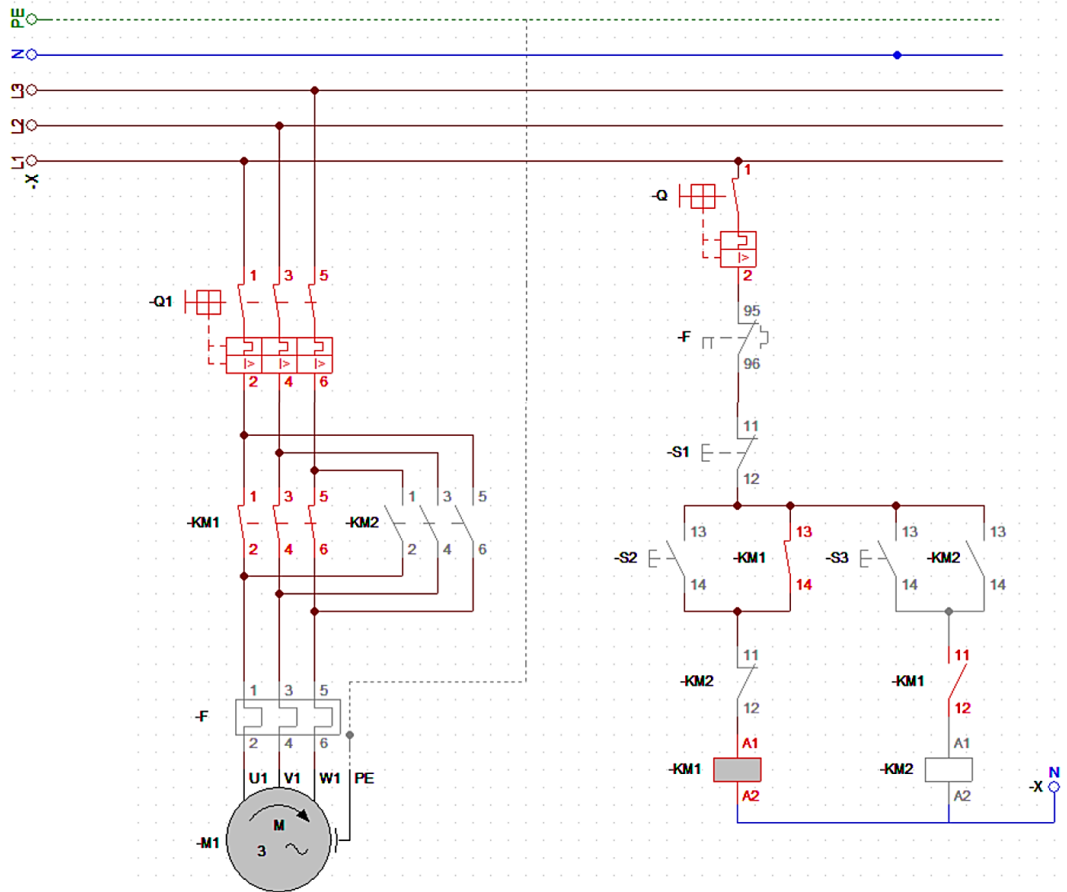


Figura 14: giro de motor en sentido horario.

### Descripción de funcionamiento:

Q y Q1 son disyuntores, son las protecciones para los circuitos de control y potencia respectivamente, y deben estar cerrados. Cuando se acciona S2, KM1 se enclava permitiendo así que la bobina de KM1 se energice, en el lado de potencia del contactor KM1 cierra permitiendo el paso de la corriente hacia el motor. Como el contacto NC (11-12) de KM2 está en serie con la bobina de KM1, este también enclava impidiendo que KM2 cierre aun oprimiendo S3. Tal como se puede apreciar en la figura 14, el circuito de control de la bobina KM2 se encuentra abierto, por tanto, esta no puede ser accionada por ningún pulsador, esto es conocido como enclavamiento mecánico.

Para detener el motor basta con oprimir S1.

## GIRO DE MOTOR EN SENTIDO ANTIHORARIO

En la figura 15 se describe el circuito para el giro de un motor trifásico en sentido antihorario

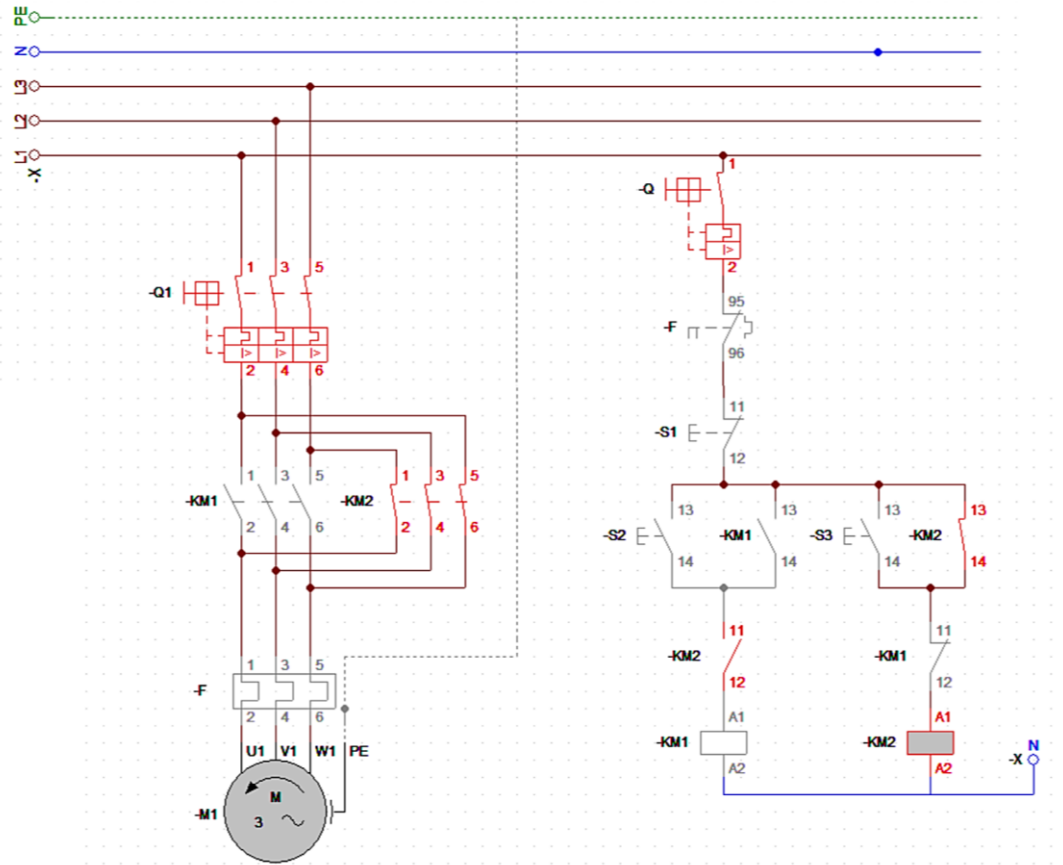


Figura 15: Giro de motor en sentido antihorario.

### Descripción del circuito:

Q y Q1 son disyuntores, son las protecciones para los circuitos de control y potencia respectivamente, y deben estar cerrados. Cuando se acciona S3, KM2 se enclava permitiendo así que la bobina de KM2 se energice, en el lado de potencia del contactor KM2 cierra permitiendo el paso de la corriente hacia el motor. Como el contacto NC (11-12) de KM1 está en serie con la bobina de KM2, este también enclava impidiendo que KM1 cierre aun oprimiendo S2. Tal como se puede apreciar en la figura 15, el circuito de control que activa la bobina KM1 se encuentra abierto, por tanto, esta no puede ser accionada por ningún pulsador.

Para detener el motor basta con oprimir S1.

Nota: el circuito de control tal como lo muestra las figuras (11-15), es alimentado por nivel de tensión entre fase y neutro, sin embargo, el nivel de tensión real es el que la bobina del contactor soporta, esto se puede verificar directamente en la viñeta del contactor.

## Recomendaciones:

Al diseñar circuitos de control para motores u otra aplicación es recomendable que el circuito de control este alimentado a un nivel de tensión de 24 V, esto para garantizar niveles de tensión bajos para el personal técnico que revisa los circuitos cuando estos presentan falla.

Los contactores se dimensionan de acuerdo a la corriente que demanda la carga, así como los relés bimetálicos, estos pueden ser configurados a 1.25 veces la corriente nominal.

## ASIGNACIONES:

### Investigar:

- Cuáles son las principales protecciones para motores
  - Que es un guardamotor y en qué se diferencia de un relé bimetálico (como configurarlos)
  - En que consiste el arranque estrella delta.
  - En que consiste el arrancador suave
  - Conexión de motores trifásicos de 3, 6, 9 y 12 puntas.
  - Como arrancar un motor trifásico con variador de frecuencia con la función rampa.
1. Diseñar un circuito de control y de potencia para un motor trifásico, arranque directo, al cual se le debe instalar luces indicadoras de STAR y STOP. Cuando arranque el motor una luz verde indique que ha iniciado la marcha y cuando oprima STOP, una luz roja indique que el motor se ha detenido.
  2. Diseñar un circuito de control y de potencia para un motor trifásico con inversión de giro al que se le debe instalar dos luces indicadoras: una que indique que el motor está en marcha (luz verde) y la otra (luz roja) que indique cuando hay una falla en el motor por sobre temperatura. Sugerencia usar los contactos NO del relé bimetálico.



## CONCLUSIONES

- Se rediseñaron las prácticas de laboratorio de “Instalaciones eléctricas residenciales” y “Prueba de polaridad en transformadores”, sin embargo, no se logró el objetivo del rediseño completo de las demás prácticas de laboratorio, debido a los impedimentos causados por la emergencia sanitaria COVID - 19.
- La práctica de laboratorio “Control de giro de motor trifásico” propuesta, proporcionará al estudiante el conocimiento de los diferentes elementos necesarios para controlar el arranque y el giro de un motor trifásico y además le permitirá adquirir habilidades para la simulación de circuitos de control mediante el uso del software CADe SIMU.
- Se logró estructurar un documento de texto para la materia Instalaciones Eléctricas, de la Escuela de Ingeniería Eléctrica, Facultad de Ingeniería y Arquitectura de la Universidad de El Salvador, abarcando todas las temáticas contempladas en el programa de la asignatura. Consiguiendo así una fuente de referencia confiable para la misma, que le brindara a los estudiantes una herramienta de consulta y estudio con información verídica y actualizada.