



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

**SELECCIÓN Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES PARA USUARIOS
REGULADOS EN LA CIUDAD DE GUATEMALA CONFORME A LOS ARTÍCULOS
215, 240 Y 250 DEL NEC VERSION 2017**

Erick Leonel Argueta Castillo

Asesorado por el Ing. Gustavo Benigno Orozco Godínez

Guatemala, septiembre de 2020

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**SELECCIÓN Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES PARA USUARIOS
REGULADOS EN LA CIUDAD DE GUATEMALA CONFORME A LOS ARTÍCULOS
215, 240 Y 250 DEL NEC VERSION 2017**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

ERICK LEONEL ARGUETA CASTILLO

ASESORADO POR EL ING. GUSTAVO BENIGNO OROZCO GODINEZ

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, SEPTIEMBRE DE 2020

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

En cumplimiento con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

**SELECCIÓN Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES PARA USUARIOS
REGULADOS EN LA CIUDAD DE GUATEMALA CONFORME A LOS ARTÍCULOS
215, 240 Y 250 DEL NEC VERSION 2017**

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 06 de mayo del 2019

A handwritten signature in black ink, enclosed within a hand-drawn oval. The signature is stylized and appears to read 'Erick'.

Erick Leonel Argueta Castillo

Guatemala, 12 de mayo de 2020.

Ingeniero José Aníbal Silva
Coordinador Área de Electrotecnia
Escuela Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
USAC.

Estimado Ingeniero:

De acuerdo con la designación efectuada por la Dirección de Escuela, me permito informarle que he procedido a asesorar el Trabajo de Graduación titulado: **SELECCIÓN Y COORDINACION DE PROTECCIONES PARA USUARIOS REGULADOS EN LA CIUDAD DE GUATEMALA CONFORME A LOS ARTICULOS 215, 240 Y 250 DEL NEC VERSION 2017**, desarrollado por el estudiante ERICK LEONEL ARGUETA CASTILLO, carne 2012-22619 y, encontrándolo satisfactorio en su contenido y resultados, me permito dar aprobación al mismo, remitiéndolo a esa Coordinación para el tramite pertinente, en el entendido que el Autor y este Asesor somos responsables del contenido y conclusiones del Trabajo.

Agradeciendo la atención a la presente, me es grato suscribirme, deseándole éxitos en sus labores.

Atentamente,



Ing. Gustavo Benigno Orozco Godínez.
Colegiado 1,879
ASESOR

ING. GUSTAVO B. OROZCO
COLEGIADO 1879

REF. EIME 230.2020
15 de julio de 2020

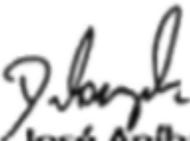
Señor Director
Ing. Armando Alonso Rivera Carrillo
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado: "**SELECCION Y COORDINACION DE PROTECCIONES PARA USUARIOS REGULADOS EN LA CIUDAD DE GUATEMALA CONFORME A LOS ARTÍCULOS 215, 240 Y 250 DEL NEC VERSIÓN 2017**", del estudiante; Erick Leonel Argueta Castillo, que cumple con los requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
ID Y ENSEÑAD A TODOS


Ing. José Aníbal Silva de los Angeles
Coordinador de Electrotecnia

REF. EIME 290.2020.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área , al trabajo de Graduación del estudiante Erick Leonel Argueta Castillo titulado: **"SELECCION Y COORDINACION DE PROTECCIONES PARA USUARIOS REGULADOS EN LA CIUDAD DE GUATEMALA CONFORME A LOS ARTÍCULOS 215,240 Y 250 DEL NEC VERSIÓN 2017"**, procede a la autorización del mismo.

Ing. Armando Alonso Rivera Castillo



Guatemala, 15 de julio de 2020.

DTG. 263.2020.

La Decana de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Eléctrica, al Trabajo de Graduación titulado: **SELECCIÓN Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES PARA USUARIOS REGULADOS EN LA CIUDAD DE GUATEMALA CONFORME A LOS ARTÍCULOS 215, 240 Y 250 DEL NEC VERSION 2017** presentado por el estudiante universitario: **Erick Leonel Argueta Castillo**, y después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:



Inga. Anabela Cordova Estrada
Decana



Guatemala, septiembre de 2020

AACE/asga

ACTO QUE DEDICO A:

Dios Sin él no podría estar vivo y consciente de logro.

Mis padres Erick Argueta y Marlen Castillo de Argueta porque ellos fueron los pilares fundamentales de mis estudios hasta este punto de mi vida.

Mi hermana Claudia María Argueta Castillo por siempre ser mi gran ayuda.

AGRADECIMIENTOS A:

**Universidad de San
Carlos de Guatemala**

Por ser mi casa de estudios que marcó mi vida.

Facultad de Ingeniería

Por ser la escuela con mayores retos y satisfacciones.

**Mis amigos de la
Facultad**

Juan Pablo García Monzón por ser mi amigo a lo largo de mi carrera.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	VII
LISTA DE SÍMBOLOS	XIII
GLOSARIO	XV
RESUMEN.....	XVII
OBJETIVOS.....	XIX
INTRODUCCIÓN	XXI
1. DISTRIBUCION DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN GUATEMALA.....	1
1.1. Empresas distribuidoras de electricidad y sus funciones a nivel nacional.....	2
1.2. Leyes aplicables a usuarios en el sector eléctrico de Guatemala.....	8
1.2.1. Normativa de la Ley General de Electricidad en Guatemala	8
1.2.2. Reglamento del Administrador del mercado mayorista	9
1.2.3. Ley de tarifa social para el suministro de energía eléctrica	10
1.2.4. Clasificación de los usuarios.....	12
1.2.4.1. Usuario regulado	21
1.3. Niveles de tensión en usuarios regulados	22
1.3.1. Niveles de tensión	23
1.3.1.1. Definiciones y aplicaciones.....	23

2.	NORMAS APLICABLES A USUARIOS REGULADOS	27
2.1.	Normas aplicables.....	27
2.1.1.	NORMA IEC 60038	27
2.1.2.	Normas ANSI C84.1-1989, IEEE Standard 141-1993	29
2.1.3.	Reglamentaciones.....	31
3.	CONEXIÓN A LA RED DISTRIBUCIÓN.....	33
3.1.	Esquema de conexión a la red.....	33
3.1.1.	Conexión a tierra	33
3.1.2.	Normas aplicables y reglamentaciones.....	37
3.1.3.	Tipos de conexión a la red	41
3.2.	Configuración de sistemas eléctricos para usuarios regulados	42
3.2.1.	Diagramas unifilares y trifilares	43
4.	FALLAS Y PUESTA A TIERRA	45
4.1.	Falla de sistemas eléctricos	45
4.1.1.	Definición y tipos de fallas	45
4.1.2.	Falla de cortocircuito	45
4.1.3.	Falla por sobretensiones	47
4.1.4.	Corriente de cortocircuito	48
4.1.4.1.	Efecto de cortocircuito en redes eléctricas	54
4.1.4.2.	Dimensionamiento de la corriente de corto circuito I _{cc}	57
4.1.4.2.1.	Métodos para el cálculo.....	60

	4.1.4.2.2.	Método de las impedancias	61
	4.1.4.2.3.	Método redes radiales con la ayuda de componentes simétricas para la obtención de lcc	68
	4.1.4.2.4.	Método usando la norma IEC 60909 y norma IEEE	69
	4.1.4.2.5.	Método de composición.....	71
	4.1.4.2.6.	Método convencional....	72
	4.1.4.3.	Equipo y tecnología	75
4.2.		Sistema de puesta a tierra.....	76
	4.2.1.	Necesidad del sistema de puesta a tierra.....	76
	4.2.2.	Requerimientos básicos	77
	4.2.3.	Necesidad de las mediciones	77
	4.2.4.	Objetivo de las mediciones.....	78
	4.2.5.	Medición de la resistividad de la tierra.....	78
	4.2.6.	Medición de la resistencia de puesta a tierra.....	80
	4.2.7.	Resistividad del suelo	82
	4.2.7.1.	Métodos de medición de resistividad del suelo	83
	4.2.7.1.1.	Método caído de potenciales	83
	4.2.7.1.2.	Gradientes de potencial	85
	4.2.7.1.3.	Método pendiente.....	87

	4.2.7.1.4.	Potencial de superficies	89
5.	SELECCIÓN Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES		91
5.1.	Tipos de protecciones		91
5.1.1.	Interruptores automáticos.....		92
5.1.1.1.	Curvas de funcionamiento.....		93
5.1.1.1.1.	Protección térmica		96
5.1.1.1.2.	Protección magnética....		98
5.1.1.1.3.	Definición y conceptos ..		99
5.1.1.1.4.	Selectividad.....		100
5.2.	Protección contra sobretensiones y transitorios.....		101
5.2.1.	Selectividad de protecciones.....		103
5.2.1.1.	Coordinación entre interruptores		108
5.2.2.	Limitadores de corriente.....		109
5.2.2.1.	Comunicación entre protecciones		112
5.2.3.	Supresores		113
5.2.3.1.	Funcionamiento y tipos de supresor...		114
5.2.3.2.	Mejora en la red eléctrica		119
6.	ESTUDIO DE SELECCIÓN Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN INDUSTRIA PEQUEÑA (MAQUILA TEXTIL)		121
6.1.	Descripción de sitio		121
6.2.	Método por utilizar.....		122
6.2.1.	Tecnología y equipo		122
6.2.1.1.	Interruptor GFCI		123
6.2.1.2.	Dispositivo de protección de sobre corrientes (SSP0).....		124
6.2.1.3.	Receptáculos de corriente.....		126

6.3.	Diseño lumínico	128
6.3.1.	Equipo por utilizar	129
6.3.2.	Dimensiones y Especificaciones.....	129
6.3.3.	Número de luminarias.....	130
6.4.	Dimensionamiento de cable	132
6.4.1.	Carga instalada.....	132
6.4.2.	Método por utilizar	132
6.4.2.1.	Motores.....	133
6.4.2.2.	Luminarias	135
6.4.2.3.	Tomacorrientes de uso general	136
6.4.2.4.	Alimentador.....	137
6.5.	Entubado	138
6.5.1.	Tubo por utilizar	138
6.5.1.1.	Para circuitos de motores	138
6.5.1.2.	Para circuitos de iluminación	139
6.5.1.3.	Tomacorriente de uso general	140
6.5.1.4.	Alimentador.....	140
6.5.2.	Sujeción y soporte	141
6.6.	Selectividad de protecciones	142
6.6.1.	Interruptores Termomagnéticos.....	142
6.6.1.1.	Motores.....	142
6.6.1.2.	Iluminación.....	143
6.6.1.3.	Tomacorriente de uso general	143
6.6.1.4.	Alimentador.....	144
6.6.2.	Supresor de corriente	145
6.6.3.	Marcado.....	150
6.7.	Puesta a tierra	150
6.7.1.	Alimentador principal	150
6.7.2.	Conexiones.....	153

CONCLUSIONES..... 157
RECOMENDACIONES 159
BIBLIOGRAFÍA..... 161
APÉNDICES..... 191
ANEXOS..... 197

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Mapa de cobertura energética por parte de la distribuidora de energía en Guatemala.....	3
2.	Índice de cobertura eléctrica en la República de Guatemala en el año 2016.....	6
3.	Mapa del índice de cobertura eléctrica departamental en la República de Guatemala en el año 2016.....	7
4.	Comportamiento de la generación hidroeléctrica y la generación térmica en el cuarto trimestre del año 2017.....	12
5.	Tabulación de datos por consumo.....	14
6.	Triángulo de potencias	16
7.	Corriente vs voltaje en cargas resistivas	17
8.	Corriente vs voltaje en cargas inductivas	18
9.	Corriente vs voltaje en cargas resistivas	18
10.	Sistema de suministro de energía para usuarios regulados.....	25
11.	Diagramas TN-C TN-S y TN-C-S.....	36
12.	Esquema TT	36
13.	Esquema de conexión poste distribuidor y acometida.....	41
14.	Jerarquía de sistema de protección monofásico/trifásico	43
15.	Diagrama trifilar	44
16.	Diagrama unifilar	44
17.	Tipos de cortocircuitos trifásicos.....	46
18.	Comportamiento de conductor en función vs temperatura	49
19.	Protección de un circuito	50

20.	Cortocircuito simétrico.....	51
21.	Cortocircuito asimétrico.....	51
22.	Valores característicos de la corriente de cortocircuito	52
23.	Cortocircuito monofásico a tierra.....	53
24.	Impedancia del elemento fuente	54
25.	Gráfica de resistividad del conductor	55
26.	Gráfica para la obtención del factor de asimetría	57
27.	Diferentes corrientes de cortocircuito	62
28.	Error de Icc despreciando punto de conexión aguas arriba del transformador Za.....	64
29.	Valor de reactancia del conductor según su topología de conexión ..	66
30.	Reactancia % de máquinas asíncronas	67
31.	Suma vectorial de sistemas trifásicos directo, inverso y homopolar...	68
32.	Resistividad del suelo según su nivel de humedad	79
33.	Variación de la resistividad del suelo respecto a distintos aspectos ..	80
34.	Método de la caída de potencial para medir la RPT.....	84
35.	Resistencia de puesta a tierra versus distancia de (P).....	85
36.	Solapamiento de los gradientes de potencial.....	86
37.	Curva de resistencia versus distancia sin solapamiento de gradientes de potencial	87
38.	Medida de resistencia de puesta a tierra sobre pavimentos o suelos de concreto	89
39.	Partes del interruptor automático	93
40.	Curvas de funcionamiento.....	94
41.	Curvas de protecciones de interruptores termomagnéticos	95
42.	Curva de relé térmico	97
43.	Mecanismo protección térmica.....	97
44.	Zonas de disparo de un interruptor termomagnético.....	98
45.	Mecanismo protección magnética	99

46.	Diagrama y forma constructiva del guardamotor	100
47.	Activación de relé magnético en sobrecarga	101
48.	Comportamiento de corriente de un transformador en arranque directo.....	102
49.	Corriente de arranque motor	103
50.	Selectividad cronométrica.....	104
51.	Selectividad pseudocronométrica	105
52.	Selectividad SELLIM.....	106
53.	Selectividad lógica	107
54.	Selectividad amperimétrica.....	108
55.	Coordinación de protecciones	109
56.	Limitador de corriente modular	110
57.	Limitador de corriente de la línea I_{pcr}	111
58.	Arquitectura de comunicación en sistema Acti 9	113
59.	Comportamiento voltaje-corriente supresor.....	115
60.	Alimentación de supresor monofásico con neutro y tierra	116
61.	Transitorio de modo común y diferencial	117
62.	Regulador monofásico 120 V Schneider Electric.....	120
63.	Croquis	121
64.	Interruptor termomagnético GFCI.....	124
65.	Supresor de corriente monofásico	125
66.	Supresor de corriente de la marca Schneider Electric.....	126
67.	Tomacorriente NEMA 5-15R	127
68.	Tomacorriente NEMA 5-15R	128
69.	Medidas SP532P led 77S.....	129
70.	Diseño de instalación lumínico	131
71.	Altura de instalación interruptor principal.....	144
72.	Ubicación geográfica	148
73.	Instalación de puente derivación puesta a tierra	154

74.	Cajas metálicas puesta a tierra	154
75.	Puesta a tierra cajas metálicas	155

TABLAS

I.	Índice de cobertura eléctrica en el año 2016 por departamentos en la república de Guatemala	5
II.	Tarifa social según distribuidoras guatemaltecas en el año 2015.....	11
III.	Niveles de tensión en Guatemala	23
IV.	Niveles de tensiones en diferentes fases	28
V.	Sistema estándar de voltajes en sistemas de tres fases.....	30
VI.	Valores característicos	52
VII.	Resistividad del conductor con base en la lcc	65
VIII.	Valor de factor c para BT y AT	70
IX.	Valores de lcc en función de la impedancia de una red.....	71
X.	Porcentaje aumento de resistencia	72
XI.	Comparación de metales y sus propiedades	81
XII.	Valores de referencia para resistencia de puesta a tierra	82
XIII.	Resistividad según el tipo de terreno	83
XIV.	Valores de k en función de μ para el método de la pendiente.....	88
XV.	Datos del local	129
XVI.	Factores de pérdidas	130
XVII.	Carga instalada.....	132
XVIII.	Tubería conduit mínima	142
XIX.	Puntos de evaluación.....	146
XX.	Corriente de supresores según su categoría	147
XXI.	Puntuación	149
XXII.	Supresores propuestos	150
XXIII.	Resistividad de suelos	151

XXIV.	Dimensiones varilla de tierra	152
XXV.	Calibre de conductor de puente de conexión de puesta a tierra	153
XXVI.	Costo de equipo de dispositivo de protección	156

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
A	Amperio
θ	Ángulo de desfase
CEM	Compatibilidad electromagnética
CA	Corriente Alterna
I_{cc}	Corriente de corto circuito
CD	Corriente directa
DDR	Dispositivo diferencial residual
DPCC	Dispositivo de protección contra cortocircuitos
ECT	Esquema de conexión a tierra
Cos	Factor de potencia en ausencia de armónicos
Z_a	Impedancia equivalente de la red aguas arriba
I_{cc}'	Intensidad de corriente de cortocircuito permanente
I	Intensidad de corriente instantánea
I_p	Intensidad eficaz máxima
kVA	Kilo Voltio Amperio
m	Metro
NE	National Electrical Code
Ω	Ohmio (medida de resistividad)
I_{cu}	Poder asignado de corte último en cortocircuito
SCC	Potencia de corto circuito
P_{cc}	Potencia de corto circuito
X	Reactancia
X_a	Reactancia equivalente

XI	Reactancia unitaria
R	Resistencia
S	Sección del conductor
SPP	System Source Protection
TGBT	Tablero general de baja tensión
U	Tensión convencional

GLOSARIO

ANSI	Instituto Nacional Americano Estándar (siglas del nombre en inglés).
Calibre de conductor	Es la designación arbitraria de la sección del área transversal de los conductores.
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica
Coordinación	Es el correcto funcionamiento entre equipos en una línea de condiciones seguras.
EEGSA	Empresa Eléctrica de Guatemala.
Equipo eléctrico	Conjunto de dispositivos eléctricos o electrónicos que funcionan con base a la energía eléctrica para realizar algún tipo de trabajo.
Interruptor automático	Dispositivo capaz de interrumpir la circulación de corriente eléctrica cuando ocurre una falla en la aislación de un equipo o sistema eléctrico.
IEC	Comisión Internacional de Electrotecnia (siglas del nombre en inglés).
IEEE	Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos.

Maquila	Empresa que realiza un proceso repetitivo en un ciclo de trabajo, comúnmente enfocadas en la industria textil.
NEMA	Asociación Nacional de Manufactura Eléctrica.
Selectividad	Es la coordinación entre las características de funcionamiento de los dispositivos de protección instalados en un sistema eléctrico.

RESUMEN

Esta investigación se basa en la propuesta de puntos de mejora para la coordinación de protecciones en baja tensión para usuarios regulados en Guatemala. Estos puntos por mejorar se basan en los artículos NEC 215, 240, 250 y acoplados a las instalaciones eléctricas en el país.

Establece, también, las recomendaciones eléctricas mínimas en puntos específicos que deberá poseer una instalación para saber si es apta para tener una correcta coordinación en su sistema de protecciones. Dicha instalación está dirigida a viviendas y pequeña industria residencial.

OBJETIVOS

General

Dar a conocer la importancia de seleccionar y coordinar protecciones dentro de una instalación eléctrica para un usuario regulado en Guatemala conforme a los artículos 215, 240 y 250 del NEC 2017.

Específicos

1. Conocer los dispositivos de protección que pueden aplicarse a una instalación eléctrica residencial conforme sus cargas residenciales e industriales en BT.
2. Estudiar los métodos para la coordinación de protecciones y cómo influyen en su diseño los artículos 215, 240 y 250 del NEC.
3. Analizar la importancia de la selección y coordinación correctas de los equipos de protección en una instalación residencial, para la seguridad del usuario.
4. Comprender los métodos de selección y coordinación de protección residencial por medio de un caso práctico en el cual especificar solución para cada una de sus aplicaciones siguiendo los artículos 215, 240 y 250 del NEC 2017.

INTRODUCCIÓN

Esta investigación se refiere a la coordinación de protecciones en baja tensión para usuarios regulados, que se puede definir como el funcionamiento correcto de los equipos de protección en la instalación de un usuario regulado.

Las instalaciones de este tipo tienen la característica principal de que se clasifican como viviendas por su tipo y demanda de carga contratada a la distribuidora de energía eléctrica. Sin embargo, en Guatemala estas instalaciones también se utilizan como industria pequeña en el mercado textil, principalmente.

Se analizan los puntos críticos de mejora que deben tener estas instalaciones para su coordinación de protecciones correcta, tanto en instalaciones nuevas como viejas, sobre la base de lo que establecen los artículos del NEC 215, 240 y 250.

1. DISTRIBUCION DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN GUATEMALA

Varias empresas se encargan de la distribución de energía eléctrica en Guatemala. Velan por la distribución correcta de energía en todo el país. También reglamentan la infraestructura que deberán de poseer los usuarios que quisieran añadirse a su red. Establecen divisiones de usuarios según su rango tarifario. Las distribuidoras de energía en Guatemala son:

- Empresa Eléctrica de Guatemala, S. A. (EEGSA), que presta el servicio eléctrico en el área central del país.
- Distribuidora de Electricidad de Occidente, S. A. (DEOCSA), que presta el servicio eléctrico en los departamentos del occidente del país.
- Distribuidora de Electricidad de Oriente, S. A. (DEORSA) que presta el servicio eléctrico en los departamentos del norte y oriente del país.
- Eléctricas Municipales (EEM), que prestan el servicio eléctrico en los cascos urbanos de 14 municipios del oriente y occidente del país.

Las dos primeras surgen de la disolución del INDE como monopolio. El estado regula estas empresas con la comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) la cual vela por el usuario y legisla el servicio de las distribuidoras que operan en Guatemala.

1.1. Empresas distribuidoras de electricidad y sus funciones a nivel nacional

En Guatemala, la distribución de energía eléctrica en el país está a cargo de tres empresas. En este contexto, recurrentemente se mencionarán las palabras cobertura y concesión. La administración de distribución da cobertura a uno o más departamentos del país. La concesión es el derecho que la administración confiere de administrar, en su totalidad o parcialmente, uno o más de los mismos departamentos.

La Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima (EEGSA) posee alrededor del 40 % de la carga instalada en el país. Energuate es otro distribuidor de energía eléctrica. Está constituida por dos distribuidoras: Distribuidora de Occidente, S.A (DEOCSA) y Distribuidora de Oriente, S.A (DEORSA), juntas tienen alrededor del 60 % de la carga instalada en el país. Otro distribuidor son las municipalidades de algunos departamentos quienes realizan esta actividad en concesión con las empresas distribuidoras mencionadas.

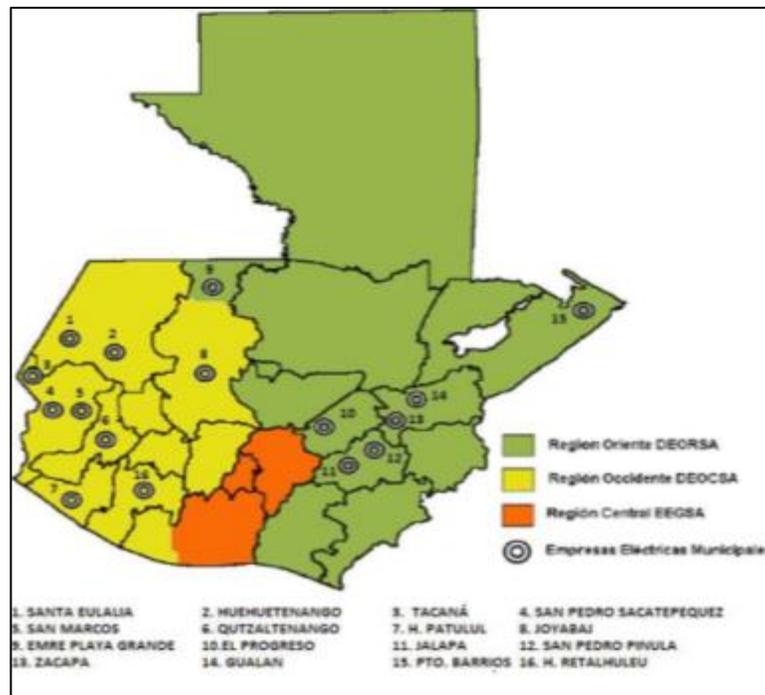
EEGSA es una de las principales empresas de distribución en Guatemala, ejerce la cobertura total de los siguientes departamentos:

- Ciudad de Guatemala, Guatemala.
- Departamento de Sacatepéquez, Guatemala.
- Departamento de Escuintla, Guatemala.
- Como administración en concesión con las mismas alcaldías departamentales o con Energuate, existen los siguientes departamentos.
 - Departamentos de Chimaltenango, Guatemala

- Departamento de Jalapa, Guatemala
- Departamento de Santa Rosa, Guatemala

La figura 1 muestra el mapa de distribución eléctrica en Guatemala.

Figura 1. **Mapa de cobertura energética por parte de la distribuidora de energía en Guatemala**



Fuente: MEM. *Mapa de cobertura energética por parte de la distribuidora de energía en Guatemala*. <http://www.mem.gob.gt/wp-content/uploads/2015/05/Cobertura-Elctrica-2016.pdf>.

Consulta: 1 de abril del 2019.

Los departamentos restantes están en concesión con administraciones municipales y Energuate. De esta manera se distribuye la electricidad en Guatemala.

Para establecer la participación de cada distribuidor, el Ministerio de Energía y Minas (MEM) establece la medición de cada parte con el índice de cobertura eléctrica.

El índice de cobertura eléctrica se refiere al número de viviendas (usuarios que poseen el servicio de energía eléctrica), con respecto al número total de viviendas de una región determinada, y es expresado en porcentaje (%).

El índice se calcula determinando el número de viviendas del país. La base es la información de la Encuesta Nacional de Condiciones de Vida ENCOVI llevada a cabo por Instituto Nacional de Estadística INE. Las empresas distribuidoras y empresas eléctricas municipales que prestan el servicio de distribución final de electricidad informan sobre el número de usuarios que poseen energía eléctrica. Consiste en la cantidad de usuarios atendidos a diciembre de un año determinado.

Con base en lo anterior, se utiliza la siguiente fórmula para calcular el índice de la cobertura eléctrica.

Fórmula núm. 1: Índice de cobertura eléctrica

$$ICE = \frac{UEE}{VT} \times 100$$

Donde:

ICE: Índice de cobertura eléctrica

UEE: Usuarios con energía eléctrica

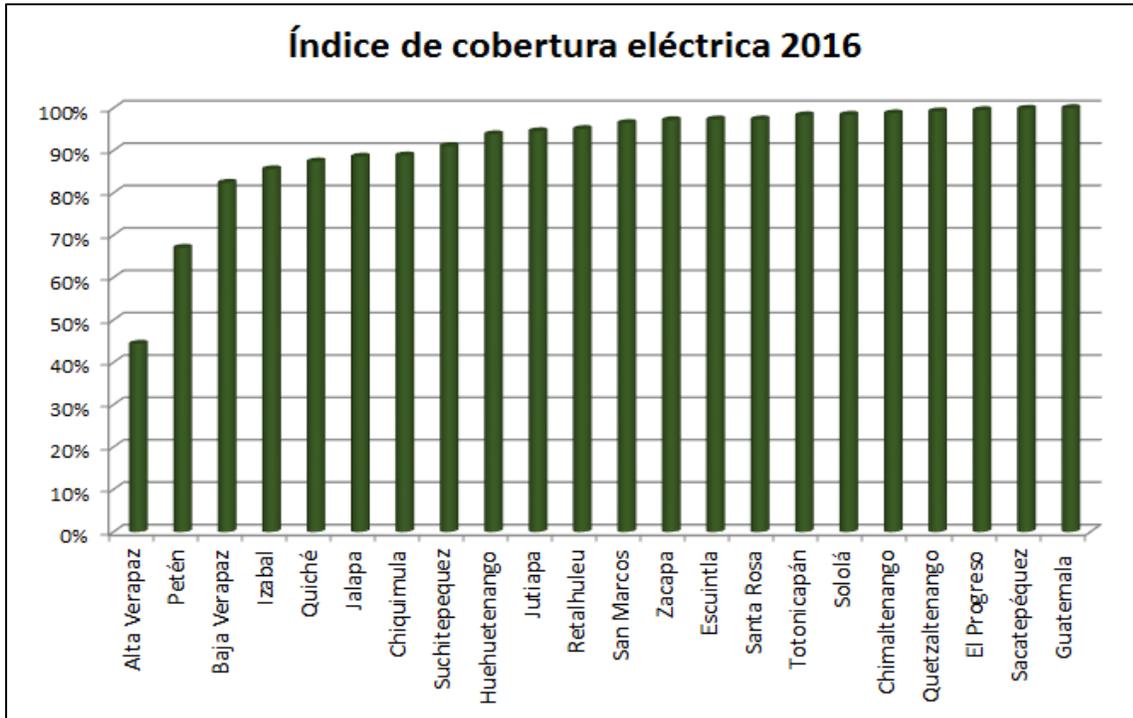
VT: Viviendas totales

Tabla I. **Índice de cobertura eléctrica en el año 2016 por departamentos en la república de Guatemala**

ÍNDICE DE COBERTURA ELÉCTRICA 2016			
Departamento	Viviendas	Usuarios	ÍNDICE
Alta Verapaz	203 945	90 463	44,36 %
Petén	124 183	83 207	67,00 %
Baja Verapaz	60 900	50 142	82,33 %
Izabal	83 579	71 493	85,54 %
Quiché	167 967	146 722	87,35 %
Jalapa	68 117	60 286	88,50 %
Chiquimula	85 489	75 925	88,81 %
Suchitepéquez	111 007	101 031	91,01 %
Huehuetenango	222 254	208 490	93,81 %
Jutiapa	113 109	106 916	94,53 %
Retalhuleu	66 963	63 644	95,04 %
San Marcos	203 072	195 853	96,44 %
Zacapa	63 989	62 148	97,12 %
Escuintla	186 096	181 055	97,29 %
Santa Rosa	84 848	82 575	97,32 %
Totonicapán	92 242	90 658	98,28 %
Sololá	80 357	79 058	98,38 %
Chimaltenango	121 128	119 599	98,74 %
Quetzaltenango	197 081	195 490	99,19 %
El Progreso	45 327	45 102	99,50 %
Sacatepéquez	93 983	93 802	99,81 %
Guatemala	949 704	949 555	99,98 %
ÍNDICE A NIVEL NACIONAL	3 425 340	3 153 214	92,06 %

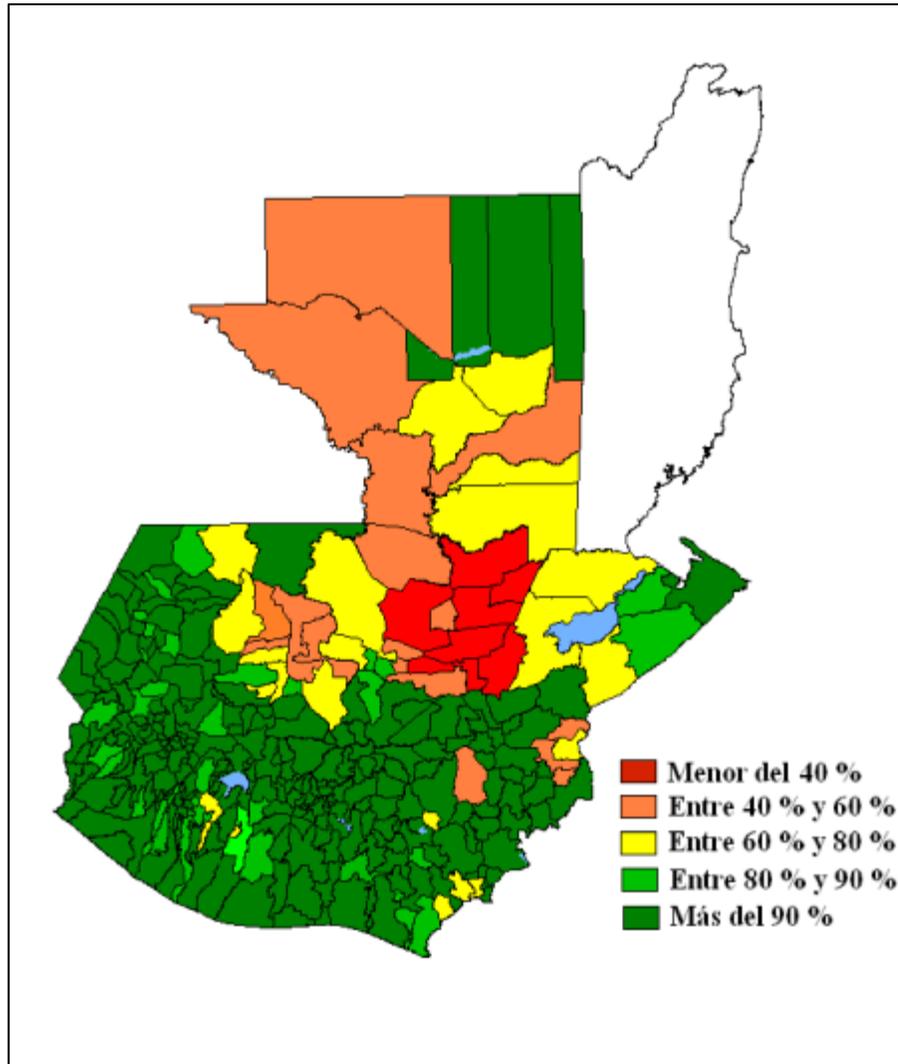
Fuente: elaboración propia.

Figura 2. Índice de cobertura eléctrica en la República de Guatemala en el año 2016



Fuente: MEM. EEGSA. <http://www.mem.gob.gt/wp-content/uploads/2015/05/Cobertura-Electrica-2016.pdf>. Consulta: 02 de abril del 2019.

Figura 3. **Mapa del índice de cobertura eléctrica departamental en la República de Guatemala en el año 2016**



Fuente: MEM. *Mapa del índice de cobertura eléctrica departamental en la República de Guatemala en el año 2016*. <http://www.mem.gob.gt/wp-content/uploads/2015/05/Cobertura-Electrica-2016.pdf>. Consulta: 2 de abril del 2019.

1.2. Leyes aplicables a usuarios en el sector eléctrico de Guatemala

Con base en el acuerdo número 256-97 del Congreso, mediante el Decreto número 9396 del Congreso de la República, se creó la Ley General de Electricidad, para establecer una normativa que velara por el progreso de las actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de electricidad.

El objetivo de Ley General de Electricidad es impedir monopolios en el manejo de la energía eléctrica, como lo indica en el artículo 130 de la Constitución Política de la República de Guatemala. El propósito es aumentar el crecimiento de la oferta y reducción de la tarifa energética.

1.2.1. Normativa de la Ley General de Electricidad en Guatemala

La Ley General de Electricidad es la ley fundamental en materia de electricidad en Guatemala la cual establece los siguientes principios:

- El estado no autoriza la libre generación de electricidad si no excede la generación de 5 MW y no utiliza bienes públicos. Únicamente las leyes ya establecidas por la Constitución de la República de Guatemala en la Ley General de Electricidad.
- El transportista que utilice bienes públicos deberá obtener autorización previa.

- Los precios entre comercializadoras, generadoras y distribuidoras son libres, se exceptúa la venta que realizan las distribuidoras las cuales deben obtener autorización.

En Guatemala, existe un organismo regulador del subsector eléctrico llamado Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) el cual crea un marco legal del subsector eléctrico que comprendió las siguientes leyes y normativas:

- Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.
- Ley de Tarifa Social para el suministro de energía eléctrica.
- Ley de incentivos para el desarrollo de proyectos de energía renovable.
- Reglamento de la ley de incentivos para el desarrollo de proyectos de energía renovable.

Por consiguiente, el acuerdo al artículo 183, inciso e) de la Constitución Política de la República de Guatemala y que rige el artículo número 4 de las disposiciones transitorias de la Ley General de Electricidad.

1.2.2. Reglamento del Administrador del mercado mayorista

El Acuerdo del Congreso número 299-98 de la Constitución política de la República de Guatemala establece que es función del estado establecer las normas para contar con un suministro eléctrico suficiente, seguro, confiable con precios accesibles para la economía del país así contribuir al desarrollo económico y social de este.

El Decreto número 93-96 del Congreso de la República, Ley General de Electricidad, en su artículo 44 establece que el Administrador del Mercado Mayorista tiene las funciones de coordinación de la operación, el establecimiento

de precios de mercado de corto plazo garantizar la seguridad como el abastecimiento de energía eléctrica en la República de Guatemala. El funcionamiento de ente se normará según La Ley de Electricidad, su reglamento como su propio reglamento interno.

1.2.3. Ley de tarifa social para el suministro de energía eléctrica

En el decreto número 96-2000 llamada Ley de Tarifa Social para el Suministro de Energía Eléctrica se define en su Artículo 1 la tarifa social con la finalidad de favorecer al usuario regulado del servicio de distribución final, más afectado por el incremento de los costos en la producción de la energía eléctrica, se autoriza la creación de una tarifa especial con carácter social, la que será denominada Tarifa Social para el Suministro de hasta 300 kilovatios hora Kwh y su emisión de normas mencionadas.

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) será el ente encargado de revisar cada tres meses la tarifa de generación eléctrica de acuerdo con lo que establece la Ley General de Electricidad, evaluada según su último trimestre del año anterior.

Por ejemplo, el final del último trimestre del 2018 no fue nada ventajoso para realizar el ajuste tarifario que cada usuario deberá pagar para el año 2019. Estos ajustes se realizan cada trimestre, por medio de una proyección del último en curso. La lluvia escasa es la variable que propicia el subsidio menos significativo para la tarifa social porque influyen en la generación hidroeléctrica la cual requiere mayor participación por la generación térmica. Además, debe agregarse el balance internacional que tenga el mercado del petróleo bruto y el valor del dólar frente al quetzal en el momento del ajuste. Estas variantes afectan de

manera relativa los costos de compra de las distribuidoras en el ámbito nacional y el precio SPOT de la energía en el mercado mayorista.

En la tabla siguiente se muestra la tarifa social por cada una de las distribuidoras guatemaltecas durante el primer trimestre del 2019, que comprende de febrero a abril. También incluye la comparación del cambio con el trimestre anterior.

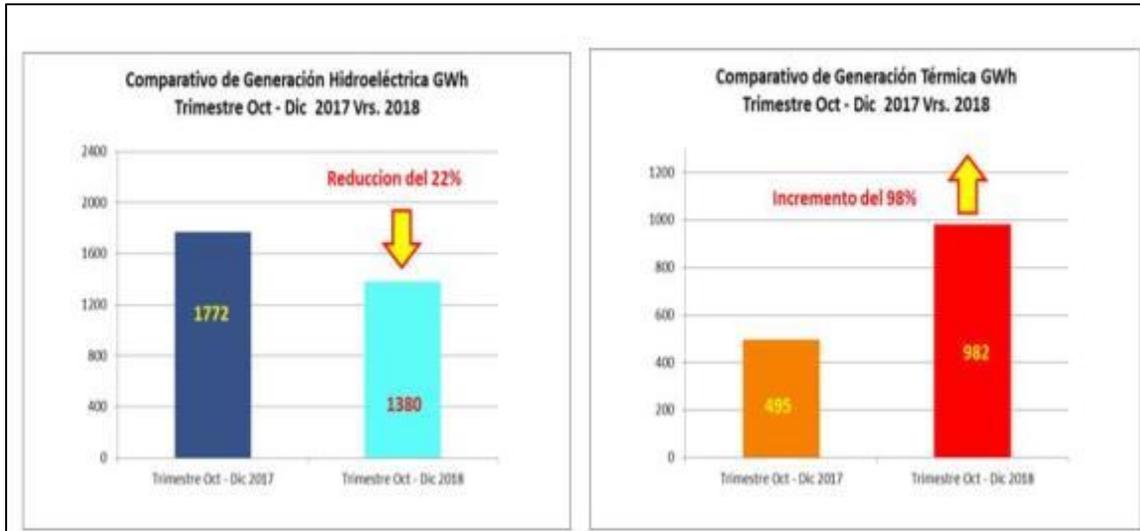
Tabla II. **Tarifa social según distribuidoras guatemaltecas en el año 2015**

Tarifa	Nov 2018 - Ene 2019, Q/kWh	Feb - Abr 2019, Q/kWh	Variación Q/kWh	Variación %
DEOCSA TNS	1.91	1.95	0.039	2.0%
DEORSA TNS	1.78	1.82	0.039	2.2%
EEGSA TNS	1.17	1.23	0.058	4.9%

Fuente: MEM. *Tarifa social según Distribuidoras Guatemaltecas en el año 2015.*
<http://www.mem.gob.gt/wp-content/uploads/2015/05/Cobertura-Electrica-2016.pdf>.

Consulta: 4 de abril del 2019.

Figura 4. **Comportamiento de la generación hidroeléctrica y la generación térmica en el cuarto trimestre del año 2017**



Fuente: MRM. *Comportamiento de la generación hidroeléctrica y la generación térmica en el cuarto trimestre del año 2017*. <http://www.mem.gob.gt/wp-content/uploads/2015/05/Cobertura-Electrica-2016.pdf>. Consulta: 4 de abril del 2019.

En el país, 2,8 millones de familias evidencian un consumo mensual de 100 kilovatios que equivalen al 60 % de los usuarios adscritos a la tarifa social del INDE. Para usuarios con tarifa social se deberá respetar un consumo de 100 kilovatios hora. EEGSA, en su clasificación de usuarios por consumo, fija la tarifa con base en el promedio total por mes que estos realicen.

1.2.4. **Clasificación de los usuarios**

Las empresas distribuidoras de energía eléctrica clasifican a sus consumidores sobre la base de dos factores.

El primer factor es la demanda media que consume el usuario. Se determina a partir del consumo de energía de un equipo o máquina y equivale al valor promedio de potencia eléctrica en un intervalo de tiempo específico. Para calcularla se utiliza la fórmula 2.

Fórmula 2: Demanda eléctrica media

$$DE = \frac{E}{I}$$

De donde se obtiene:

- DE: demanda eléctrica media consumida por la carga instalada (kW)
- E: energía eléctrica (kWh)
- I: intervalo de tiempo (h)

A pesar de que su unidad de medición es la misma que la potencia eléctrica, el método para calcularla es distinto pues la potencia eléctrica corresponde a un valor instantáneo en un momento determinado. Para poder entender más tema, presentamos el siguiente ejemplo:

Ejemplo #1:

A continuación, se muestran mediciones de potencia y energía en una carga eléctrica variable, en intervalos de 1 minuto, donde el periodo de evaluación de la demanda es de 15 minutos:

El consumo de energía de todo el intervalo es de 3,9 kWh, la potencia máxima instantánea registrada fue de 50 kW. La demanda media del período de 15 minutos (0,25 h) se calcula de la siguiente forma:

Figura 5. Tabulación de datos por consumo

Minuto	Potencia (kW)	Energía (kWh)
1	5	0.083
2	2	0.033
3	4	0.067
4	8	0.133
5	15	0.250
6	2	0.033
7	1	0.017
8	9	0.150
9	50	0.833
10	7	0.117
11	32	0.533
12	26	0.433
13	14	0.233
14	45	0.750
15	13	0.217
Total		3.9 kWh

Fuente: MEM. *Tabulación de datos por consumo*. <http://www.mem.gob.gt/wp-content/uploads/2015/05/Cobertura-Electrica-2016.pdf>. Consulta: 4 de abril del 2019.

$$Demanda\ media = \frac{Energía\ (kWh)}{Intervalo\ (h)}$$

$$Demanda\ media = \frac{3,9\ kWh}{0,25\ h}$$

$$Demanda\ media = 15,53\ \frac{kWh}{h}$$

Observe que la demanda es equivalente a calcular el valor promedio de la potencia en el intervalo de 15 minutos y en ambos casos la energía consumida es de 3,9 kWh. Por lo tanto, aunque hay valores instantáneos de potencia altos que pueden darse por el arranque de motores o cargas inductivas, estos valores

son de corta duración como no afectan significativamente el valor final de la demanda media.

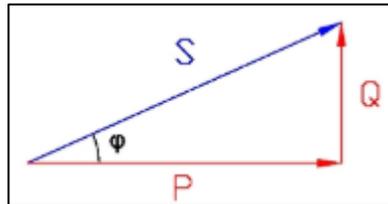
Esto quiere decir que, en una casa, fábrica o edificio la carga eléctrica total será la suma de todos los aparatos consumidores de energía conectados a su propia instalación. Las cargas pueden ser clasificadas dependiendo el uso eléctrico del consumidor, efecto de cargas en el sistema en general o como cargas especiales, por tu tipo de consumo estas cargas se clasifican en las siguientes:

- Residencial
- Comercial
- Industrial

El segundo factor es la propiedad de un sistema eléctrico, que se define como la carga promedio que recibe en un intervalo de tiempo, también es expresada en kilovatios (kW). La demanda se relaciona con la potencia exigida por las cargas conectadas a la red eléctrica medida. De acuerdo con las cargas conectadas así serán las potencias que intervendrán en la total de esta.

La potencia total medida en kilovoltio amperio (kVA) está conformada por componentes reactivos medidos en kilovoltio amperios reactivos (Kvar), su componente activa medida en kilo watts (Kw). En la figura 6 se muestra la suma vectorial que tienen las magnitudes de estas:

Figura 6. **Triángulo de potencias**



Fuente: Quinto Armonico. *Triángulo de potencias*.

<https://quintoarmonico.es/2008/07/17/diferencias-entre-cos%CF%86-y-factor-de-potencia/>.

Consulta: 6 de abril del 2019.

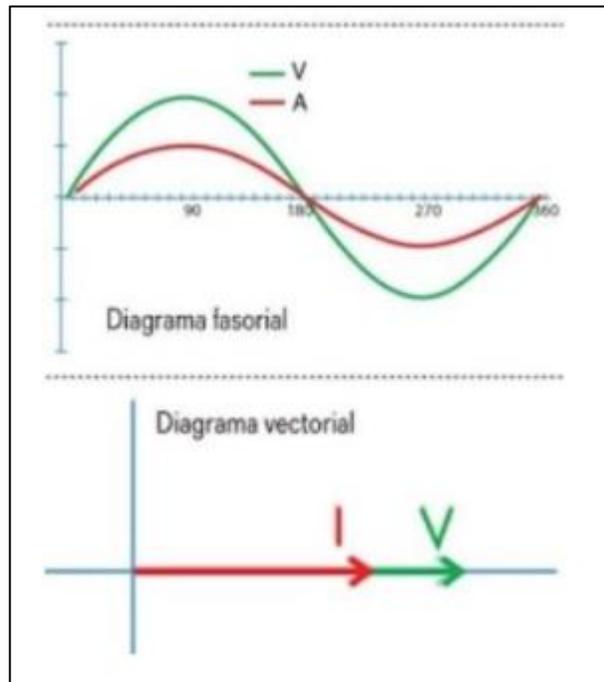
Donde:

- S: Potencia total aparente (KVA)
- Q: Potencia reactiva (Kvar)
- P: Potencia activa (Kw)

La proporción de estas potencias en el sistema está definida de acuerdo con el tipo de cargas instaladas en este, eso define la carga dominante en el sistema mixto. Las cargas están clasificadas de la siguiente forma:

- Carga resistiva: convierten la energía eléctrica en calorífica dependiendo de la corriente de la tensión que se les aplique y demandan potencia activa (kW), ambas las realizan por medio de su resistencia interna que depende del material utilizado y temperatura del proceso. Estas cargas también se caracterizan porque el voltaje como corriente aplicada a las mismas están vectorialmente en fase, por lo cual el resultado es un factor de potencia unitario. En la figura 7 se observa la relación de ambas magnitudes.

Figura 7. **Corriente vs voltaje en cargas resistivas**



Fuente: Sites. *Corriente vs voltaje en cargas resistivas*.

<https://sites.google.com/site/maquinaselectricascarlos/clientes/--cargas-inductivas-capacitivas-y-resistivas>. Consulta: 06 de abril del 2019.

- Carga inductiva: estas cargas demandan potencia reactiva y activa, por eso presentan un factor de potencia desfasado debido al campo magnético resultante producido por las bobinas. Como consecuencia, la corriente se atrasa al voltaje aplicado en terminales como se muestra en la figura 8.

Figura 8. **Corriente vs voltaje en cargas inductivas**

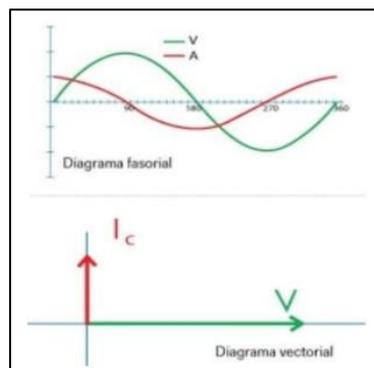


Fuente: Sites. *Corriente vs voltaje en cargas inductivas.*

<https://sites.google.com/site/maquinaselectricascarlos/clients/--cargas-inductivas-capacitivas-y-resistivas>. Consulta: 6 de abril del 2019.

- Carga capacitiva: en este tipo de cargas la corriente depende de la tensión y de la reactancia capacitiva. Si este cambio se vuelve constante, la corriente se adelanta respecto al voltaje aplicado en terminales. Esto genera desfase entre ellas y se obtiene un factor de potencia distante de 1 como se puede observar en la siguiente gráfica:

Figura 9. **Corriente vs voltaje en cargas resistivas**



Fuente: Sites. *Corriente vs voltaje en cargas resistivas.*

<https://sites.google.com/site/maquinaselectricascarlos/clients/--cargas-inductivas-capacitivas-y-resistivas>. Consulta: 7 de abril del 2019.

El dispositivo que mide el consumo de energía eléctrica de una instalación se llama contador eléctrico. Este convierte el consumo de la carga instalada en lecturas para la distribuidora. Existen dos tipos de contadores eléctricos en el mercado:

- Analógico: detecta kilovatios hora (kWh) consumidos en el usuario en cualquier momento del día.
- Digital: detectan el consumo por usuario clasificado por horarios.

Estos medidores pueden captar los siguientes parámetros:

- Energía activa: es la eficaz que se utiliza en las viviendas y puede generarse por medio de paneles solares.
- Energía reactiva: es la absorbida y devuelta a la red, por lo mismo, es la que incurre en gastos en la distribuidora.
- Potencia máxima: el Artículo 75 de las Normativas Técnicas del servicio de Distribución (NTSD) de la Comisión Nacional de la Energía Eléctrica (CNEE) expresa que, cuando se registra una potencia máxima mayor que la potencia contratada, el distribuidor cobrará la potencia utilizada en exceso, a un precio de dos veces el valor del cargo unitario por potencia contratada por cada kilovatio utilizado en exceso.
- Incidencias: los nuevos modelos de contadores eléctricos son capaces de captar, guardar y notificar alguna irregularidad, así como falla bidireccional en el sistema.

En la facturación funciona como un recargo equivalente al uno por ciento (1 %) del valor de los cargos mensuales, correspondiente por cada centésima (0,01) en que dicho factor sea menor al límite establecido en la normativa guatemalteca. Según los parámetros anotados, los usuarios conectados a una red eléctrica se clasifican según sus características requeridas, según su demanda y por su interés se clasifican de la siguiente forma:

Usuarios regulados: son los consumidores de potencia en el rango menor de 100 kW, los cuales, de acuerdo con el rango de demanda requerida se dividen en dos:

- Los usuarios sin demanda son los que se definen como consumidores de potencia en el rango de 1 kW a 11 kW.
- Los usuarios con demanda son los que se definen como consumidores de potencia en el rango mayor de 12 kW en adelante.

Los grandes usuarios se definen como consumidores de potencia en el rango mayor de los 100 kW en adelante. Los usuarios también se pueden clasificar dependiendo del nivel de tensión, el cual dependerá de sus cargas instaladas, estos niveles son los siguientes:

- Alta tensión (AT): los usuarios comprendidos en esta clasificación están dentro de un sistema de transmisión de energía eléctrica el cual abarca un nivel de tensión del rango mayor de 60 kV.
- Mediana tensión (MT): los usuarios comprendidos en esta clasificación están dentro de un sistema de distribución eléctrica que abarca un nivel de tensión del rango de 13,8 KV hasta 34,5 kV.

- Baja tensión (BT): los usuarios comprendidos en esta clasificación demandan a la distribuidora de energía eléctrica un rango de nivel de tensión regulado el cual varía desde 110 V hasta los 1 000 V.

El artículo 1 del Acuerdo del Congreso No. 68-2007 del Reglamento de la Ley General de Electricidad República de Guatemala rigen a los usuarios en este país.

1.2.4.1. Usuario regulado

En Guatemala la Ley General de Electricidad determina que el mercado de energía está constituido por el mercado regulado como el mercado mayorista (mercado libre). El mercado regulado está integrado de la siguiente forma:

- Por el lado de la oferta están las distribuidoras autorizadas que tienen definidas la zona de autorización y el área obligatoria de servicio (franja no menor de 200 metros en torno a sus instalaciones).
- Por el lado de la demanda están los usuarios del servicio eléctrico con una demanda de potencia menor a 100 kW, situados dentro del área obligatoria de servicio de un distribuidor.

Los usuarios con las características mencionadas forman parte del mercado cautivo del distribuidor y tienen derecho a que le suministre servicio eléctrico. Si estos están incluidos en un perímetro menor a 200 metros del último servicio instalado por la misma distribuidora. Estas características también son parte de aquellos usuarios cuya demanda máxima es inferior a 100 kW.

En otro caso los usuarios de demanda máxima de potencia superior a la que especifique el reglamento no estarán sujetos a regulaciones de precio como las condiciones de suministro serán libremente pactadas con el distribuidor o bien con cualquier otro suministrador.

Los usuarios que se encuentran en la franja de los 100 kW demandantes son los usuarios regulados, los cuales, como se definió son usuarios con mayor influencia en la red eléctrica de Guatemala. Ejemplo de usuarios regulados los siguientes:

- Residencias
- Planta industrial
- Edificio de apartamentos

Ellos deben cumplir la demanda de potencia en un rango menor de 100 kW para permanecer como entes regulados. También se pueden clasificar según nivel de tensión utilizada en su misma red como se definió.

1.3. Niveles de tensión en usuarios regulados

En Guatemala, bajo las normas de regulación que emite la comisión nacional de energía eléctrica (CNEE), en el sistema eléctrico nacional se han establecido diferentes niveles de tensión, como los niveles de tensión para transmisión de energía eléctrica (alta tensión), niveles de tensión para distribución de energía eléctrica (media tensión), niveles de tensión para consumo de energía eléctrica (baja tensión).

1.3.1. Niveles de tensión

En la tabla III se detallan los niveles de tensión.

Tabla III. Niveles de tensión en Guatemala

Clasificación	Rango (kV)	Voltaje (V)	Sistema
Alta tensión	> 34,5	400kV	Trifásico
		230kV	Trifásico
		138 kV	Trifásico
		69 kV	Trifásico
Media tensión	$\geq 13,8$	13,8	Trifásico
	$\leq 34,5$	34.5	Trifásico
Baja tensión	< 13,8	120/240	Trifásico
		120/ 208	Trifásico
		240/ 480	Trifásico
		120 / 240	Trifásico
		120/ 208	Trifásico

Fuente: Biblioteca USAC. *Niveles de tensión en Guatemala*.

http://biblioteca.usac.edu.gt/tesis/08/08_0938_EA.pdf, biblioteca.usac.edu.gt. Consulta: 8 de abril de 2019.

1.3.1.1. Definiciones y aplicaciones

En la red eléctrica nacional se identifican cuatro sectores importantes que definen la magnitud y las propiedades que tendrá dicha red, estos sectores son los siguientes:

- **Generación:** en este sector se involucran las plantas que convierten la energía mecánica obtenida de otras fuentes de energía en energía eléctrica. Constituyen el primer escalón de una red suministradora de energía eléctrica. La conversión de energía se lleva a cabo por diferentes

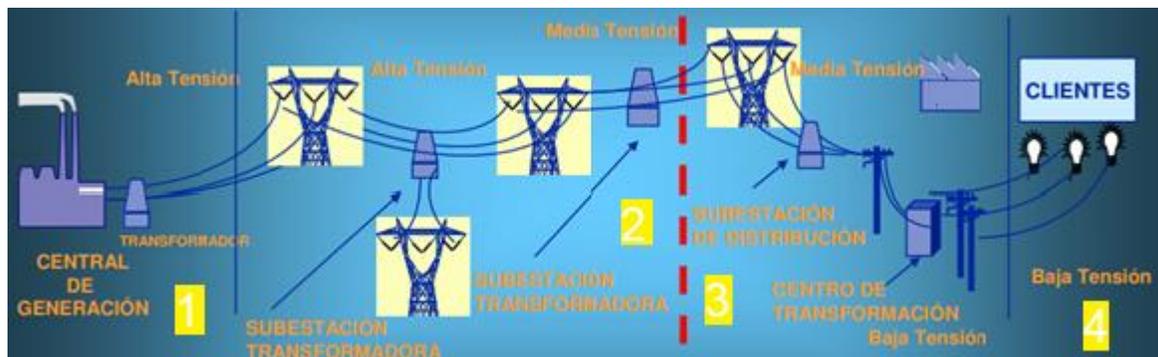
métodos: hidráulica, eólica, solar, fósiles y nuclear son más utilizados en la actualidad. En Guatemala las generadoras más importantes son las siguientes:

- Puerto Quetzal, Power LLC
 - Ingenio La Unión, Sociedad Anónima
 - Ingenio Magdalena, Sociedad Anónima
 - Pantaleón, Sociedad Anónima
 - Concepción, Sociedad Anónima
 - Hidroeléctrica Rio Las Vacas, Sociedad Anónima
 - Hidroeléctrica Chixoy, INDE
 - Hidroeléctrica Aguacapa, INDE
 - Hidroeléctrica Los Esclavos, INDE
 - Hidroeléctrica Renace, Renace, S.A
 - Hidroeléctrica Santa María, INDE
-
- Transmisión: una vez generada, la energía se debe distribuir por medio de una red. Esta la transporta a largas distancias, mediante líneas de transmisión que vienen desde niveles de tensión de 69 a 400 kV en Guatemala. Esta red se construye mediante un sistema de tendido conectado a subestaciones eléctricas dependiendo de las necesidades mismas del sistema.

 - Distribución: sistema de tendido eléctrico cuya fuente de alta tensión es una subestación y desempeña la función de transformarla en un nivel menor. De esta forma la transporta a distancias medianas para distribuirla a los usuarios conectados a dicha red. Los usuarios se valen de transformadores de baja tensión para utilizar la energía.

- Comercialización: son las transacciones entre generadores y distribuidores hasta llegar al usuario que utiliza la energía o demanda más.

Figura 10. **Sistema de suministro de energía para usuarios regulados**



Fuente: American National Standard. *American National Standard Preferred Voltage Ratings for Electric Power Systems and Equipment (60 Hz), ANSI C84.1-1989*. Consulta: 12 de abril del 2019.

En el suministro de energía a los usuarios conectados a la red, desde las líneas de transmisión, intervienen diferentes transformadores de potencia. Son los elementos más importantes y económicamente más significativos en una subestación de transformación para distribución de energía eléctrica. Por medio de este dispositivo se obtienen niveles seguros para la distribución y consumo final de energía eléctrica. Esta máquina eléctrica eleva o disminuye los niveles de tensión y mantiene la misma potencia de los lados de alta y baja por medio de la concatenación de flujos magnéticos entre los devanados de alta como baja tensión del transformador.

En Guatemala se utilizan 69 kV, 138 kV, 230 kV, 400 kV, como voltajes de transmisión y distribución de energía se realiza en valores de 13,8 kV y 34,5 kV. Por ello, los transformadores de potencia son importantes en los sistemas

eléctricos de potencia. Los transformadores de potencia para uso de consumo de energía eléctrica o para subestaciones de distribución de energía eléctrica, naturalmente, reducen sus niveles de tensión hasta valores de media tensión.

En una subestación se utilizan transformadores de potencia y transformadores de potencial como corriente. Estos transformadores cumplen con las funciones de protección y de medición. Son menos robustos que los transformadores de potencia y la relación de transformación es bastante alta. Son capaces de reducir un nivel de transmisión hasta niveles de baja tensión, pero no pueden alimentar un servicio de consumo, su capacidad para soportar las cargas que se producen por los equipos de medición y de protección que se encuentran dentro de las subestaciones es reducida. Actualmente, los transformadores de potencial cuentan con una modificación para darle un nuevo uso. Con esta variante brindan energía para alimentar los servicios auxiliares. Se denominan transformadores de potencial para servicios auxiliares. Mantienen las características principales de un transformador de potencial común, pero su capacidad les permite alimentar servicios de consumo en baja tensión.

2. NORMAS APLICABLES A USUARIOS REGULADOS

2.1. Normas aplicables

A continuación, se describen las normas NEMA, IEC, IEEE y las reglamentaciones.

2.1.1. NORMA IEC 60038

IEC 60038 define las tensiones nominales utilizadas en baja tensión, la cual es medida en configuración estrella con neutro, configuración de 3 y 4 hilos monofásicos o trifásicos.

- Trifásicos a 60 Hz
 - 120 V - 208 V
 - 240 V
 - 277 V - 480 V
 - 480 V
 - 347 V - 600 V
 - 600 V

- Monofásicos a 60 Hz
 - 120 V / 240 V

En el nivel de media tensión, la norma establece tensiones nominales superiores a 1k V que no excedan los 33 kV, en los cuales existen dos series, una a partir de 3 kV hasta 35 kV. En la alta tensión el rango de voltaje esta de 33 kV sin exceder los últimos. La muy alta tensión se define en niveles de tensión de 300 kV a los 1 200 kV como se muestra en la tabla IV.

Tabla IV. **Niveles de tensiones en diferentes fases**

Sistemas trifásicos de cuatro o tres hilos Tensión nominal (V)		Sistemas monofásicos de tres hilos tensión nominal (V)
50 (Hz)	60 (Hz)	50 (Hz)/60 (Hz)
	120/208	120/240
230	240	
230/400	230/400	
	277/480	
	480	
	347/600	
	600	
400/690		
1 000		

Fuente: American National Standard. *American National Standard Preferred Voltage Ratings for Electric Power Systems and Equipment (60 Hz), ANSI C84.1-1989*. Consulta: 12 de abril del 2019.

- El valor de 400/690 V es el resultado de la evolución de los sistemas de 380/660 V que se ha completado en Europa y en otros continentes. Sin embargo, todavía existen sistemas de 380/660 V.
- El valor de 200 V o 220 V también se utiliza en algunos países. Los valores de 100/200 V también se utilizan en algunos países en sistemas de 50 Hz o 60 Hz.

Los valores más bajos en la primera columna y en la segunda son voltajes a neutro como los valores más altos son voltajes entre fases. Cuando solo se indica un valor, se refiere a sistemas de tres cables, especifica el voltaje entre fases. El valor más bajo en la tercera columna es el voltaje a neutro y el valor más alto es el voltaje entre líneas.

- Los voltajes superiores a 230/400 V están destinados a aplicaciones industriales pesadas y grandes locales comerciales.
- En condiciones normales de funcionamiento, la tensión de alimentación no debe diferir de la tensión nominal del sistema en más de $\pm 10\%$.

Existe también la norma IEC 60354 la cual es el equivalente a las NEC o NFPA 70, las IEEE 142 tratadas en el apartado 2.1.2. Se tratan nuevamente desde el punto de vista de las normas IEC debido a que no existe un acuerdo universal entre estas normas. Los esquemas de conexión a tierra según la IEC 60354 son tres, el TN, el TT y el IT de los cuales hablaremos más adelante. El esquema TN donde el neutro de transformador está puesto a tierra en las masas de los receptores eléctricos están conectadas al neutro.

2.1.2. Normas ANSI C84.1-1989, IEEE Standard 141-1993

La selección de niveles de tensión en sistemas eléctricos industriales es importante para el funcionamiento correcto de estos. Los niveles de tensión que se describen en la tabla 4-1 de la Norma ANSI C84.1-1989 es una clasificación básica de los niveles.

Según estas normas, los voltajes de 600 V o menor que ellos se clasifican en la escala de bajo voltaje, los voltajes dentro del rango de los 600 V a los

69 kV son clasificados como voltajes medios y los altos voltajes están dentro del rango de los 69kV hasta 230 kV. También existe la clasificación voltaje extra alto que en Guatemala no es permisible, su rango esta entre los 230 kV hasta los 1 100 kV, como se muestra en la tabla V.

Tabla V. **Sistema estándar de voltajes en sistemas de tres fases**

Clase de Voltajes	Tres Hilos (V)	Cuatro Hilos (V)
Bajo Voltaje	240	208 Y-120
	480	240-120
	600	480 Y-277
Voltaje Medio	2,400	4,160 Y-2400
	4,160	8,320 Y-4800
	4,800	12,000 Y-6,930
	6,900	12,470 Y-7,200
	13,800	13,200 Y-7,620
	23,000	13,800 Y-7,970
	34,500	20,780 Y-12,000
	46,000	22,860 Y-13,200
	69,000	24,940 Y-14,400 34,500 Y-19,920
Alto Voltaje	115,000	
	138,000	
	161,000	
	230,000	
Extra Alto Voltaje	345,000	
	500,000	
	765,000	
Ultra-Alto Voltaje	1 100,000	

Fuente: American National Standard. *American National Standard Preferred Voltage Ratings for Electric Power Systems and Equipment (60 Hz), ANSI C84.1-1989*. Consulta: 12 de abril del 2019.

Cuando aumentan los requisitos de energía, también aumenta la probabilidad de que la empresa de servicios requiera un voltaje de servicio más alto para alguna instalación, es decir que si el nivel de tensión nominal crece exponencialmente crece el costo de transporte.

2.1.3. Reglamentaciones

En Guatemala los niveles de tensión regulados de acuerdo con el Reglamento de la Ley General de Electricidad en el acuerdo del Congreso número 256-97 establece lo siguiente:

- Alta tensión: (Reformado por el artículo 1, Acuerdo del Congreso No. 68-2007) Es el rango de tensión superior a los sesenta mil (60 000) voltios.
- Baja tensión: (Reformado por el artículo 1, Acuerdo del Congreso No. 682007) Es el rango de tensión igual o inferior a mil (1 000) Voltios.

3. CONEXIÓN A LA RED DISTRIBUCIÓN

3.1. Esquema de conexión a la red

El esquema básico de la conexión eléctrica del distribuidor de energía hacia los usuarios conectados a la red es bastante básico. El distribuidor tiene un potencial de distribución de 13,8 hasta 34,5 kV. Un transformador de distribución lo transforma para llevar un potencial utilizado por usuarios conectados a la red, pueden ser domicilios, fábricas, edificios entre otros.

La seguridad de esta instalación es tan importante para el ser humano como para los equipos instalados que interactúan con esta. Por eso, se debe diseñar un sistema de coordinación de protecciones que abarque desde el poste distribuidor hasta la instalación del usuario conectado.

3.1.1. Conexión a tierra

Para toda conexión de la red de distribución hacia cualquier usuario regulado se debe instalar una puesta a tierra. Estos conductores, conectados a tierra con uno o varios electrodos, deberán tener una capacidad de corriente de falla, la cual circularía por el mismo conductor hacia el componente de protección más cercano. Si esta corriente no se pudiera determinar con facilidad, se puede tomar el valor de corriente del conductor de puesta a tierra igual a la corriente a plena carga de la fuente, en caso del transformador.

Si estuviese instalado un pararrayos en el sistema de protección, deberá tener un conductor de puesta a tierra con sección transversal no menor de

13,30 mm² (No. 6 AWG) de cobre o 21,15 mm² (No. 4 AWG) de aluminio, estos dos últimos son los más utilizados para instalación de pararrayos.

El límite de la capacidad de corriente de los conductores utilizados para puesta a tierra es condicionado a no tener una corriente máxima que la de los conductores de fase que suministrarían la corriente de falla a tierra, también la que puede conducirse del conductor hacia el electrodo que está unido. Para fines prácticos, el cálculo es la tensión suministrada dividida entre la resistencia de los electrodos conectados.

Para soportar cargas mecánicas, estos conductores sin protección deberán de tener una sección transversal de 8,37 mm² (No. 8 AWG) de cobre suave. Estos deberán de protegerse solo si están expuestos o el público puede interactuar con ellos. Se protegerán con protectores que tengan de extensión mínimo 2,50 m arriba del suelo. Deben estar contruidos de material que no genere descargas magnéticas, como se define en el Artículo 30 de la NTDOID de la CNEE.

Para sistemas trifásicos como monofásicos con conexión de 3 o 4 hilos cuyo nivel de tensión llegue a los 750 V, la puesta a tierra deberá hacerse al conductor forrado conectado al neutro como la fuente de alimentación en el lado de carga de todo el servicio. Para voltajes mayores de los 750 V deberá usarse un cable sin pantalla tal y como se define el Artículo 29 de la NTDOID de la CNEE.

Para la conexión de puesta a tierra, existen diferentes sistemas de electrodos, los cuales deberán de tener una resistencia a tierra suficientemente baja para reducir los riesgos ocasionados a la persona, como la tensión de paso y de contacto. Cuando es el caso de un sistema con un solo electrodo, la resistencia de dicha conexión deberá tener como mínimo 25 ohmios, los cuales

se deberán alcanzar con más electrodos si uno no fuera suficiente. Esto dependerá de la resistividad que tenga el suelo donde se esté realizando la puesta a tierra. Existen designaciones con letras para especificar la conexión que tiene cada instalación tal como lo define el Artículo 33 de la NTDOID de la CNEE.

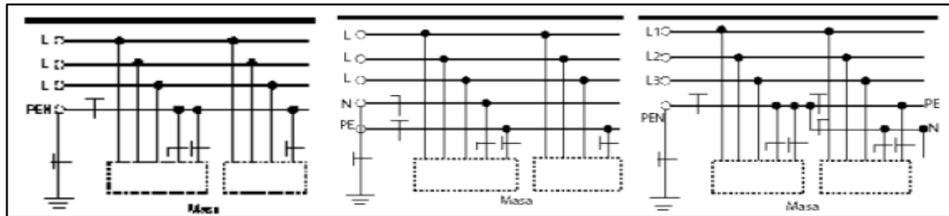
- El significado designado para la primera letra es el siguiente:
 - T indica que el neutro está ligado directamente a la tierra.
 - I indica que ningún punto de la alimentación está ligado a tierra, es decir, neutro aislado o vinculado por una impedancia de alto valor.

- El significado designado para la segunda letra es el siguiente:
 - T indica que las masas están ligadas directamente a tierra.
 - N indica que las masas están ligadas al punto de alimentación aterrizado, generalmente al neutro.

- El significado designado para la tercera letra es el siguiente:
 - S indica que el conductor neutro está separado del conductor de protección (PE).
 - C indica funciones de neutro

El neutro esta aterrizado a tierra como las masas eléctricas de las cargas se conectan a tierra a través del neutro en los sistemas TN-C, TN-S, TN-C-S, como se muestran en la figura 11. En estos sistemas se necesita una protección contra sobre corrientes llegan a tener corrientes de fuga del neutro a tierra, por lo tanto, no son recomendados para aplicarlos en instalaciones de inmuebles.

Figura 11. Diagramas TN-C TN-S y TN-C-S

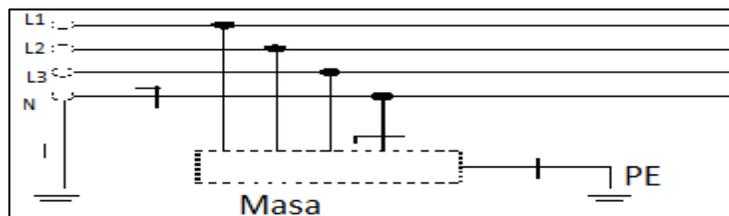


Fuente: LACROIX, Bernard. *Los esquemas de conexión a tierra en BT.*

<https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/2192/3/Capitulo%20II.pdf>, Consulta: 16 de abril del 2019.

En la figura 12. Se muestra el sistema requerido en instalaciones de BT desde la red pública, donde el neutro se conecta a una tierra llamada tierra de servicio y las masas de las cargas se conectan a otra, la cual recibe el nombre de tierra de protección. Estas dos tierras deberán estar lo más separadas para evitar transferencias de potenciales.

Figura 12. Esquema TT



Fuente: LACROIX, Bernard. *Los esquemas de conexión a tierra en BT.*

<https://abracopel.org/blog/requisitos-para-um-esquema-de-aterramento-it/>,

Consulta: 16 de abril del 2019.

La corriente de fuga, en estos, casos es menor a la corriente de cortocircuito, por lo mismo, no se recomienda el uso de equipos de protección de

sobre corrientes al utilizar interruptores diferenciales. Las causas de que esta corriente sea no permisible son las siguientes:

- Resistencia del electrodo de aterramiento del neutro.
- Resistencia del electrodo de aterramiento de las masas o del conductor de protección (PE).
- Resistencia de los conductores (de fase, neutro como de protección) y la resistencia de la tierra misma por donde se cierra el circuito de la falla.

3.1.2. Normas aplicables y reglamentaciones

Las normas establecidas para evitar accidentes eléctricos que provoquen incendios por cortocircuito, flameo o arcos eléctricos son el NEC, NFPA, NEC (siglas del nombre en inglés national electrical code) y NFPA (siglas del nombre en inglés National Fire Protection Association). El artículo 250 de NFPA aborda el dimensionamiento correcto y medida necesaria en un sistema de puesta a tierra.

El artículo 250.81 de la NFPA 70 se refiere a los sistemas de puesta a tierra de las maneras más viables de la instalación de estos en edificios. Centra su atención en la tubería metálica, anillos y varillas de tierra. Esta norma trabaja de la mano con el artículo 250.83 de la misma normativa, la cual enfoca la sustitución de electrodos si no se consiguesen los especificados en la normativa, como en los siguientes casos:

- Sistemas o estructuras locales metálicas soterrados, como los de tuberías y tanques soterrados.

- Electrodo de barra o tubería.
- Electrodo de plancha.

En lo que concierne La Norma NFPA 78 se refiere a la protección contra rayos y puesta a tierra común. Su finalidad es lograr una tierra común en cualquier estructura por su metodología. Para instalaciones donde la mayoría de la carga es electrónica, como el servicio de computación, el apéndice B (645-4) de la norma NFPA 75 se refiere a que las partes metálicas expuestas, involucradas en un sistema de procesamiento de datos, aunque no conduzcan corriente, deberán estar aterrizadas al sistema de tierra común.

El uso de las barras, conductores y electrodos usados en la puesta a tierra de pararrayos se aborda en el artículo 250.86 que sustituiría a la sección 250.83. Los circuitos de comunicación son previstos por el apartado 800-33, que se refiere a los cables de comunicación que penetran al edificio, sus características de forro y la instalación de puesta a tierra lo más cercana a su entrada el cual deberá tener valor de 0 ohm, sin embargo, en la NFPA, IEEE han normado el valor alrededor de los 5 ohm. El NEC ha indicado los valores de impedancia que deberán respetar estos sistemas:

- 25 ohm en el sistema de conexión a tierra física
- 5 ohm en instalaciones con equipo sensible o telecomunicaciones

El electrodo de tierra física debe tener una profundidad de 2,5 metros (8 pies) según el artículo 250-83-3 del NEC, se debe tomar en cuenta la longitud y diámetro del electrodo, conjuntamente con el diseño del sistema de conexión a tierra. La profundidad del electrodo es muy importante en el diseño, si el terreno lo permite, en el caso de duplicar la profundidad, es posible reducir el nivel de

resistencia a tierra hasta un 40 %. En el diámetro solamente se consigue una reducción del 10 %.

En Guatemala, los usuarios regulados en baja tensión con demanda menor a 11 kVA y nivel de tensión menor a los 1 000 V se rigen por la norma técnica NT 2.00.01 Normas de Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A.

Estos dependen de las necesidades que tiene el usuario conectado a la red, desde una residencia hasta una fábrica, todas con potencia demandada de 11 kW. Si no existiese un voltaje específico, se debe consultar a la distribuidora encargada o arreglar los transformadores para obtener la tensión deseada.

Para cualquiera de estas conexiones cada usuario deberá cumplir con la instalación de una acometida que dependerá de la potencia requerida, la longitud máxima de la misma será de 40 metros donde sea técnicamente posible instalarla. Los requisitos constructivos para el suministro a cargas individuales monofásicas se clasifican según su límite de potencia demandada, estas clasificaciones son las siguientes:

- Cargas monofásicas hasta 10 KVA
- Cargas monofásicas entre 10 y 25 KVA

El servicio deberá ser instalado en conjunto con su medidor en dirección hacia la vía pública, la misma no se podrá instalar en forma lateral ni mucho menos en forma opuesta a la calle. Las cajas deberán ser metálicas o de policarbonato deberán cumplir con las alturas establecidas por la distribuidora.

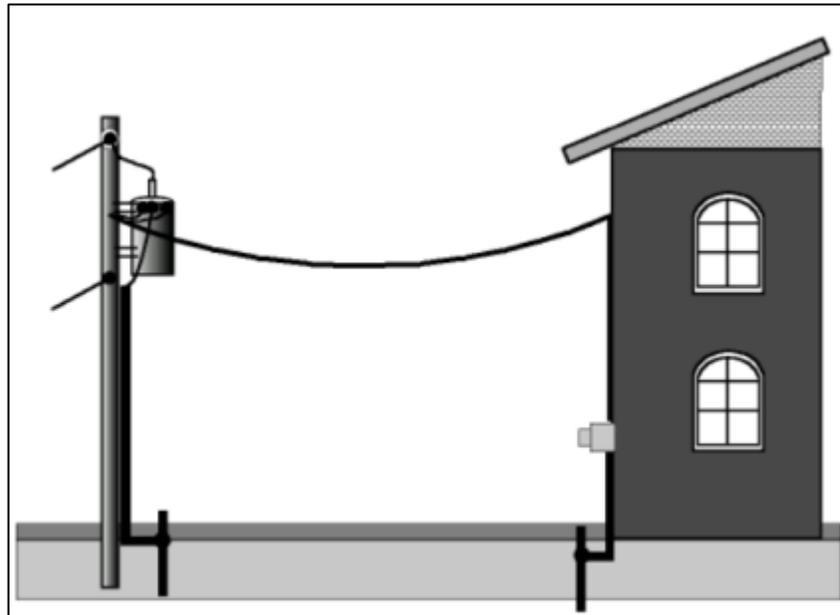
Para cargas monofásicas hasta 10 kVa la caja metálica tipo *socket* deberá ser instalada a una altura de 2,70 metros \pm 10 centímetros. La altura de la caja de policarbonato será de 1,80 metros \pm 10 centímetros.

- Sin embargo, para las cargas monofásicas de 10 kVA se deberá cumplir:
 - Instalado con 4 varillas de hierro con diámetro de 3/8 pulgadas como mínimo.
 - En casa unidas podrán instalarse en una sola columna viendo hacia la vía pública.
 - La acometida podrá ser aérea o subterránea.
 - La acometida subterránea deberá ser pagada por el interesado en este caso el usuario que requirió dicha instalación.

Las acometidas mencionadas deberán de poseer un medio de desconexión comúnmente utilizado como interruptor automático, el cual deberá ser independiente del tablero general si exceden los 10 metros de distancia entre ambos.

El mínimo del diámetro de tubería deberá ser de una pulgada y un cuarto en lo que concierne a tubería Conduit. Para cargas monofásicas como trifásicas de hasta 500 kVA deberá ser de 2 pulgadas, usando una caja *socket* para el medidor de 200 Amperios requerido, Esta conexión deberá insertarse en la caja del medidor, como se muestra en la figura 13.

Figura 13. **Esquema de conexión poste distribuidor y acometida**



Fuente: CNEE. *Esquema de conexión poste distribuidor y acometida.*

<http://www.cnee.gob.gt/estudioselectricos/Normas%20Tecnicas/05%20NTDOID.pdf>. Consulta:
21 de abril del 2019.

3.1.3. Tipos de conexión a la red

En Guatemala, para que un usuario pueda conectarse a la red de distribución se debe regir por las normas de condiciones generales para el servicio en baja tensión, como a sus requisitos constructivos para acometidas de servicio eléctrico (NT 2.60.03). Esta normativa trata y define los requisitos constructivos que deberá cumplir el usuario como establece los que serán aplicados para usuarios monofásicos como trifásicos con servicio de suministro menor a los 1 000 voltios.

El sistema de conexión eléctrica se realiza desde el poste de distribución, que puede tener niveles de tensión de 13,8 hasta 34,5 kV, tiene instalado en el mismo un transformador de distribución cuya función es bajar el nivel de tensión. Los niveles de tensión son los siguientes:

- 120/240 Voltios 1 fase 3 hilos
- 120/208 Voltios 1 fase 3 hilos
- 120/240 Voltios 3 fases 4 hilos
- 120/208 Voltios 3 fases 4 hilos
- 240/480 Voltios 3 fases 4 hilos
- 277/480 Voltios 3 fases 4 hilos

Los cables se conectan a una acometida la cual tiene un medidor de energía y una caja de protección que puede ser tipo *socket* o de policarbonato con grado de protección IP 3R. Esta se conecta a un tablero de distribución también conocido como centro de carga que distribuye la energía por medio de un sistema de protección coordinado a diferentes niveles, como se muestra a continuación.

3.2. Configuración de sistemas eléctricos para usuarios regulados

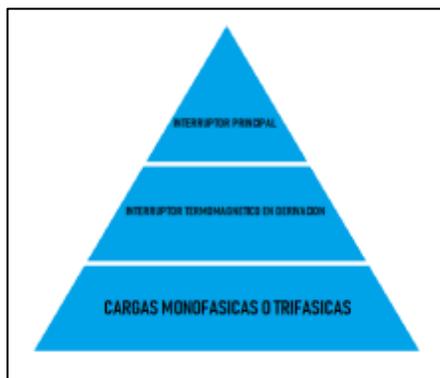
Los diagramas unifilares muestran las conexiones que existen en los componentes instalados en un sistema eléctrico. Son esenciales refieren a una sola línea, la cual indica conexiones entre diferentes elementos, tanto de conducción como protección como control. Estos diagramas pueden ser de control como de potencia y tienen diferentes niveles en su estructura misma, los niveles son:

- Bloque de alimentación

- Bloque de protección
- Bloque de carga

Estos diagramas cumplen normativas americanas como es el caso del Instituto Nacional de Normas Americanas (ANSI), El Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE) los cuales han publicado un conjunto de símbolos estándar para los diagramas mismos.

Figura 14. **Jerarquía de sistema de protección monofásico/trifásico**

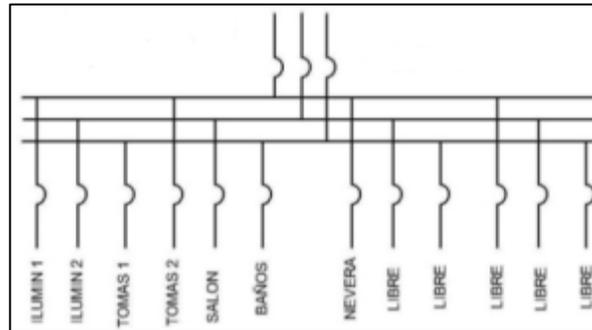


Fuente: elaboración propia, empleando Photoshop.

3.2.1. Diagramas unifilares y trifilares

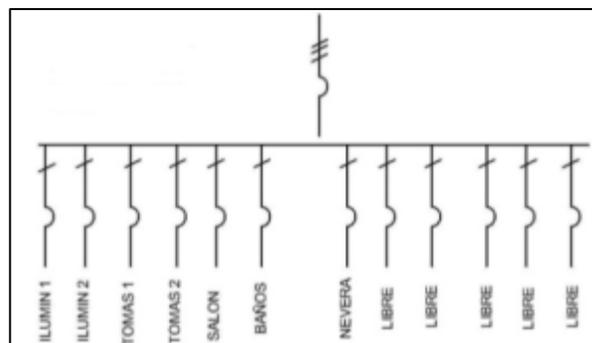
El diagrama se simplifica mediante símbolos estándar en lugar de sus circuitos equivalentes. Se denomina diagrama unifilar o de una línea para sistemas monofásicos. En el caso de sistemas trifásicos existen tres líneas de conexión las cuales conforman el diagrama. A continuación, se muestra una transformación de los diagramas mismos.

Figura 15. **Diagrama trifilar**



Fuente: elaboración propia, empleando Photoshop.

Figura 16. **Diagrama unifilar**



Fuente: elaboración propia, empleando Photoshop.

El diagrama muestra:

- Protección de los conductores
- Ubicación correcta de los dispositivos de protección
- Ubicación de alimentadores y ramales

4. FALLAS Y PUESTA A TIERRA

4.1. Falla de sistemas eléctricos

Los sistemas eléctricos sufren de fallas ocasionadas por factores, como las condiciones atmosféricas y maniobras incorrectas de los equipos. Por eso, los sistemas eléctricos deben contar con dispositivos de protección y un sistema de tierras adecuado para los equipos de cualquier sobretensión y sobrecorriente.

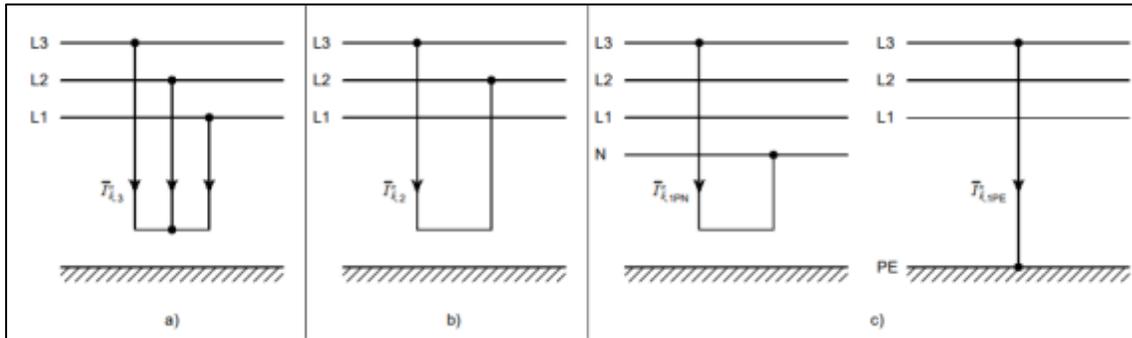
4.1.1. Definición y tipos de fallas

Las fallas eléctricas son las anomalías en un circuito cerrado. Pueden provocar daños irreparables para los equipos conectados a la misma red. En esta sección se explicarán los más relevantes y comunes.

4.1.2. Falla de cortocircuito

Es la falla que ocurre cuando dos puntos con potenciales eléctricos diferentes tienen una baja impedancia entre ellos produciendo un arco eléctrico. Ocurre entre potenciales de fase o con un potencial de tierra. El fallo, normalmente, ocurre por una selección inadecuada del conductor, el aislante de este y su calibre.

Figura 17. Tipos de cortocircuitos trifásicos



Fuente: IIE. *Tipos de cortocircuitos trifásicos.*

https://iie.fing.edu.uy/ense/assign/iiee/Documentos/Teorico/Calculo_de_las_corrientes_de_cortocircuito.pdf. Consulta: 25 de abril del 2019.

- Trifásico equilibrado
- Dos fases aislado
- Monofásico fase-tierra, neutro

La corriente a plena carga de un sistema se puede calcular de la siguiente manera:

$$I_L = \frac{E}{Z_G + Z_C + Z_L}$$

Donde:

E: tensión eficaz de la fuente

Z_G : impedancia de la fuente

Z_C : impedancia del cable

Z_L : impedancia de la carga

La impedancia de la carga es muy superior a la impedancia de los instrumentos utilizados para la conexión de dicha instalación (cable como fuente) por lo tanto se hace la siguiente homología:

$$I_L = \frac{E}{Z_L}$$

Significa que la corriente cortocircuito queda limitada por la impedancia de los componentes del sistema, en cortocircuito franco esto sería así:

$$I_{cc} = \frac{E}{Z_G + Z_C}$$

4.1.3. Falla por sobretensiones

Es la falla que ocurre cuando la tensión nominal en el sistema supera el valor máximo que esta puede generar, el valor puede durar poco, en la escala de los segundos, pero ser muy crítica para el sistema. La sobretensión fase-tierra se define de la siguiente manera:

$$U_{f-t} = \frac{U_m \times \sqrt{2}}{\sqrt{3}}$$

Donde:

U_m : Es la tensión nominal del sistema

U_{f-t} : Tensión de falla fase a tierra

En el caso del valor de la falla entre fases, no es más que decir el valor relativo reflejado con la constante K y expresado de la siguiente manera:

$$U_{f-f} = k \times \sqrt{3} = \frac{U_m \times \sqrt{2}}{\sqrt{3}}$$

Donde:

U_m : Es la tensión nominal del sistema

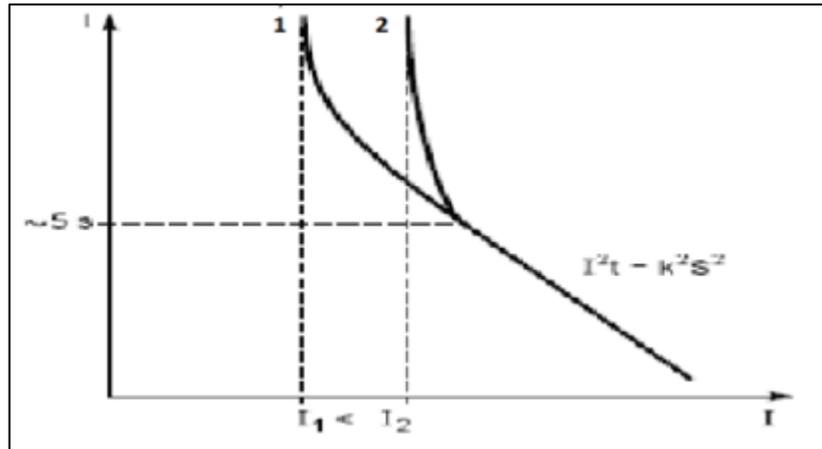
U_{f-t} : Tensión de falla fase a tierra.

Las causas más comunes de estas fallas son las descargas atmosféricas, esta ocurre por el efecto capacitivo que tienen las nubes con el potencial a tierra, al momento de producirse una descarga estas buscan el potencial más cercano para desahogar dicha descarga, en caso la estructura instalada.

4.1.4. Corriente de cortocircuito

El fenómeno de cortocircuito en instalaciones eléctricas es crítico, se comporta como la desaparición intempestiva de la aislación relativa de los conductores de tensión diferente que poseen la misma fuente, sin ningún tipo de interposición de una impedancia, para lo cual se utilizan las curvas de intensidad en función del tiempo, como se muestra en la figura 18.

Figura 18. **Comportamiento de conductor en función vs temperatura**



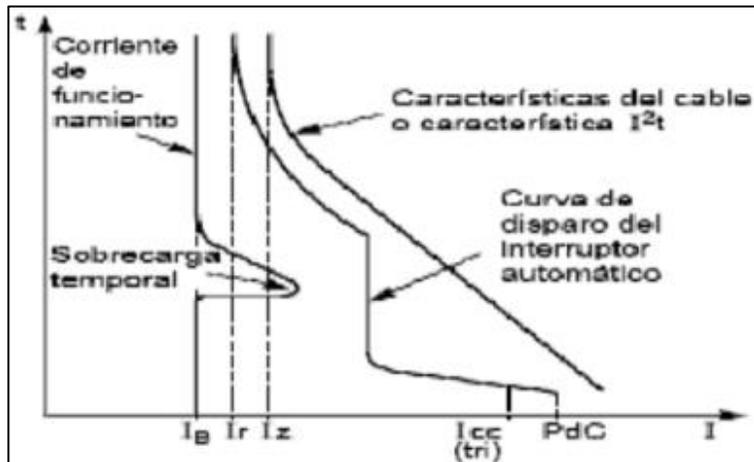
Fuente: "THOMASSET, Georges. *Cálculo de corrientes de corto circuito*. p. 7.

Es importante establecer la corriente máxima de cortocircuito tanto para establecer el diseño de los interruptores automáticos y cierres de los enclaves aguas abajo de los equipos de protección como la corriente mínima de cortocircuito para establecer las curvas de protección de los interruptores involucrados. La corriente de cortocircuito se tiene que limitar a su tiempo de corte (t_c) lo cual conlleva a los limitantes del cable utilizado como se puede observar en la siguiente fórmula:

$$\int i^2 \times dt \leq K^2 \times S^2$$

Donde S es la sección transversal de los conductores y K es una constante que dependerá de la instalación en sí, factores que se pueden observar en la figura 19.

Figura 19. **Protección de un circuito**

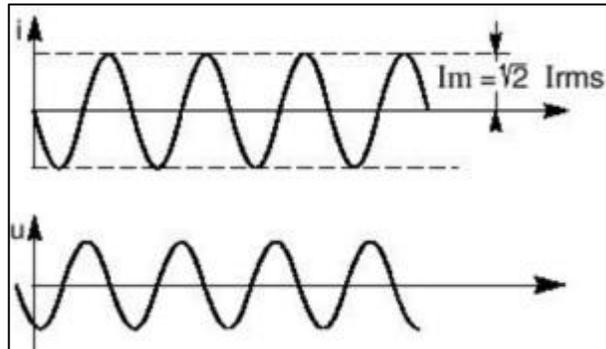


Fuente: "THOMASSET, Georges. *Cálculo de corrientes de corto circuito*. p. 7.

La amplitud de la corriente de cortocircuito dependerá del momento, ubicación, topología y duración de la falla que provoque esta corriente. Según el momento de la falla, la corriente puede adquirir dos amplitudes características, simétrica o asimétrica

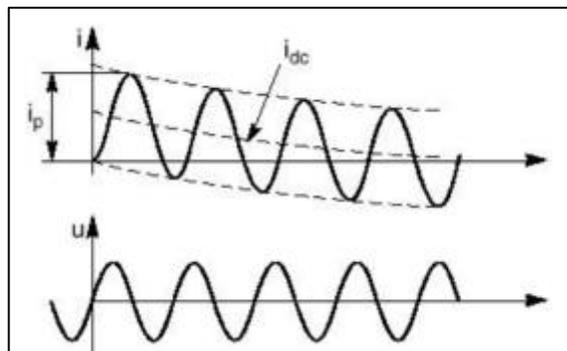
En la figura 20 se muestra una falla simétrica instantánea, sin embargo, en pruebas de corriente de cortocircuito los valores recopilados serán valores de corrientes simétricas rms, las cuales que en general son de menor amplitud que las corrientes asimétricas, las ocurren cuando la fuente alimentadora es igual a cero, tal como se muestra en la figura 21.

Figura 20. **Cortocircuito simétrico**



Fuente: OOCITI. *Cortocircuito simétrico*. <http://www.oocities.org/stselectricos/clase3.pdf>.
Consulta: 08 de mayo del 2019.

Figura 21. **Cortocircuito asimétrico**



Fuente: OOCITI. *Cortocircuito asimétrico*. <http://www.oocities.org/stselectricos/clase3.pdf>.
Consulta: 08 de mayo del 2019.

Para fines prácticos, como es imposible determinar la tipología de la falla, se realizará el dimensionamiento de equipo y conductores capaces de soportar valores asimétricos. Según el tiempo que dura dichas fallas se pueden definir como se muestra en la tabla VI.

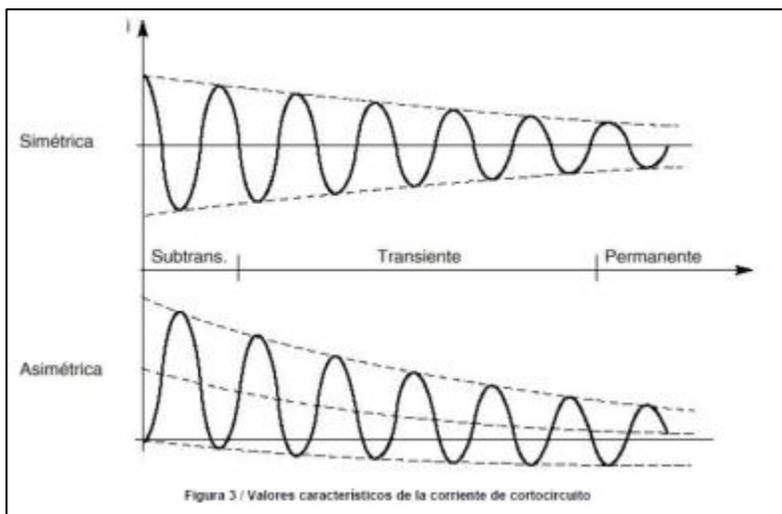
Tabla VI. **Valores característicos**

Valores Característicos	Duración (s)
Subtransiente	$0 < t < 0,1$
Transiente	$0,1 < t < 0,3$
Permanente	$t > 0,3$

Fuente: elaboración propia.

En la figura 22 se muestra cómo, una falla asimétrica, puede convertirse en simétrica, solo cuando esta alcanza un nivel permanente, lo cual en la vida real no sería viable cuando la falla cambie de estado, la instalación eléctrica estaría destruida en su totalidad.

Figura 22. **Valores característicos de la corriente de cortocircuito**



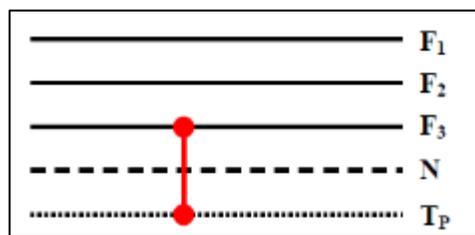
Fuente: OOCITI. *Valores característicos de la corriente de cortocircuito.*
<http://www.oocities.org/stselectricos/clase3.pdf>. Consulta 10 de mayo del 2019.

Los dispositivos de protección contra tipo de fallas están diseñados para abrir el circuito en un tiempo no superior a los 10 ms (0,01 segundos). Para determinar la capacidad de ruptura de estos dispositivos se deberá considerar el estado subtransiente por defecto.

La amplitud de la falla dependerá, proporcionalmente, de la impedancia conformada por los conductores involucrados en el camino de la circulación de la corriente. Cuanto más cerca de la fuente de alimentación se ubique, la impedancia de falla será menor, como si ocurriese a un nivel lejano.

Las fallas, según su tipología, pueden ocurrir en cortocircuito trifásico, bifásico o monofásico. En el cortocircuito trifásico, su baja impedancia de línea es notoria, el caso de la falla bifásica es diferente cuando existe una impedancia de línea mayor, pero no a niveles de la falla monofásica a neutro o a tierra como se muestra en la figura 23.

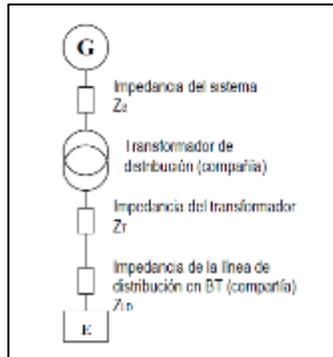
Figura 23. **Cortocircuito monofásico a tierra**



Fuente: Cahier techiq. *Cortocircuito monofásico a tierra*. <http://www.CahiertechiqN158>.
Calculation of short-circuit currents by Schneider Electric. Consulta: 10 de mayo del 2019.

En las instalaciones de baja tensión, el sistema compuesto de red y servicio conectado a esta se puede representar con el diagrama de impedancias en la figura 24.

Figura 24. Impedancia del elemento fuente



Fuente: Cahier techiq. *Impedancia del elemento fuente*. [http://www. Cahier techiq N 158](http://www.Cahier_techiq_N_158)
“Calculation of short-circuit currents” by Schneider Electric. Cahier techiq”. Consulta: 11 de mayo del 2019.

$$Z_s = \frac{U^2}{1\,000 \times P_{CC}}$$

Donde

Z_s = Impedancia del sistema ($m\Omega$)

U = Tension de linea del sistema (kV)

P_{CC} = Potencia de corto circuito (W)

4.1.4.1. Efecto de cortocircuito en redes eléctricas

Para los conductores que, en función de sus características, presentaran una determinada resistencia y reactancia a la corriente de cortocircuito, se calcula de la siguiente fórmula:

$$R_c = \frac{R_m \times L_c}{S_c}$$

Donde:

R_c = resistencia del conductor (Ω)

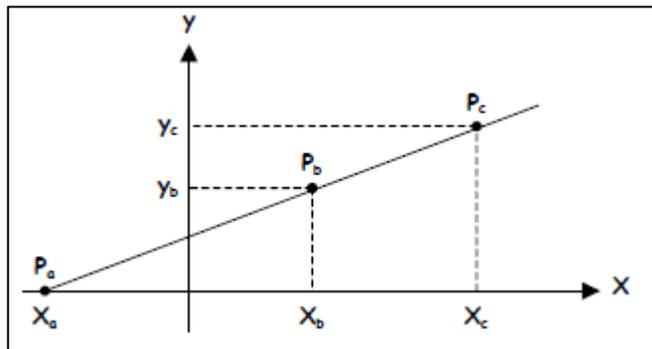
R_m = resistividad del material ($\Omega \times m$)

L_c = longitud del material (m)

S_c = seccion del conductor (mm^2)

Quando sucede una falla, la operación máxima de los equipos de protección termomagnético sucede a los 10 ms, donde la temperatura puede llegar a los 82,5 °C. El objetivo primordial es encontrar la resistividad del cobre o elemento por utilizar en la temperatura de cortocircuito, teniendo como referencia una temperatura de ambiente que redondea los 20 °C, como se puede observar en la figura 25.

Figura 25. **Gráfica de resistividad del conductor**



Fuente: Cahier techiq. *Gráfica de resistividad del conductor*. Cahier techiq N 158 Calculation of short-circuit currents” by Schneider Electric. Cahier techiq. Consulta: 12 de mayo del 2019.

Donde:

$X_a =$ Temperatura a la cual el conductor presenta una resistividad nula ($^{\circ}\text{C}$)

$X_b =$ Temperatura inicial ($^{\circ}\text{C}$)

$Y_b =$ Resistividad del cobre para X_1 ($\text{m}\Omega$)

$X_c =$ Temperatura final de falla ($^{\circ}\text{C}$)

También, para distinto tipo de fallas, se debe considerar la reactancia del conductor la cual está dada de la siguiente forma:

$$X_c = k \times L_c$$

Donde:

$X_c =$ reactancia del conductor ($\text{m}\Omega$)

$k =$ constante para conductores unipolares o multipolares

$L_c =$ longitud del conductor (m)

El comportamiento de la amplitud asimétrica de la corriente de falla dependerá del factor de potencia del punto donde se genera el cortocircuito, factor de potencia se denota en la siguiente fórmula:

$$\text{COS } \phi_{CC} = \frac{\sum_{i=1}^n R_i}{\sqrt{(\sum_{i=1}^n R_i)^2 + (\sum_{i=1}^n X_i)^2}}$$

Donde:

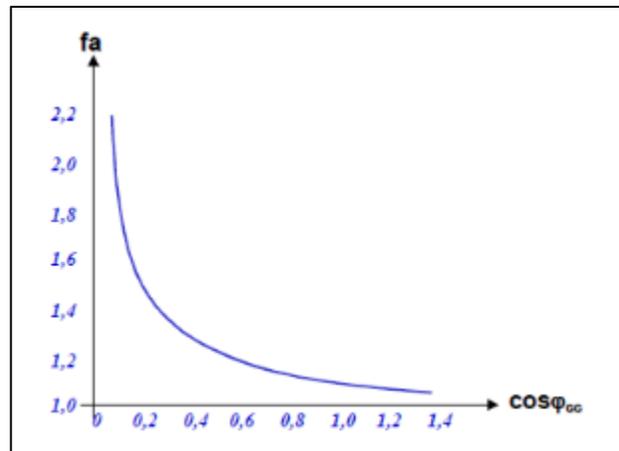
$\text{COS } \phi_{CC} =$ factor de potencia en el punto de la falla.

$R_i =$ resistencia desde el transformador hasta el punto de falla ($\text{m}\Omega$)

$X_i =$ reactancia desde el transformador hasta el punto de falla ($m\Omega$)

Para obtener un valor simétrico de la corriente de cortocircuito, se calcula el factor de asimetría de la figura 26 y se multiplica con el valor de corriente de cortocircuito simétrica, obteniendo así su valor simétrico.

Figura 26. **Gráfica para la obtención del factor de asimetría**



Fuente: Cahier techiq. *Gráfica para la obtención del factor de asimetría*. Cahier techiq N 158 "Calculation of short-circuit currents" by Schneider Electric. Cahier techiq. Consulta: 12 de mayo de 2019.

4.1.4.2. Dimensionamiento de la corriente de corto circuito I_{cc}

Existen diferentes métodos para el dimensionamiento de la corriente de cortocircuito en cualquier punto de la instalación, los más importantes son mencionados a continuación:

- Método de las impedancias

- Método de composición
- Método convencional
- Método simplificado

El método de las impedancias puede calcular la corriente de falla con una precisión aceptable, básicamente, suma las diferentes resistencias y reactancias que intervienen en el área de la falla, donde se añaden los generadores hasta el punto a convenir, donde la corriente I_{cc} , según la ley de Ohm, se establece de la siguiente forma:

$$I_{cc} = \frac{U_n}{\sum Z}$$

Para utilizar el método, se deben conocer las características de los elementos involucrados en la instalación (fuentes como conductores). En caso contrario, se aplica el método de composición que es cuando se desconocen las características de la alimentación. El factor de potencia de cortocircuito denotado como $\cos(\varphi_{cc}) = \frac{R}{Z}$ se toma igual, para decir que las impedancias elementales de dos partes consecutivas tienen el valor de su argumento suficiente próximo, para obtener el valor del módulo de las corrientes de cortocircuito. El método únicamente es válido para instalaciones de potencia inferior a 800 kVA.

El método convencional, parte del cálculo de las corrientes de cortocircuito mínimas y las corrientes de falla en los extremos de la red, esto sin conocer las impedancias ni el valor de la I_{cc} de la instalación aguas arriba del circuito. El método asume que la tensión en el origen del circuito durante el tiempo de falla es un 80 % de la tensión nominal. Sin embargo, no toma en cuenta el valor de las impedancias de los conductores, pero sí un coeficiente para incluir su inductancia (1,5 para 150,2 mm, 1,2 para 185,2 mm).

$$I_{CCk\theta} = \frac{U_L}{k \times (Z_T + Z_{LF})}$$

Donde:

$I_{CCk\theta}$ = corriente de cortocircuito simétrico trifásico (kA)

U_L = Tensión de línea (V)

Z_T = Impedancia del transformador (mΩ)

Z_{LF} = Impedancia del línea a fase (mΩ)

k = constante según el sistema trifásico o bifásico

Trifásico: $\sqrt{3}$

Bifásico: 2

En circuitos monofásicos con hilo de neutro se le suma la impedancia de línea neutro:

$$I_{CC1N\theta} = \frac{U_L}{k \times (Z_T + Z_{LF} + Z_N)}$$

Donde:

$I_{CC1N\theta}$ = corriente de cortocircuito simétrico trifásico (kA)

U_L = Tensión de línea (V)

Z_T = Impedancia del transformador (mΩ)

Z_{LF} = Impedancia línea a fase (mΩ)

Z_N = Impedancia del neutro (mΩ)

Por último, se considera los sistemas de tierra donde se toma en cuenta la impedancia de línea de tierra:

$$I_{CCK\theta} = \frac{U_L}{k \times (Z_T + Z_{LF} + Z_{LT})}$$

Donde:

$I_{CCK\theta}$ = corriente de cortocircuito simétrico trifásico (kA)

U_L = Tensión de línea (V)

Z_T = Impedancia del transformador (mΩ)

Z_{LF} = Impedancia de línea a fase (mΩ)

Z_{LT} = Impedancia de línea de tierra (mΩ)

k = constante según el sistema trifásico o bifásico

Trifásico: $\sqrt{3}$

Bifásico: 2

Estos son los sistemas posibles donde la falla puede producirse. Existirán variaciones, como el número y cantidad de carga instalada la cual influirá en el diseño de la corriente de cortocircuito. Esta corriente servirá para determinar las protecciones desde la fuente hasta la carga instalada.

4.1.4.2.1. Métodos para el cálculo

Por los altos picos de corriente ocurridos en periodos muy cortos, el efecto de la corriente de cortocircuito en la red es altamente perjudicial, por lo mismo esta deberá considerarse en la selección de los tableros eléctricos, esta corriente es dependiente del nivel de tensión y del número de barra donde ocurra la falla. Por lo mismo, existen 3 métodos importantes para la obtención de la corriente de cortocircuito, los cuales son:

- El método de las impedancias
- El método de composición
- El método convencional

4.1.4.2.2. Método de las impedancias

Este permite determinar las corrientes añadidas en cualquier punto de la instalación, después los generadores, hasta el punto considerado; después se calcula también la impedancia correspondiente. La I_{cc} en una red trifásica se obtiene aplicando la ley de Ohm:

$$I_{cc} = \frac{\frac{U_n}{\sqrt{3}}}{Z_{cc}}$$

Donde:

I_{cc} = Corriente de corto circuito (A).

U_n = Tensión nominal del sistema (V).

Z_{cc} = Impedancia total del sistema (Ω).

El valor de U_n no es más que el valor de tensión en vacío del transformador el cual se aproxima a un 3 % a 5 % del valor de bornes en la carga. Por lo tanto, la obtención de las impedancias del circuito es crítico, que comprenderá desde la fuente hasta el punto de falla. La misma estará representada de la siguiente forma:

$$Z_{cc} = \sqrt{(\sum R)^2 + (\sum X)^2}$$

Donde:

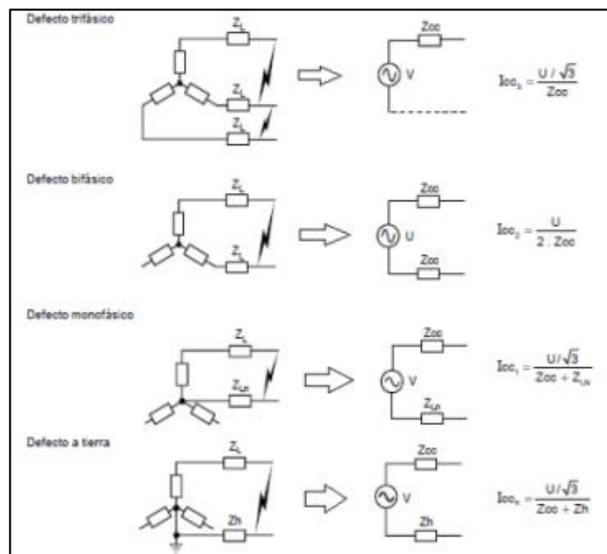
Z_{cc} = Impedancia de corto circuito

$\sum R$ = suma de las resistencias en serie

$\sum X$ = Suma de las reactancias en serie

Esto denota que el número de fases se relaciona con la magnitud de la falla, la magnitud está directamente involucrada con el sistema mismo, como lo describen los distintos tipos de falla en la figura 27.

Figura 27. **Diferentes corrientes de cortocircuito**



Fuente: THOMASSET, Georges. *Cálculo de corrientes de corto circuito*. p. 16.

Para aplicar el método se deben obtener las impedancias de cortocircuito, esta se obtiene una vez realizada la totalización de resistencias y reactancias del sistema.

Aguas arriba del sistema no se obtendrá nada más que la potencia de cortocircuito S_{cc} en el punto de conexión de red, la cual será suministrada por la distribuidora a cargo, con dato la impedancia de ese punto es:

$$Z_a = \frac{U^2}{S_{cc}}$$

Donde:

$Z_a =$ Impedancia del punto de conexión a la red.

$U =$ Tensión nominal del sistema.

$S_{cc} =$ Potencia de cortocircuito del punto de conexión a la red.

Y la impedancia interna del transformador se calcula a partir de la tensión de cortocircuito U_{cc} la cual será expresada en %.

$$Z_T = U_{cc} \frac{U^2}{S_n}$$

Donde:

$Z_T =$ Impedancia del transformador.

$U =$ Tensión nominal en el primario para provocar I_{cc} en el secundario.

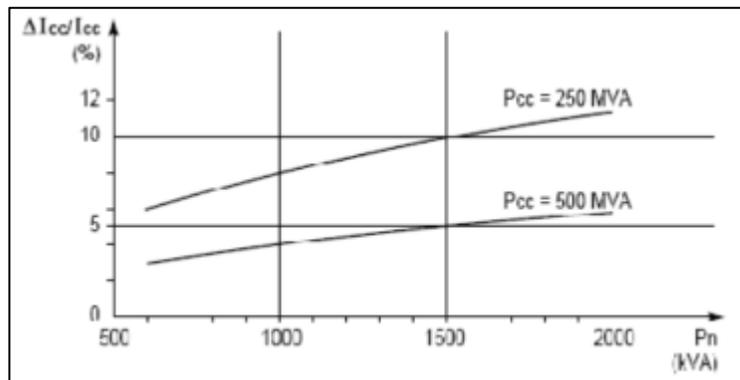
$S_n =$ Potencia aparente del transformador.

Obtenidos los factores del transformador internos y externos, en términos de impedancia, se obtiene la corriente de cortocircuito:

$$I_{cc} = \frac{U}{\sqrt{3}(Z_A + Z_T)}$$

Se establece también que si no se considera el punto de conexión de red en el cálculo de la Icc se produce un error en el dato, esto ocurre aguas arriba del transformador como podemos observar en la figura 28:

Figura 28. **Error de Icc despreciando punto de conexión aguas arriba del transformador Za**



Fuente: THOMASSET, Georges. *Cálculo de corrientes de corto circuito*. p. 19.

En el caso de la impedancia de línea Z_L en baja tensión, depende de sus componentes (resistencia como reactancias unitarias) de su longitud, o la resistencia unitaria R_L de las líneas, cables y juegos de barra. Se calcula con la siguiente ecuación:

$$R_L = \frac{\rho}{S}$$

Donde:

S = Sección del conductor

ρ = Resistividad del conductor, teniendo en cuenta la corriente de Icc

La resistividad del conductor tiene una gran importancia dependiendo de la lcc que transmitirá el mismo, cambiará sus características elementales, como se muestra en la tabla VII.

Tabla VII. **Resistividad del conductor con base en la lcc**

Regla	Resistividad (*)	Valor de la resistividad ($\Omega \text{ mm}^2/\text{m}$)		Conductores afectados
		Cobre	Aluminio	
Corriente máxima de cortocircuito	$\rho_1 = 1,25 \rho_{20}$	0,0225	0,036	FASE-N
Corriente mínima de cortocircuito	$\rho_1 = 1,5 \rho_{20}$	0,027	0,043	FASE-N
Corriente de defecto en los esquemas TN e IT	$\rho_1 = 1,25 \rho_{20}$	0,0225	0,036	FASE-N (**) PE-PEN
Caída de tensión	$\rho_1 = 1,25 \rho_{20}$	0,0225	0,036	FASE-N (*)
Corriente de sobreintensidad para la verificación de las solicitaciones térmicas de los conductores	$\rho_1 = 1,5 \rho_{20}$	0,027	0,043	Fase-Neuro PEN-PE si incorporado en un mismo cable multiconductores
	$\rho_1 = 1,5 \rho_{20}$	0,0225	0,036	PE separado

(*) ρ_{20} Resistividad de los conductores a 20°C 0.018 $\Omega \text{ mm}^2/\text{m}$ para el cobre y 0.029 $\Omega \text{ mm}^2/\text{m}$ aluminio
(**) N la sección de los conductores de neutro es inferior a la de los conductores de fase

Fuente: THOMASSET, Georges. *Cálculo de corrientes de corto circuito*. p. 20.

Se pueden estimar los valores de reactancias en conductores menores a los 150 mm² en tensiones referidas a BT, estimando barras, juego de líneas y cables. Se desprecia todo tipo de impedancia generada en el punto de conexión de red que pueda generarse, los valores de las posibles reactancias generadas se pueden observar en la figura 29.

Figura 29. **Valor de reactancia del conductor según su topología de conexión**

Tipo de instalación	Juego de barras	Cable trifásico	Cables unipolares separados	Cables unipolares colocados en triángulo	3 cables en línea juntos	3 cables en línea separados «d»:
						d = 2r d = 4r
Esquema						
Reactancia unitaria valores extremos en mΩ/m	0,15	0,08	0,15	0,085	0,095	0,145 0,19
Reactancia unitaria valores extremos en mΩ/m	0,12-0,18	0,06-01	0,1-0,2	0,08-0,09	0,09-01	0,14-0,15 0,18-0,20

Fuente: THOMASSET, Georges. *Cálculo de corrientes de corto circuito*. p. 19.

En el caso de las máquinas giratorias que se ejemplifican con los generadores, es un porcentaje el que se obtiene como resultado el cual se muestra de la siguiente forma:

$$Z = \frac{X}{100} \times \frac{U^2}{S_n}$$

Donde:

U = Tension nominal en vacio

S_n = Potencia del alternador

X = U_{cc} de los transformadores

En el caso de las máquinas asíncronas como motores y compensadores, su comportamiento es similar a los alternadores en corto circuito, inyectan una corriente que representa un porcentaje de la reactancia de estos, como se muestra en la figura 30.

Figura 30. **Reactancia % de máquinas asíncronas**

Tipo	Reactancia Subtransitoria	Reactancia Transitoria	Reactancia Permanente
Motores de velocidad	15	25	80
Motores lentos	35	50	100
Compensadores	25	40	160

Fuente: GONZÁLES JIMÉNEZ Gerzon Aarón. *Selección y coordinación de protecciones para baja tensión*. p. 136.

Cuando ocurre un cortocircuito en estos motores, estos generan una intensidad que se amortigua rápidamente, a la que se le atribuye una impedancia subtransitoria del 20 % al 25 %. Esto hace que en instalaciones de BT donde hayan instalados muchos motores con potencia pequeña se realice la sumatoria de intensidades nominales de todos los motores instalados. Se recomendará tomar un valor de 0,15 Ω de reactancia y despreciar su resistencia al momento de elegir el interruptor automático que protegerá dichos motores.

En este procedimiento la impedancia se divide por el cuadrado de la tensión nominal del circuito. Una vez se han definido las impedancias relativas del sistema la corriente de cortocircuito se puede definir como:

$$I_{CC} = \frac{1}{\sqrt{3} \times U} \frac{1}{\sum Z_R}$$

Donde:

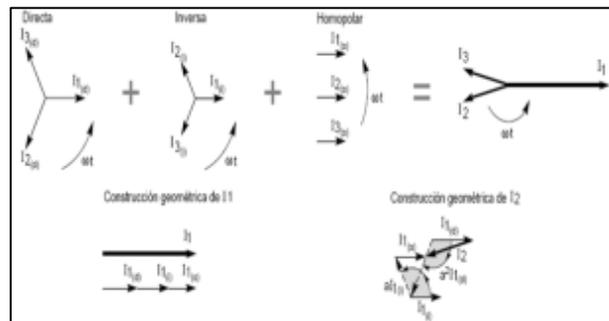
Z_R = Es el total de las impedancias relativas del sistema

U = Tension nominal del sistema.

4.1.4.2.3. Método redes radiales con la ayuda de componentes simétricas para la obtención de Icc

El método utiliza el principio de superposición, el sistema se define tomando la corriente I_1 como referencia de rotación como se observa en la figura 31.

Figura 31. **Suma vectorial de sistemas trifásicos directo, inverso y homopolar**



Fuente: THOMASSET, Georges. *Cálculo de corrientes de corto circuito*. p. 29.

Donde:

I_{1d} componente directa

I_{1i} componente inversa

11o componente homopolar

Las impedancias simétricas que resultan de estas corrientes están definidas como:

$$Z_d = \frac{V_d}{I_d}, Z_i = \frac{V_i}{I_i}, Z_o = \frac{V_o}{I_o},$$

El método es aplicable en conexiones para sistemas donde su tensión como su corriente no sean valores simétricos (desfases diferentes de 120 grados) o en el caso de un cortocircuito monofásico, bifásico, y la combinación de estos con tierra.

4.1.4.2.4. Método usando la norma IEC 60909 y norma IEEE

Es aplicable a niveles de tensión menores de los 230 kV donde el fin primordial es encontrar la corriente máxima de cortocircuito la cual servirá para la dimensión de materiales y la corriente mínima de cortocircuito para ajustar las protecciones instaladas. La norma IEC 60781 servirá como procedimiento utilizando como base la normativa IEC 60909, los pasos a seguir son los siguientes:

Se calcula la tensión en el punto de falla incluyendo un factor c el cual incluirá las variaciones en el espacio/tiempo, algún cambio que se produzca en las conexiones de los transformadores y, por último, se contempla el comportamiento subtransitorio de las máquinas giratorias (motores como alternadores), la fórmula está dada de la siguiente forma:

$$U_{eq} = \frac{U_n \times c}{\sqrt{3}}$$

Los valores incluidos en la norma respecto al valor del factor de tensión se especifican en la tabla VIII.

Tabla VIII. **Valor de factor c para BT y AT**

Tensión Nominal en Baja Tensión (V)	Factor de tensión c para el cálculo de (Icc máx.)	Factor de potencia para el cálculo de (Icc min)
230-400 V	1	0,95
Otros	1,05	1
AT 1 000 a 230 000	1,1	1

Fuente: elaboración propia.

- Se determina la impedancia equivalente directa, inversa y homopolar, aguas arriba de la falla.
- Con las componentes simétricas se calcula la Icc inicial.
- Se calculan todos los posibles valores de Icc (mínimos, máximos en su estado permanente).

En la tabla IX se obtienen valores de corriente según su impedancia, según su tipología de conexión, usando las impedancias simétricas del sistema (Z_d , Z_i , Z_o), también envuelve las impedancias de cortocircuito (Z_{cc}) las de tierra (Z_t). El método distingue dos casos: el primero cuando el cortocircuito está alejado de los alternadores como las redes no tienen componente alterna amortiguadora y los casos donde los cortocircuitos cercanos a los alternadores corresponden a redes para las que las Icc tienen componentes alternas amortiguadas.

Tabla IX. Valores de Icc en función de la impedancia de una red

Tipo de cortocircuito	I _k " Caso general	Defecto alejado de los generadores
Trifásico (Zt cualquiera)	$= \frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3} Z_d }$	$= \frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3} Z_d }$
<p>En los dos casos, la corriente de cortocircuito sólo depende de Z_d. Generalmente Z_d se reemplaza por Z_k: impedancia de cortocircuito en el punto del defecto con $Z_k = \sqrt{R_k^2 + X_k^2}$, donde R_k es la suma de las resistencias de una fase conectadas en serie, X_k es la suma de las reactivancias de una fase conectadas en serie</p>		
Bifásico aislado (Zt = ∞)	$= \frac{c \cdot U_n}{ Z_2 + Z_1 }$	$= \frac{c \cdot U_n}{2 Z_d }$
Monofásico	$= \frac{c \cdot U_n \sqrt{3}}{ Z_2 + Z_1 + Z_0 }$	$= \frac{c \cdot U_n \sqrt{3}}{ 2 Z_d + Z_0 }$
Bifásico a tierra (Zoc entre fases = 0)	$= \frac{c \cdot U_n \sqrt{3} Z_d }{ Z_2 \cdot Z_1 + Z_1 \cdot Z_0 + Z_2 \cdot Z_0 }$	$= \frac{c \cdot U_n \sqrt{3}}{ Z_d + 2 Z_0 }$

Fuente: THOMASSET, Georges. *Cálculo de corrientes de corto circuito*. p. 19.

Para el cálculo del valor máximo como mínimo de la Icc se tendrá en cuenta que el factor “c” se utilizará para obtener el valor máximo de Icc y para comprender que los valores de resistencia de los elementos de conducción (líneas aéreas y conductores) estarán referidos a una temperatura de 20 °C.

Si el valor de Icc que se obtiene es mínimo, se deberá aplicar al factor “c” que corresponda a la tensión mínima de la red. Para ello, se definirá la configuración de red para que los generadores produzcan dicha tensión mínima, ignorar los motores y considerar la Icc para valores mayores de 20 °C.

4.1.4.2.5. Método de composición

Las impedancias de la instalación deberán sumarse vectorialmente para obtener una aproximación para el circuito en corto.

4.1.4.2.6. Método convencional

Determina las corrientes en corto circuito mínimas en la red sin conocer ninguna impedancia del sistema antes del punto analizado. El método no tiene en cuenta la reactancia de los conductores para secciones inferiores a 150 mm^2 . La influencia de las reactancias de los conductores se tiene en cuenta para las grandes secciones aumentando la resistencia de la tabla X.

Tabla X. **Porcentaje aumento de resistencia**

Sección (mm^2)	Aumento de resistencia (%)
150 mm^2	15
185 mm^2	20
240 mm^2	25
300 mm^2	30

Fuente: elaboración propia.

Para aplicarlo se deberá conocer las impedancias de cada uno de los elementos que constituyen la instalación, en el caso de los valores de impedancia/longitud de un tramo de conductor eléctrico, se pueden consultar las tablas 8, 9 del NEC 2008, donde se especifican los valores de resistencia y reactancia para cualquier calibre. Además, considera el método de entubado (Conduit de PVC, acero o aluminio) para una unidad longitudinal de conductor, dato deberá ser multiplicado por la longitud del cable en las unidades especificadas para determinar la impedancia total del conductor desarrollado.

Para la obtención de la impedancia de los motores se expresan bajo la forma de un porcentaje, como:

$$Z = \frac{x}{100} \times \frac{U^2}{S_n}$$

Donde:

$Z = Impedancia\ del\ motor\ (\Omega)$

$U = Tension\ nominal\ del\ sistema\ (V)$

$S_n = Potencia\ nominal\ del\ motor\ (VA)$

Para cualquiera de los métodos que se utilicen en el estudio de esta falla, se considerarán únicamente cargas estáticas, como equipos resistivos como cargas de iluminación a consideración de la norma IEEE 1584 los motores con capacidades menores a 50 Hp podrán ser despreciados solo si sea la proporción más grande de la carga instalada.

Si existen motores con la misma capacidad a la misma distancia del tablero eléctrico estos serán multiplicados por la cantidad de unidades y obtener la potencia total instalada de los mismos equivalentes:

$$H_p = N\ motor \times H_p\ Motor$$

Donde:

$N\ motor = numero\ de\ motores\ instalados$

$H_p\ Motor = Potencia\ de\ motor\ (kVA)$

La potencia de los motores instalados se basará en la información del fabricante. Si no se cuenta con ella, se calculará por medio de la norma IEEE 141-1993, la cual indica que la impedancia de un motor podrá ser aproximada

mediante la obtención de los datos de corriente a plena carga, corriente de arranque o rotor bloqueado. Se debe recordar que, en el funcionamiento magnético de un motor, el estado cero (arranque) de rotor bloqueado, aproxima al efecto de un cortocircuito. Por lo mismo, para el cálculo es muy importante el uso de la tabla 430.251(B) del NEC 2008. En ella se obtienen valores comunes de corriente de rotor bloqueado para diversas tensiones y potencias de motores comerciales. Además, mediante la utilización de la tabla 430.250 se obtiene la corriente a plena carga de los mismos motores para el cálculo de impedancia. Para la obtención de la impedancia de cada uno de los elementos en la instalación se deberá conocer la obtención de sus valores por unidad, como:

$$\text{Impedancia Base, } \Omega = \frac{\text{Impedancia real, } \Omega}{\text{Impedancia base, } \Omega}$$

Se deberá determinar el punto donde se analizará la falla, luego obtener la impedancia de cada uno de los equipos que estén conectados a la instalación además de los los motores, la red exterior y transformadores, los conductores eléctricos tienen un efecto considerable en el cálculo de cortocircuito. Para determinar el valor de impedancia p.u. es requerido el conocimiento del valor de impedancia en ohm, además del valor de impedancia base.

Una vez se han obtenido todos los valores de p.u. y se ha representado el circuito, se realiza la reducción del circuito al punto de falla a evaluar, considerando los elementos en serie como en paralelo con la ayuda de un software dedicado a la obtención de corriente de cortocircuito.

4.1.4.3. Equipo y tecnología

En la actualidad, para el análisis y la obtención del cortocircuito en un sistema de baja tensión, se utilizan herramientas virtuales para evitar pruebas destructivas que dañen el cable.

Estas herramientas, también conocidas como plataformas de diseño software, requieren un computador de alto rendimiento, la misma plataforma requerirá de información para realizar dicho diseño:

- Voltaje de servicio
- Tipo de servicio (número de fases)
- Carga instalada

Con esta información el programa determinará la corriente de corto circuito estándar a la cual, para términos de diseño, se le deberá proporcionar información básica como la incidencia de rayos en la zona y nivel de humedad de esta. Estos factores son propios del área de instalación la cual tiene parte importante al momento de diseño.

Luego de determinar la corriente, se aplican softwares que podrán servir como herramienta en la coordinación de protecciones, dibujando las curvas de los equipos de protección que se instalarán para evitar que cada curva interactúe con otra. De esta manera, se realizará correctamente una coordinación en cascada.

4.2. Sistema de puesta a tierra

El sistema sin elementos interruptivos o que sirvan como medio entre este y un aterrizaje limpio a un gradiente menor, contiene los siguientes elementos:

- Suelo
- Electrodo de puesta a tierra
- Conductor del electrodo de puesta tierra
- Resistividad del suelo
- Resistividad aparente
- Resistencia mutua de electrodos
- Potencial eléctrico
- Tierra remota

4.2.1. Necesidad del sistema de puesta a tierra

Toda instalación eléctrica domiciliar o industrial deberá incluir un sistema que dirija la sobrecorriente generada interna o externamente dentro de la instalación. Un cortocircuito interno o una descarga atmosférica pueden generar esta corriente. En estos dos casos si la corriente generada no se disipa a un potencial mayor, esta circulará por el sistema en un ciclo infinito hasta que uno de los elementos que la atraviesen falle o provoque un accidente.

La acción adecuada de todo sistema de coordinación de protecciones es la instalación correcta del sistema de puesta a tierra, cuya prioridad es la protección del ser humano y del equipo que interactúe con la instalación eléctrica.

4.2.2. Requerimientos básicos

Los sistemas eléctricos que tienen conexión a tierra deben limitar la tensión impuesta por descargas atmosféricas, sobretensiones de línea o inclusive con alguna interacción no intencional con líneas de tensión más alta. El fin de estos es estabilizar dicha tensión a tierra durante la operación de cualquier equipo conectado a la misma instalación.

Toda unión de los equipos conectados a la instalación con puesta a tierra debe conectarse entre sí con la fuente de alimentación por medio de un conductor que conectará el equipo a la conexión a tierra, de la cual fluirá toda falla a tierra.

Los equipos con posibilidad de energización tienen que estar conectados entre ellos formando un circuito de baja impedancia para que los equipos de protección contra sobrecorrientes o de fallas a tierra de alta impedancia cumplan con su función. Estos equipos deben estar diseñados adecuadamente, deben para disipar toda falla a tierra. La tierra no debe ser considerada como una disipadora de fallas.

4.2.3. Necesidad de las mediciones

Es importante conocer los valores de resistencia que poseen los elementos que conforman la instalación de puesta a tierra. Se debe saber el material con el cual construyeron los electrodos y el número que utiliza el sistema. Estos elementos en conjunto con el cable conductor conectan la instalación eléctrica a tierra.

Para diseñar la puesta a tierra se debe conocer la resistividad del suelo donde se instalará porque debe cumplir con un nivel mínimo de impedancia. De

esta manera, el equipo de protección cumplirá con la función de proteger al usuario y al equipo de la instalación eléctrica.

4.2.4. Objetivo de las mediciones

Los objetivos de las mediciones y estudios requeridos para la instalación de puesta a tierra son los siguientes:

- Conocer el valor de resistividad del suelo a distintas profundidades.
- Conocer el área que se estará protegiendo y trayecto de esta.
- Definir cómo conocer el valor de resistencia de los elementos de puesta a tierra (electrodos, cable conductor) como el número utilizado de estos.
- Definir la carga que se estará protegiendo, así como la impedancia de esta.
- Conocer las condiciones atmosféricas del área que se protegerá.

4.2.5. Medición de la resistividad de la tierra

Es importante considerar la humedad superficial, se debe determinar el valor de resistencia a la profundidad donde esta no afecte.

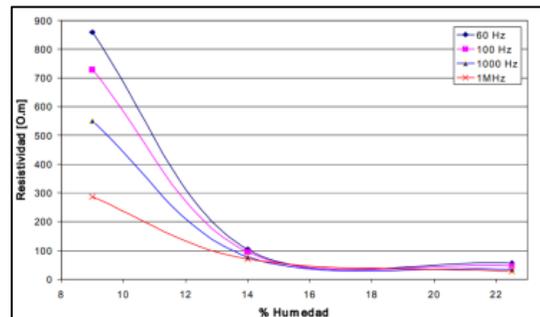
El suelo es heterogéneo por naturaleza, esto quiere decir que está conformado por distintos tipos de suelos, pueden ser arcilloso, arenoso como rocoso, por lo mismo no se puede especificar una resistividad al momento de realizar las mediciones.

La medición de la resistividad del suelo esta medida entre caras opuestas en un cubo de 1 m por cada arista con el suelo a medir como medio, sus unidades serán Ωm . Los factores que influyen en la medición de dicha resistividad son:

- Tipos de suelos que conforman el suelo a medir
- Humedad de suelo
- Temperatura
- Presión y compactación
- Sales disueltas

El suelo, por sus componentes electrolíticos reacciona directamente con la temperatura, por lo mismo cuando la misma baja del 15 % la resistividad del suelo aumenta, como se observa en la figura 32.

Figura 32. **Resistividad del suelo según su nivel de humedad**

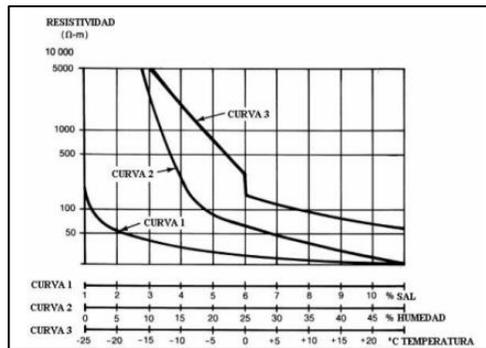


Fuente: SITE. *Resistividad del suelo según su nivel de humedad.*

https://www.epm.com.co/site/Portals/0/centro_de_documentos/proveedores_y_contratistas/normas_y_especificaciones/normas_aereas/grupo_6_Normas_de_montajes_complementarios/RA6-014MEDIDADERESISTIVIDAD_V3.pdf. Consulta: 28 de abril del 2019.

La resistividad no varía si la temperatura no sobrepasa el punto de enfriamiento 0. Cuando esto sucede el agua contenida en el suelo se congela y la resistividad se incrementa rápidamente, como se muestra en la figura 33.

Figura 33. **Variación de la resistividad del suelo respecto a distintos aspectos**



Fuente: elaboración propia, empleando Photoshop.

Los elementos de composición de sales solubles y alcalinos contenidos en el suelo afectan exponencialmente la resistividad, como se muestra en la figura 33.

4.2.6. **Medición de la resistencia de puesta a tierra**

Para una medición correcta se deben considerar los tres componentes de la resistencia puesta a tierra:

- Resistencia del electrodo
- Resistencia de contacto entre el electrodo y el suelo
- Resistencia de la tierra

Comúnmente se utilizan varillas de cobre por sus componentes físicos, como se observa en la tabla XI.

Tabla XI. **Comparación de metales y sus propiedades**

Material	Conductividad [S*m/mm²]	Resistencia (IACS) [%]
Cobre	58,5	101
Aleación de metal (CuNi2)	20,0	34

Fuente: elaboración propia.

La resistencia de contacto de la tierra que rodea el electrodo es insignificante, solo se recomienda que el electrodo esté libre de impurezas y sólidamente conectado. Ese electrodo está rodeado por tierra compuesta de capas concéntricas de idéntico espesor. El NEC 1987, (250-83-3), determina que los aspectos que afectan la resistencia de puesta a tierra, según su electrodo son los siguientes:

- Longitud
- Profundidad
- Diámetro
- Número
- Diseño

El valor correcto de una de una resistencia de puesta tierra según NFPA, la IEEE tiene que ser de 5 ohmios, sin embargo, en el artículo 250.56 del NEC se especifica que la puesta a tierra debe tener una resistencia de 25 ohmios o menos. No obstante, si en la instalación eléctrica predominan los equipos electrónicos o muy sensibles a la variación de voltaje, tiene que ser de 5 ohmios o menos, en la tabla XII se muestran los valores de referencia.

Tabla XII. **Valores de referencia para resistencia de puesta a tierra**

Aplicación	Valores máximos de resistencia de puesta a tierra
Líneas de transmisión	20 Ω
Subestaciones AT	1 Ω
Subestaciones MT	10 Ω
Pararrayos	10 Ω
Neutro instalado en acometidas	25 Ω

Fuente: elaboración propia.

4.2.7. Resistividad del suelo

Es necesario considerar la resistividad del terreno al diseñar el sistema de puesta a tierra en nuevas instalaciones. Muchos factores determinan la resistividad del suelo, por ejemplo, la humedad y su temperatura. La humedad varía de acuerdo con la naturaleza de las capas como la profundidad. La diferencia de terreno determinará el diseño, algunos de los suelos típicos se muestran en la tabla XIII.

Tabla XIII. Resistividad según el tipo de terreno

Tipo de terreno	Resistividad del suelo	Resistencia de la puesta a tierra					
	Ω	Profundidad del electrodo de puesta a tierra (metros)			Cinta de puesta a tierra (metros)		
Extremadamente húmedo	30	10	5	3	12	6	3
Terreno de cultivo agrícola, terrenos fértiles y arcillosos	100	33	17	10	40	20	10
Terreno arcilloso arenoso	150	50	25	15	60	30	15
Terreno arenoso húmedo	300	66	33	20	80	40	20
Hormigón 1:5	400	-	-	-	160	80	40
Grava húmeda	500	160	80	48	200	100	50
Terreno arenoso seco	1000	330	165	100	400	200	100
Grava seca	1000	330	165	100	400	200	100
Terreno pedregoso	30000	1000	500	300	1200	600	300
Roca	10000000	-	-	-	-	-	-

Fuente: elaboración propia.

4.2.7.1. Métodos de medición de resistividad del suelo

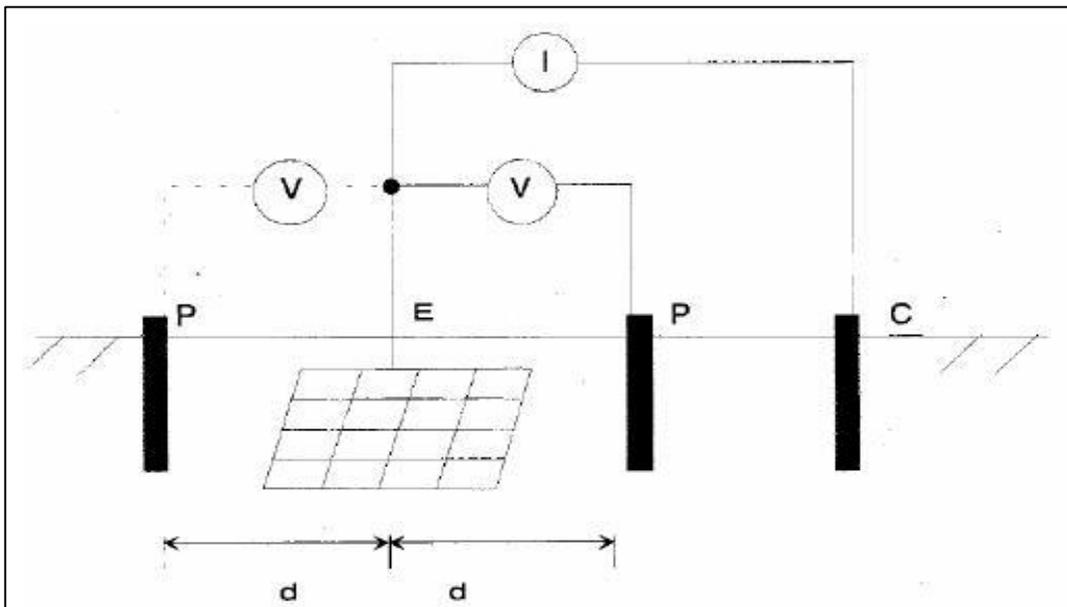
La medición de resistividad de suelo deberá ser dimensionado de acuerdo a las características de la instalación, así como el diseño de la misma dependiendo de los distintos métodos de dimensionamiento que existen.

4.2.7.1.1. Método caído de potenciales

Medición indirecta por medio de un electrodo en el suelo por estudiar. El electrodo de corriente debe estar situado a una distancia mínima de 6,0 veces superior a la dimensión más grande de la puesta a tierra en el estudio. El electrodo puede estar situado en la misma o en la opuesta dirección que el electrodo de potencial, como se observa en la figura 34. La distancia “d” para el

electrodo de potencial deberá estar de la mano un 60 % del electrodo de corriente utilizado en la medición.

Figura 34. **Método de la caída de potencial para medir la RPT**

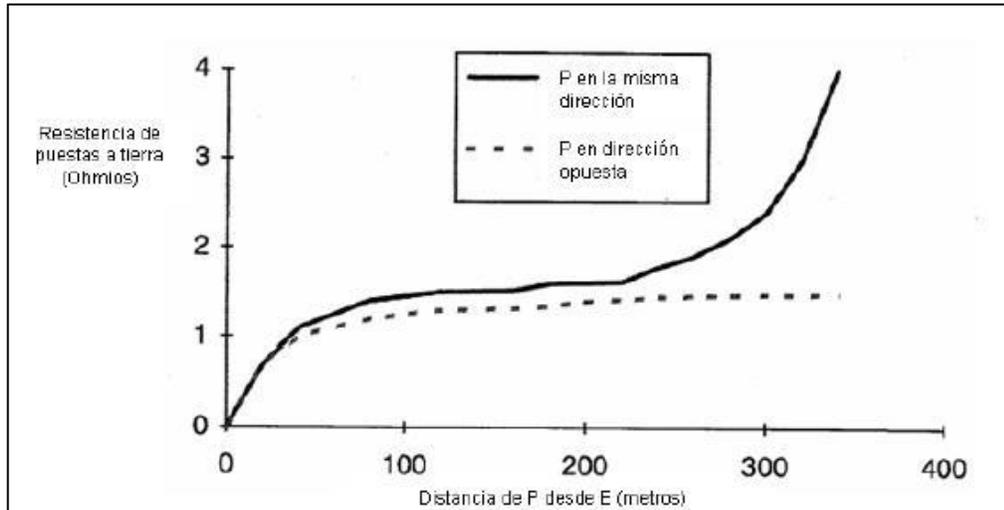


Fuente: Normas técnicas. *Medida de resistencia de puesta a tierra RA6015.*

https://www.epm.com.co/site/Portals/0/centro_de_documentos/proveedores_y_contratistas/normas_y_especificaciones/normas_aereas/grupo_6_Normas_de_montajes_complementarios/RA6-015MEDIDADERESISTENCIA_V3.pdfConsulta: 01 de mayo de 2019.

Cuando P se acerca a tierra el electrodo de corriente tiene dirección al infinito C, tal como se muestra en la figura 35.

Figura 35. Resistencia de puesta a tierra versus distancia de (P)



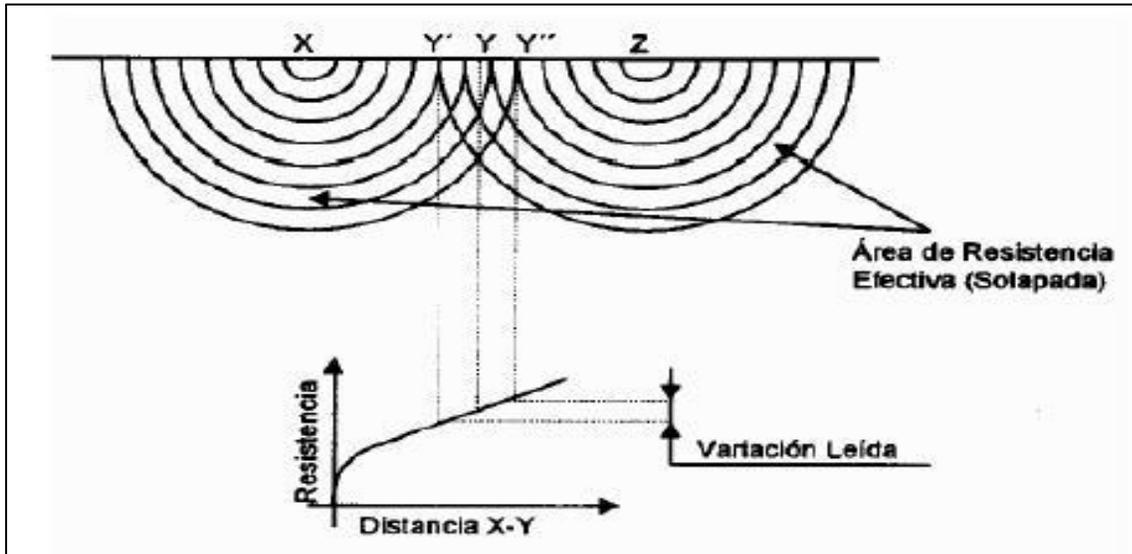
Fuente: Normas técnicas. *Medida de resistencia de puesta a tierra RA6015.*

https://www.epm.com.co/site/Portals/0/centro_de_documentos/proveedores_y_contratistas/normas_y_especificaciones/normas_aereas/grupo_6_Normas_de_montajes_complementarios/RA6-015MEDIDADERESISTENCIA_V3.pdf. Consulta: 01 de mayo de 2019.

4.2.7.1.2. Gradientes de potencial

Se generan potenciales de corriente en el terreno, el electrodo de corriente y de potencial se acercan mucho, lo cual produce un efecto de solapamiento incrementando la resistencia medida respecto a la distancia según como se muestra en la figura 36.

Figura 36. Solapamiento de los gradientes de potencial

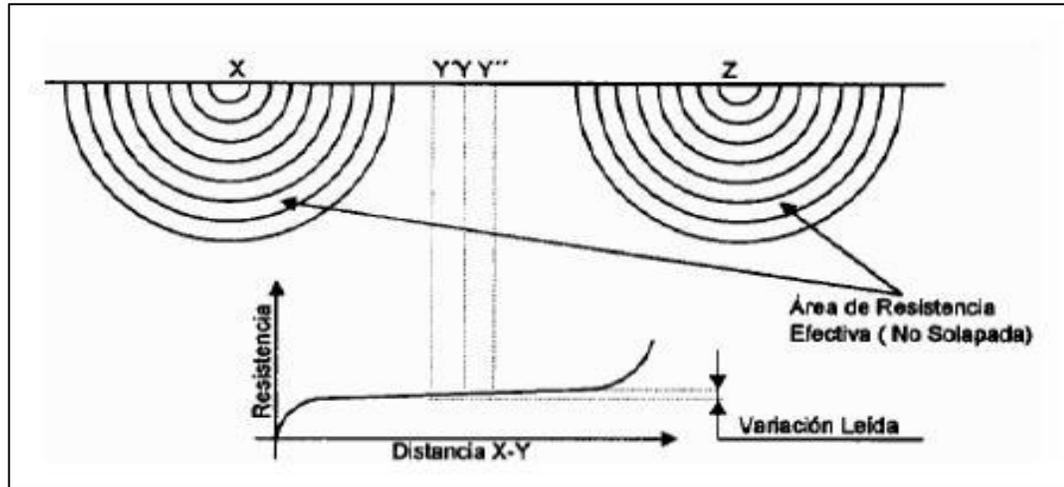


Fuente: Normas técnicas. *Medida de resistencia de puesta a tierra RA6015.*

https://www.epm.com.co/site/Portals/0/centro_de_documentos/proveedores_y_contratistas/normas_y_especificaciones/normas_aereas/grupo_6_Normas_de_montajes_complementarios/RA6-015MEDIDADERESISTENCIA_V3.pdf. Consulta: 01 de mayo de 2019.

En la figura 37 se muestran los corrimientos de los electrodos del electrodo de corriente respecto a los solapamientos del electrodo.

Figura 37. **Curva de resistencia versus distancia sin solapamiento de gradientes de potencial**



Fuente: Normas técnicas. *Medida de resistencia de puesta a tierra RA6015.*

https://www.epm.com.co/site/Portals/0/centro_de_documentos/proveedores_y_contratistas/normas_y_especificaciones/normas_aereas/grupo_6_Normas_de_montajes_complementarios/RA6-015MEDIDADERESISTENCIA_V3.pdf. Consulta: 01 de mayo de 2019.

4.2.7.1.3. Método pendiente

Utilizado para medir sistemas no mayores a 30 metros de longitud, conexión utilizada como caída de potencial. Se mide la resistencia de puesta a tierra usando cada distancia, se obtienen las resistencias R1, R2 y R3 y posteriormente obtener la pendiente. El valor m se multiplica por la distancia C encontrada, si el valor de m obtenido no está en la tabla XIV, se debe colocar más lejos el electrodo de corriente.

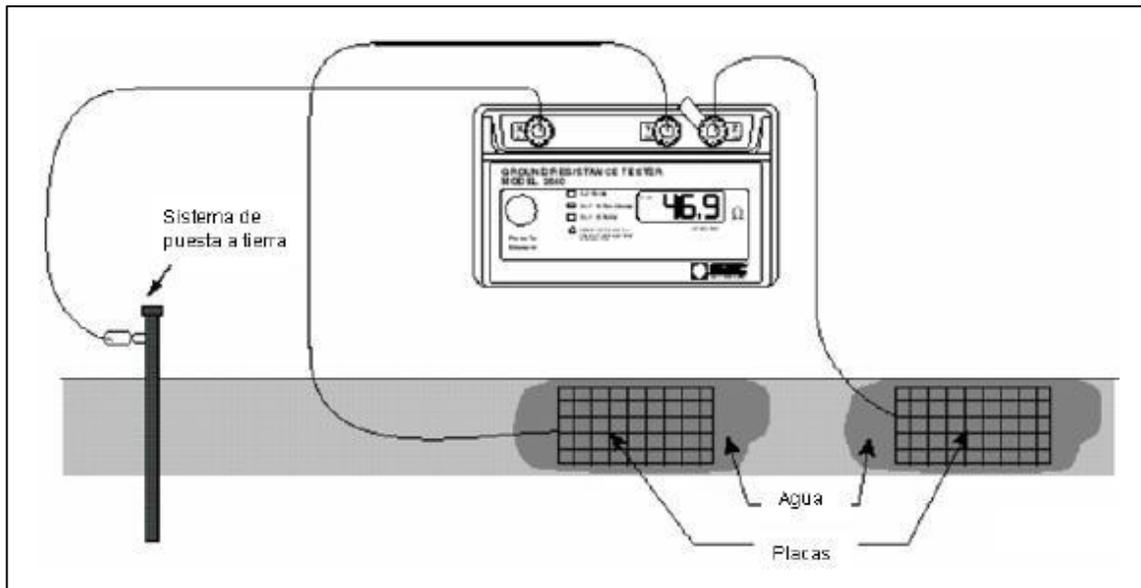
Tabla XIV. **Valores de k en función de μ para el método de la pendiente**

u	k	u	k	u	k	u	k	u	k
0,01	0,6932	0,39	0,6446	0,77	0,5856	1,15	0,5071	1,53	0,374
0,02	0,6921	0,4	0,6432	0,78	0,5838	1,16	0,5046	1,54	0,3688
0,03	0,6909	0,41	0,6418	0,79	0,5821	1,17	0,502	1,55	0,3635
0,04	0,6898	0,42	0,6404	0,8	0,5803	1,18	0,4994	1,56	0,358
0,05	0,6886	0,43	0,639	0,81	0,5785	1,19	0,4968	1,57	0,3523
0,06	0,6874	0,44	0,6375	0,82	0,5767	1,2	0,4941	1,58	0,3465
0,07	0,6862	0,45	0,6361	0,83	0,5749	1,21	0,4914	1,59	0,3404
0,08	0,685	0,46	0,6346	0,84	0,5731	1,22	0,4887	1,6	0,3342
0,09	0,6838	0,47	0,6331	0,85	0,5712	1,23	0,4859	1,61	0,3278
0,1	0,6826	0,48	0,6317	0,86	0,5693	1,24	0,4831	1,62	0,3211
0,11	0,6814	0,49	0,6302	0,87	0,5675	1,25	0,4802	1,63	0,3143
0,12	0,6801	0,5	0,6287	0,88	0,5656	1,26	0,4773	1,64	0,3071
0,13	0,6789	0,51	0,6272	0,89	0,5637	1,27	0,4743	1,65	0,2997
0,14	0,6777	0,52	0,6258	0,9	0,5618	1,28	0,4713	1,66	0,292
0,15	0,6764	0,53	0,6243	0,91	0,5598	1,29	0,4683	1,67	0,284
0,16	0,6752	0,54	0,6228	0,92	0,5579	1,3	0,4652	1,68	0,2758
0,17	0,6739	0,55	0,6212	0,93	0,5559	1,31	0,462	1,69	0,2669
0,18	0,6727	0,56	0,6197	0,94	0,5539	1,32	0,4588	1,7	0,2578
0,19	0,6714	0,57	0,6182	0,95	0,5519	1,33	0,4556	1,71	0,2483
0,2	0,6701	0,58	0,6167	0,96	0,5499	1,34	0,4522	1,72	0,2383
0,21	0,6688	0,59	0,6151	0,97	0,5479	1,35	0,4489	1,73	0,2278
0,22	0,6675	0,6	0,6136	0,98	0,5458	1,36	0,4454	1,74	0,2167
0,23	0,6662	0,61	0,612	0,99	0,5437	1,37	0,4419	1,75	0,2051
0,24	0,6649	0,62	0,6104	1	0,5416	1,38	0,4383	1,76	0,1928
0,25	0,6636	0,63	0,6088	1,01	0,5395	1,39	0,4346	1,77	0,1797
0,26	0,6623	0,64	0,6072	1,02	0,5373	1,4	0,4309	1,78	0,1658
0,27	0,661	0,65	0,6056	1,03	0,5352	1,41	0,4271	1,79	0,1511
0,28	0,6597	0,66	0,604	1,04	0,533	1,42	0,4232	1,8	0,1352
0,29	0,6583	0,67	0,6024	1,05	0,5307	1,43	0,4192	1,81	0,1183
0,3	0,657	0,68	0,6008	1,06	0,5285	1,44	0,4152	1,82	0,1
0,31	0,6556	0,69	0,5991	1,07	0,5262	1,45	0,4111	1,83	0,0803
0,32	0,6543	0,7	0,5975	1,08	0,5239	1,46	0,4068	1,84	0,0588
0,33	0,6529	0,71	0,5958	1,09	0,5216	1,47	0,4025	1,85	0,0353
0,34	0,6516	0,72	0,5941	1,1	0,5193	1,48	0,398		
0,35	0,6502	0,73	0,5924	1,11	0,5169	1,49	0,3935		
0,36	0,6488	0,74	0,5907	1,12	0,5144	1,5	0,3888		
0,37	0,6474	0,75	0,589	1,13	0,5121	1,51	0,384		
0,38	0,646	0,76	0,5873	1,14	0,5096	1,52	0,3791		

Fuente: elaboración propia.

El punto primordial es disminuir la resistencia de contacto con el suelo no dependiendo el tipo de recubrimiento que este contenga como se ilustra en la figura 38.

Figura 38. **Medida de resistencia de puesta a tierra sobre pavimentos o suelos de concreto**



Fuente: Normas técnicas. *Medida de resistencia de puesta a tierra RA6015.*

https://www.epm.com.co/site/Portals/0/centro_de_documentos/proveedores_y_contratistas/normas_y_especificaciones/normas_aereas/grupo_6_Normas_de_montajes_complementarios/RA6-015MEDIDADADERESISTENCIA_V3.pdf. Consulta 25 de abril del 2020.

Las dimensiones de la placa deberán ser de 30 x 30 cm como espesor de 3,8 cm Se debe verter agua sobre las placas después de remojar el sitio donde serán ubicadas para mejorar el contacto con el suelo.

4.2.7.1.4. **Potencial de superficies**

Sistema de mallas que genera un contacto mayor en el suelo y conforme su volumen. Incluye varias barras verticales para aumentar la superficie equipotencial y producir un gradiente en su periferia.

5. SELECCIÓN Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

5.1. Tipos de protecciones

En la industria existen diferentes tipos de protecciones eléctricas, la selección adecuada depende de las características del equipo que protegerá. Este equipo estará aguas abajo de la protección y a una distancia donde pueda actuar sin ningún tipo de complicación.

La configuración del sistema tendrá diversos factores que influirán en el dimensionamiento de las protecciones, configuración de voltaje, factores ambientales, potencia instalada, número de fases serán algunos de los cuales servirán como información en el dimensionamiento del sistema de protección del sistema.

El sistema de protección será coordinado en cascada aguas abajo de cada de uno de los equipos que protegerá. Se analizará la coordinación de protecciones para que se ejecuten en el tiempo correcto y de acuerdo con el nivel de protección que corresponda.

Los dispositivos de protección se clasificarán de acuerdo con su forma constructiva la cual cambia en función de las nuevas tecnologías y del diseño de los fabricantes, sin embargo, estas tendrán como base alguno de los siguientes tipos de protección:

- Interruptor automático
- Protección contra sobretensiones transitorias

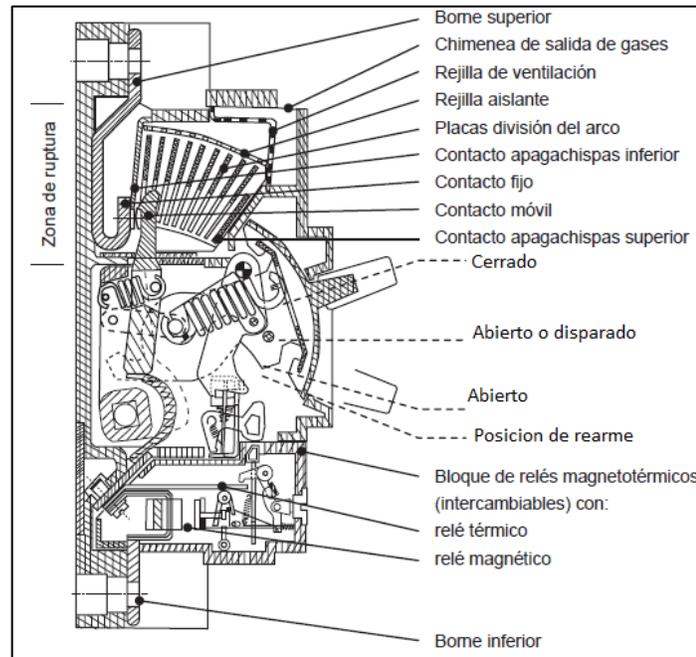
- Supresores.

5.1.1. Interruptores automáticos

La finalidad del interruptor automático es la protección aguas abajo del equipo, lo protegerá de sobrecorrientes de sobrecargas. Deberá contar con mecanismos de cierre y apertura, relés y circuitos eléctricos de los polos.

La norma IEC 60947-2 define la corriente de ruptura I_{cu} , la cual será base del diseño del interruptor. Define sus funciones como la interrupción y corte de las corrientes de cortocircuito de sobrecarga. Para las instalaciones de BT se utilizan interruptores automáticos que están en el rango de 1 a 7 000 A, donde los relés que tienen integrados pueden ser de diferente topología y distinguidos por su capacidad de interrupción. Para calibres pequeños se ha utilizado el termomagnético, aunque en la actualidad el relé electrónico ocupa capacidades pequeñas y altas, su composición se muestra en la figura 39.

Figura 39. **Partes del interruptor automático**



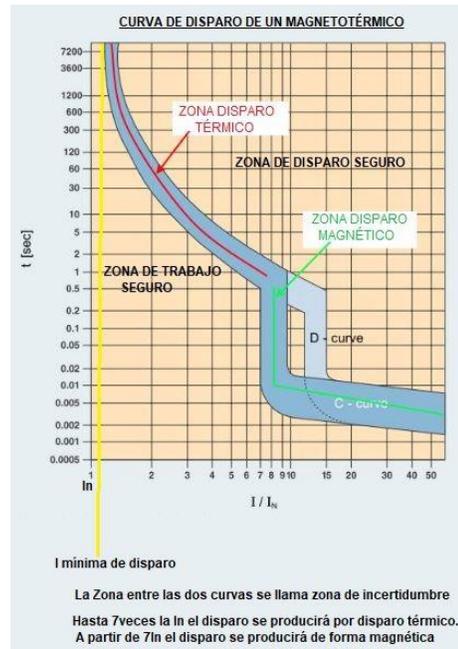
Fuente: MOREL, Robert. *Las técnicas de corte de los interruptores automáticos BT*. p. 23.

5.1.1.1. **Curvas de funcionamiento**

Para poder determinar el funcionamiento correcto de los equipos de protección se establece el diagrama de la característica intensidad/tiempo. Para un interruptor termomagnético es su curva de disparo.

Esta curva tiene dos zonas delimitadas, una en la cual el disparo ocurre en un largo periodo de tiempo para impedancias muy bajas, otra donde el disparo es instantáneo donde ocurren corrientes muy elevadas y existe una separación de zonas como se puede observar en la figura 40.

Figura 40. **Curvas de funcionamiento**



Fuente: RODRÍGUEZ FERNÁNDEZ, Julián; CERDÁ FILIU, Luis Miguel; SÁNCHEZ-HORNEROS, Roberto Besos. *Automatismos industriales, Industriales*.

<https://www.areatecnologia.com/electricidad/magnetotermico.html> Consulta: 01 de junio del 2019.

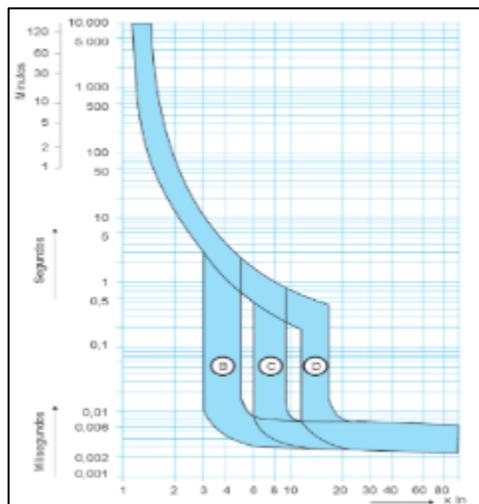
Las curvas establecidas para interruptores termomagnéticos están normalizadas estandarizadas por letras según su uso y funcionamiento en cuanto a protección se refiere:

- Curva B: el disparo se establece de 3 a 5 veces la corriente nominal.
- Curva C: su disparo esta entre 5 a 10 veces la intensidad nominal.
- Curva D: Circuitos con transitorios fuertes, transformadores, capacitores que simulen altos niveles de arranque como motores y transformadores, su disparo se encuentra entre 10 a 14 veces la intensidad nominal.

- Curva K: Utilizada en cargas que consumen una corriente elevada su disparo esta entre 10 a 14 veces la intensidad nominal.
- Curva Z: Curva utilizada en circuitos electrónicos, su disparo esta entre 2,4 y 3,6 veces la intensidad nominal.
- Curva MA: Utilizada en protección magnética para arranque de motores, disparo es de 12 veces la intensidad nominal.
- Curva ICP: Curva especial para equipos de control de potencia.

Todas las características de disparo de las protecciones de los interruptores automáticos están normadas en las normas IEC 60947-2 y 60898.

Figura 41. **Curvas de protecciones de interruptores termomagnéticos**



Fuente: RODRÍGUEZ FERNÁNDEZ, Julián; CERDÁ FILIU, Luis Miguel; SÁNCHEZ-HORNEROS, Roberto Besos. *Libro Automatismos industriales, Industriales*.
<http://www.emb.cl/electroindustria/articulo.mvc?xid=1741>. Consulta: 01 de junio del 2019.

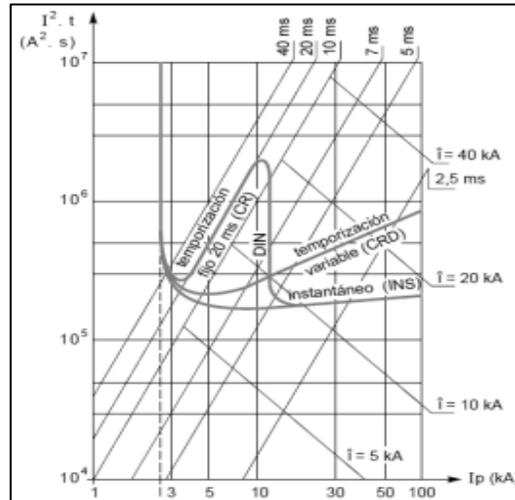
5.1.1.1.1. Protección térmica

El interruptor térmico posee un relé bimetálico que cambiará su temperatura según la intensidad de corriente que atravesará por él en un tiempo estipulado. El corte de relé está dado de la corriente en función del tiempo y definida por la norma IEC 60947-2 que estima un 30 % de sobrecarga durante 2 horas aproximadamente, esto determina el bimetálico que se usará y puede ser directo o indirecto.

El directo está diseñado para que la corriente circule hacia el polo del interruptor automático haciendo que atraviese el mismo. La constante de tiempo es la misma para los cables a proteger para cuestiones de diseño.

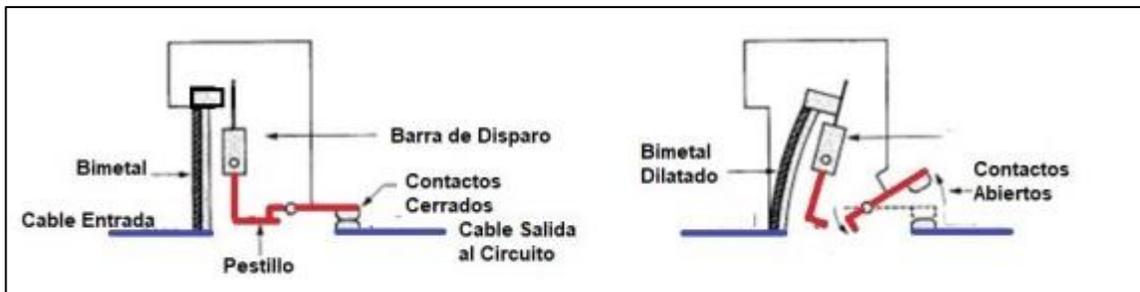
El de calentamiento indirecto está diseñado para grandes interruptores automáticos, en los cuales un cable enrolla el bimetálico formando una bobina por donde pasa la corriente. Si existe una distancia muy grande, puede provocar un retardo en su calentamiento, su constante de tiempo aumentaría y no sería la misma que la de los cables que protege. El comportamiento térmico que sigue el relé se muestra en la figura 42.

Figura 42. **Curva de relé térmico**



Fuente: SERPINET, Marc. *La selectividad energética en BT.* p. 13.

Figura 43. **Mecanismo protección térmica**

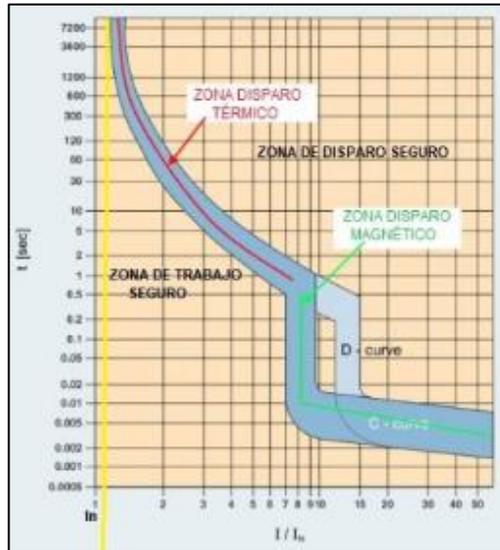


Fuente: Área Tecnología. *Mecanismo protección térmica.*

<https://www.areatecnologia.com/electricidad/magnetotermico.html>, www.areatecnologia.com.

Consulta: 7 de junio de 2019.

Figura 44. Zonas de disparo de un interruptor termomagnético



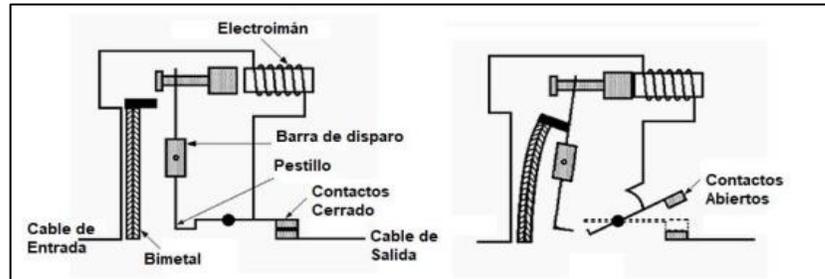
Fuente: Áreas Tecnología. *Zonas de disparo de un interruptor termomagnético*.
<https://www.areatecnologia.com/electricidad/magnetotermico.html>, www.areatecnologia.com.

Consulta: 07 de junio del 2019.

5.1.1.1.2. Protección magnética

Es un dispositivo que contiene un núcleo de hierro enlazado en una bobina forman un electroimán que protege al equipo en respuestas no mayores de 5 segundos. Cuando pasa una corriente muy elevada por el electroimán, se genera un campo de fuerza que cierra su circuito. Véase la figura 45.

Figura 45. **Mecanismo protección magnética**



Fuente: Área Tecnología. *Mecanismo protección magnética*.

<https://www.areatecnologia.com/electricidad/magnetotermico.html>, www.aereotecnologia.com.

Consulta: 10 de junio del 2019.

5.1.1.1.3. Definición y conceptos

Los dos mecanismos básicos de protección son por magnetismo y temperatura. Estos actuarán en función del comportamiento del equipo instalado aguas abajo. El concepto de protección por medio de temperatura es dependiente de una deflexión bimetalica. Su margen de error es considerable, depende del factor de temperatura en el transcurso del tiempo con posibilidad de que, en alguna sobrecarga, esta deflexión fusione los metales involucrados y provoque un daño irreparable en el dispositivo de protección.

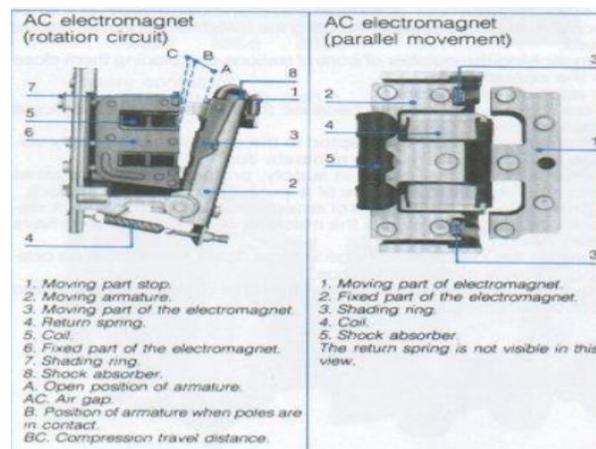
La protección magnética depende de una fuerza magnética producida por inducción. Esta protección es un poco más rápida. Se activa en un rango de 0-5 segundos dependiendo de las propiedades constructivas de su diseño. En la actualidad, estas dos protecciones rara vez se utilizan por separado. La utilización de los dos en uno es más viable, conforman lo que se conoce como un guardamotor. Es más barato fabricar un encapsulado con las dos protecciones instaladas.

5.1.1.1.4. Selectividad

En la actualidad la selectividad entre estos dos tipos de protecciones es casi necesaria, es muy raro el caso donde solo exista una de estas. Esto se debe a que se ha observado que las sobrecorrientes sobrecargas tienden a tener fallas térmicas y de cortocircuitos. Para proteger el equipo se instalan las dos protecciones en serie.

Esta combinación de mecanismos, en el pasado, se hacía instalando dos dispositivos por separado, una protección térmica otra magnética en dos módulos distintos y conectados en serie. En la actualidad se combinan para formar lo que conocemos como el dispositivo más utilizado hoy en día responde al nombre de guardamotor. Su diagrama y forma constructiva se puede observar en la figura 46.

Figura 46. Diagrama y forma constructiva del guardamotor



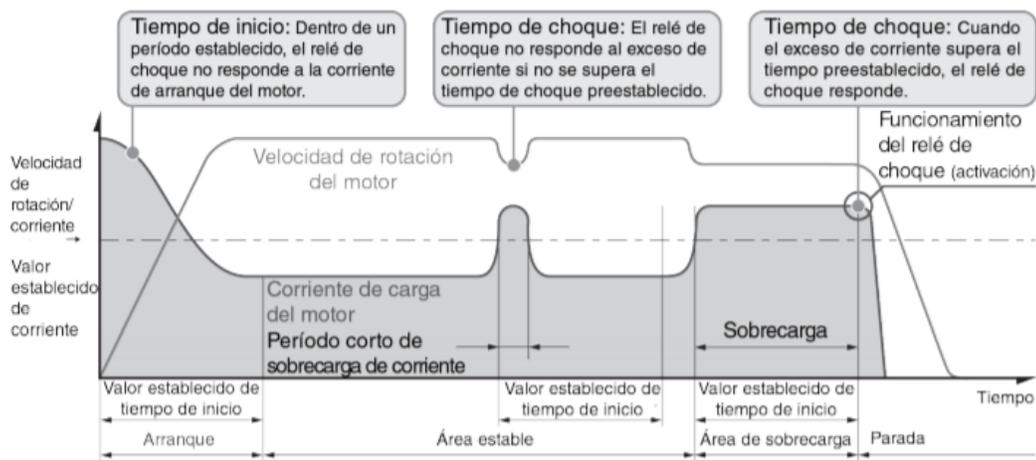
Fuente: Área Tecnología. *Diagrama y forma constructiva del guardamotor.*

http://iie.fing.edu.uy/ense/asign/iiee/Documentos/Teorico/Comando_motores.pdf, Consulta: 13 de junio de 2019.

5.2. Protección contra sobretensiones y transitorios

En un relé electrónico, si la corriente sobrepasa el umbral, mediante un filtro calcula, en un tiempo muy corto (casi siempre dado en milisegundos) el valor eficaz de la corriente, esto atenúa la sobrecarga y se convierte en un tipo de temporizador que depende de la energía de la corriente transitoria. No se suele alcanzar el umbral de disparo si se trata de una corriente transitoria normal que proporciona una potencia importante en un tiempo muy corto después disminuye rápidamente. El tener en cuenta la energía de pico (no su valor de cresta) permite dejar pasar transitorio, aunque tenga varios períodos. Por el contrario, un relé magnético hubiera actuado como se puede observar en la figura 47.

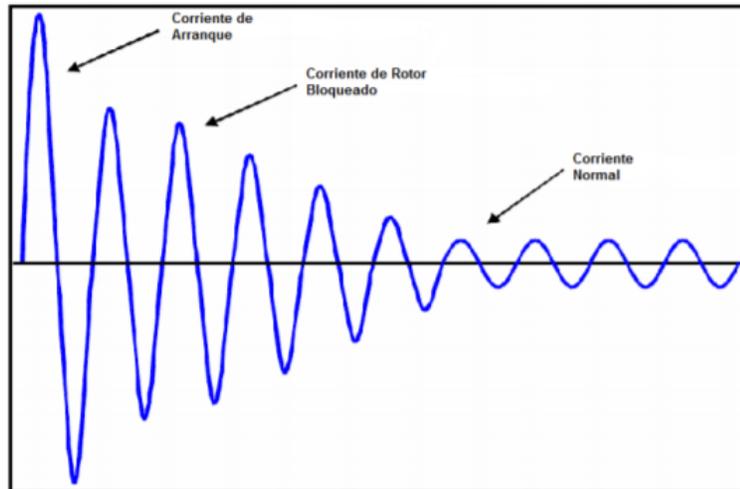
Figura 47. **Activación de relé magnético en sobrecarga**



Fuente: COLLOMBET, Michel. *Los interruptores automáticos de BT.*

<https://www.ustsubaki.com/pdf/L14037-Shock-Relay-May-2019-For-Spanish-Translation-Solo.pdf>. Consulta: 15 de junio del 2019.

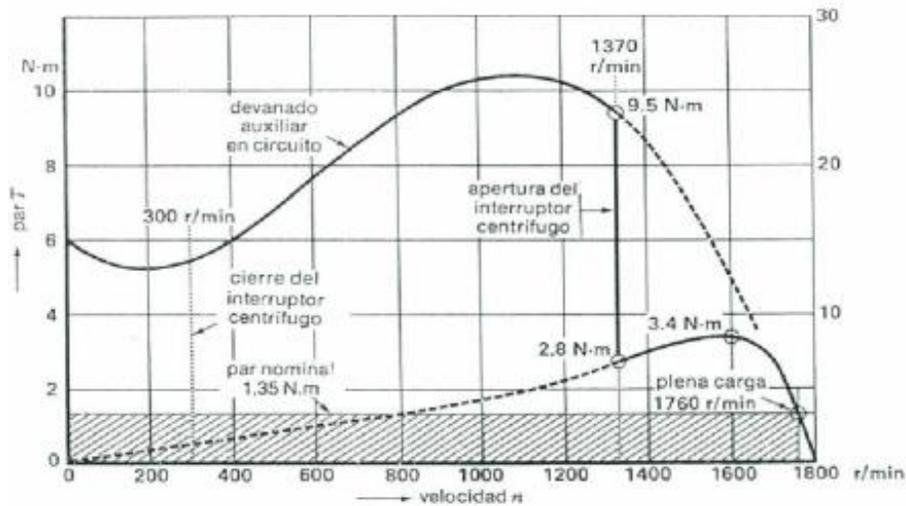
Figura 48. **Comportamiento de corriente de un transformador en arranque directo**



Fuente: MOREL, Robert. *Las técnicas de corte de los interruptores automáticos BT*.
<http://www.motortico.com/biblioteca/MotorTico/2013%20NOV%20-%20Corriente%20de%20Arranque%20en%20Motores%20Electricos.pdf> Consulta: 15 de junio del 2019.

El 90 % de los motores son asíncronos. Este tipo de motor absorbe en el arranque una corriente cuya gráfica envuelve a la gráfica de la figura 49 (con arranque directo). Al pico inicial de excitación (8 a 12 I_n) le sigue una corriente de arranque (de 5 a 8 I_n) figura 49.

Figura 49. Corriente de arranque motor



Curvas par-velocidad de un motor con condensador de arranque, de 250 W, 1760 rpm, 115 V, 60 Hz, aislamiento clase A

Fuente: MOREL, Robert. *Las técnicas de corte de los interruptores automáticos BT.*

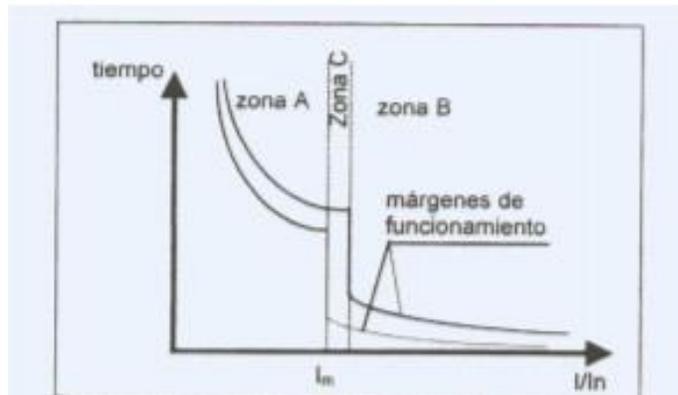
<https://sites.google.com/site/animocoleguis/home/motores-electricos/arranque-de-motores-asincronicos?tmpl=%2Fsystem%2Fapp%2Ftemplates%2Fprint%2F&showPrintDialog=1> Consultado el 15 de junio del 2019.

5.2.1. Selectividad de protecciones

Existen distintas técnicas que permiten diseñar una correcta selectividad en corriente de corto circuito para que las protecciones trabajen adecuadamente, son las siguientes:

- La selectividad cronométrica
- Selectividad seudocronométrica
- La selectividad SELLIM
- La selectividad lógica
- La selectividad amperométrica

Figura 50. **Selectividad cronométrica**

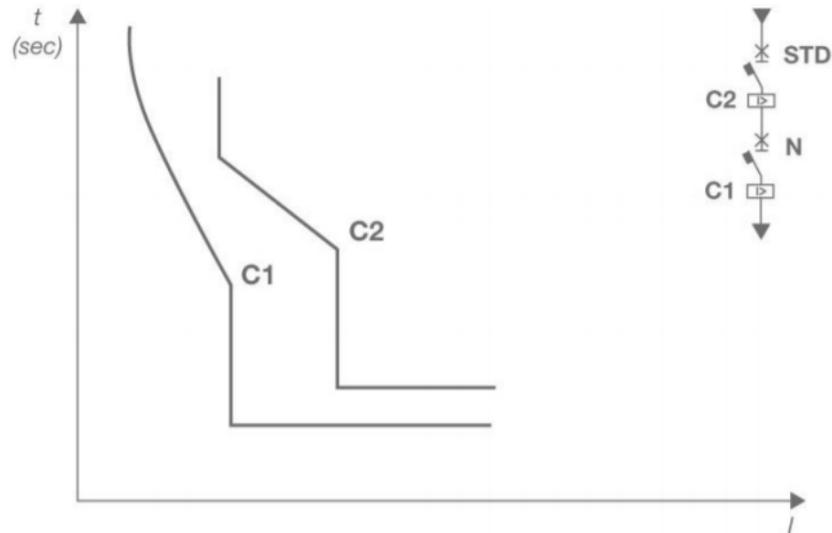


Fuente: COLLOMBET, Michel. *Los interruptores automáticos de BT.*

<http://www.uco.es/~el1bumad/docencia/minas/ie06t4.pdf>. Consulta: 14 de junio de 2019.

Si los interruptores automáticos instalados son incapaces de soportar altos niveles de corriente de I_{cc} en paralelo al realizar la temporización requerida, se deberá limitar al interruptor D1 que posea un relé instantáneo de umbral alto (AIN), en caso de que la zona de selectividad esté limitada al umbral del AIN del interruptor situado aguas arriba. Por defecto, el empleo de interruptores limitadores que soporten un alto nivel de cortocircuito en tiempos de apertura muy cortos aguas abajo, permite una selectividad seudocronométrica entre dos niveles de protección con el otro interruptor. Esta sería otra solución para la limitación de solicitaciones térmicas electrodinámicas en la instalación, esto se puede observar en la figura 51.

Figura 51. **Selectividad seudocronométrica**



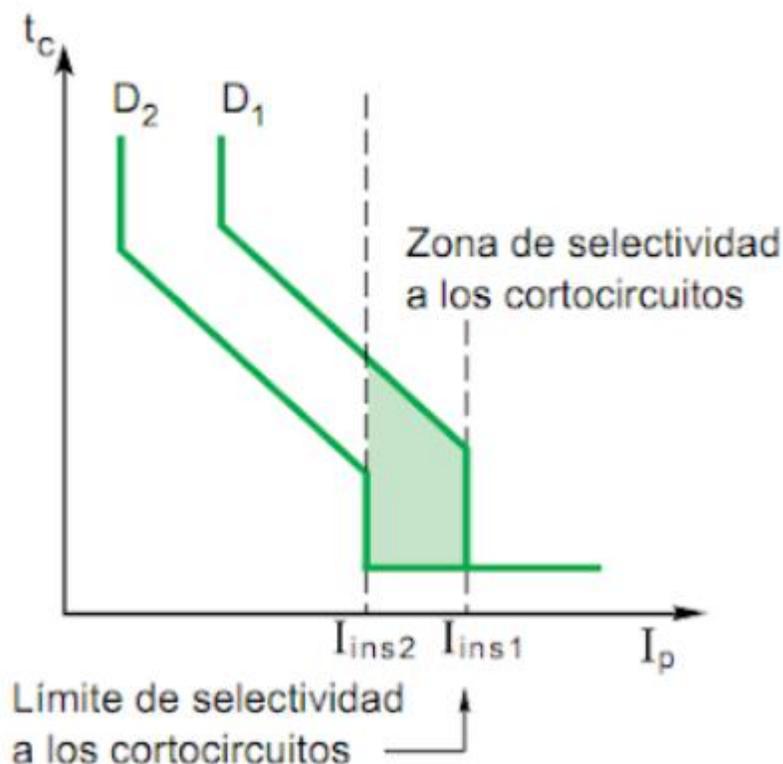
Fuente: SERPINET, Marc. *La selectividad energética en BT.*

https://new.abb.com/docs/librariesprovider78/colombia-ecuador-docs/coordinaci%C3%B3n-de-protecciones.pdf?sfvrsn=3293a614_2 Consulta: 9 de junio de 2019.

La selectividad SELLIM consiste en instalar un interruptor automático ultra limitador D1 aguas arriba de un interruptor automático rápido D2, el cual debe poseer un relé con la característica de no desconectar con la primera semionda de corriente por defecto, como se puede observar en la figura 52.

Esto significa que cualquier falla producida en B será percibida por los dos interruptores, donde D2 abrirá cuando la corriente de defecto sea superior a su umbral de disparo y eliminará la falla en un semiperiodo. D1 solo podrá percibir una semionda de corriente, lo cual hace que no desconecte, sin embargo, la corriente de defecto provoca la repulsión de los contactos con lo que limita la corriente permite el empleo aguas abajo, de interruptores automáticos con poder de ruptura inferior a la corriente de defecto establecida, como sería el caso de una falla provocada en A.

Figura 52. **Selectividad SELLIM**

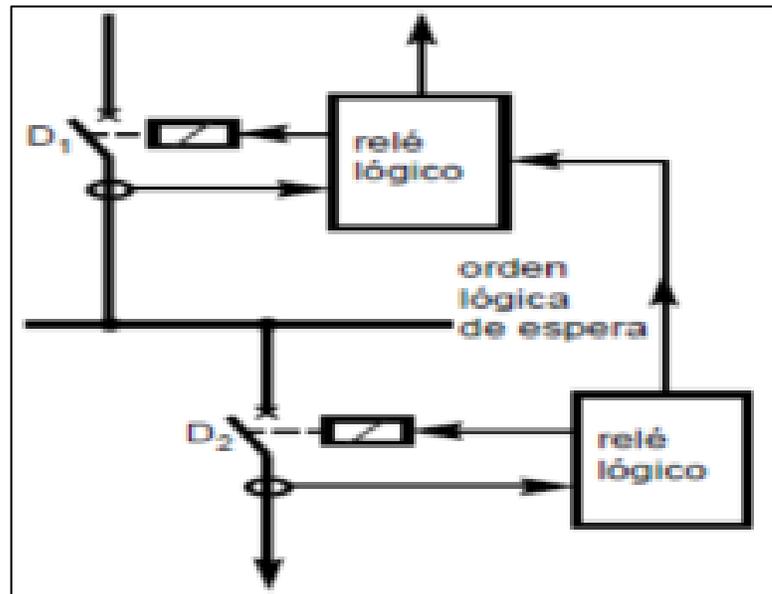


Fuente: SERPINET, Marc. *La selectividad energética en BT.*

<https://sites.google.com/site/399montajeeselectromecanico/tipos-de-selectividades?tmpl=%2Fsystem%2Fapp%2Ftemplates%2Fprint%2F&showPrintDialog=1> Consulta: 9 de junio de 2019.

En el caso de la selectividad lógica, se necesita una comunicación entre los relés inteligentes de los interruptores, los cuales, cuando detecten una corriente superior a su umbral de funcionamiento enviarán una orden de espera lógica al interruptor aguas arriba, el cual disparará inmediatamente. Esto reduce los tiempos de coordinación, si no es que los torna instantáneos. Por lo mismo se recomienda utilizar sistema en interruptores automáticos de baja tensión, pero con alta intensidad como se observa en la figura 53.

Figura 53. **Selectividad lógica**

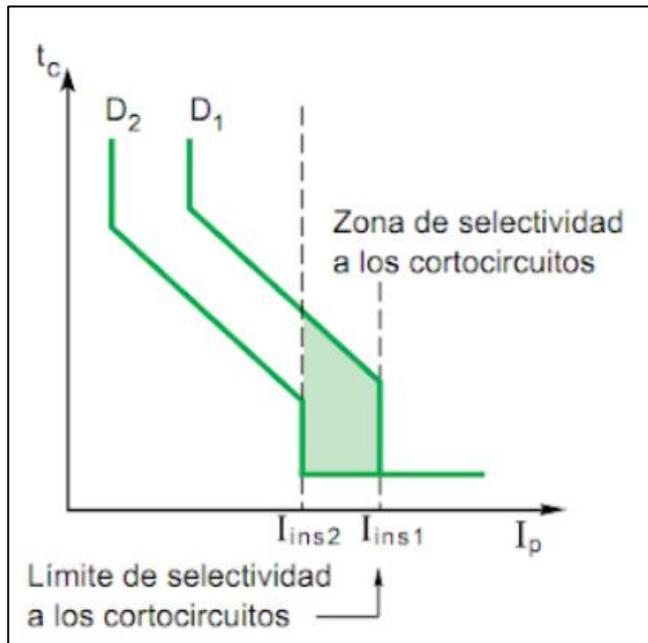


Fuente: SERPINET, Marc. *La selectividad energética en BT.*

<http://emb.cl/electroindustria/articulo.mvc?xid=133&edi=39>. Consulta: 9 de junio de 2019.

En la selectividad amperométrica ocurre la separación de los umbrales de los relés tanto instantáneos como de corto retardo en los interruptores automáticos conectados en serie. Cuanto más grande sea la separación de dichos umbrales de D_1 y D_2 mejor será la selectividad, se debe respetar que la relación mínima entre i_{ins1} e i_{ins2} sea de 1,5, teniendo en cuenta la precisión de los valores de umbral, tal como se puede observar en la figura 54.

Figura 54. **Selectividad amperimétrica**



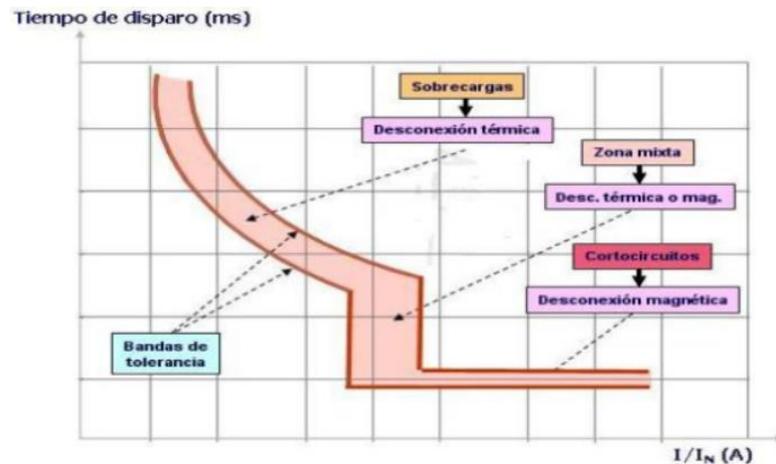
Fuente: SERPINET, Marc. *La selectividad energética en BT.*

<https://sites.google.com/site/399montaje electromecanico/tipos-de-selectividades?tmpl=%2Fsystem%2Fapp%2Ftemplates%2Fprint%2F&showPrintDialog=1>. Consulta: 9 de junio de 2019.

5.2.1.1. **Coordinación entre interruptores**

Para obtener una selectividad correcta en la coordinación entre interruptores se deben considerar dos factores importantes: la corriente nominal de cada uno de ellos la curva de disparo, los cuales van a estar dependientes de la carga instalada en sus ramales para poder coordinarse entre ellos, esto es la selectividad total de la instalación. Se muestra en la figura 55.

Figura 55. Coordinación de protecciones



Fuente: SERPINET, Marc. *La selectividad energética en BT.*

<https://www.monografias.com/trabajos106/coordinacion-protecciones-en-redes-distribucion/coordinacion-protecciones-en-redes-distribucion2.shtml>, Consulta: 9 de junio de 2019.

5.2.2. Limitadores de corriente

Este dispositivo garantiza el recorrido continuo por una sobretensión. Encima del nivel permisible de voltaje en su permanente, este emite corrientes de impulso aterrizada a tierra lo que provoca una disminución en el voltaje de terminales de carga según su protección. La normativa IEC 61643-21 indica las características residenciales e industriales relacionadas con este dispositivo. En la actualidad estos dispositivos se clasifican según la carga que protegerán, las más importantes son las siguientes.

Los de protección en baja tensión, tipo de limitadores transitorios son de aislamiento tipo 2 casi siempre instalados en un carril DIN, son la nueva referencia en el campo de la distribución terminal en baja tensión para la

protección de las instalaciones eléctricas. Generalmente se instalan en edificios del sector terciario e industrial contra sobretensiones inducidas o conducidas como consecuencia de caídas de rayos, En la figura 56 se muestra un limitador de la marca Schneider Electric de la línea IPF con una curva K de protección. El dispositivo es modular por lo cual se podrá proteger una sola fase si ese fuese el escenario.

Figura 56. **Limitador de corriente modular**



Fuente: SCHNEIDER ELECTRIC. *Limitador de corriente modula.*

<https://www.se.com/es/es/product/A9L15691/ipf-k-20-20-ka-340v->

[1p/?rangeId=7562&rangeName=ipf-e-iprd&selected-node-id=12367688333&parent-subcategory-id=1615](https://www.se.com/es/es/product/A9L15691/ipf-k-20-20-ka-340v-1p/?rangeId=7562&rangeName=ipf-e-iprd&selected-node-id=12367688333&parent-subcategory-id=1615). Consulta: 1 de agosto de 2019.

Protegen equipos sensibles conectados a redes telefónicas digitales automatizadas y en redes de datos o informáticas. Poseen desconexión térmica integrada en cada limitador de sobretensiones. Su aplicación es la absorción de sobretensiones o descargas atmosféricas. En la figura 57 se muestra un limitador de corriente de la marca Schneider Electric su línea iPCR. Por el tamaño de sus

cargas y sus capacidades vendrán diseñados de acuerdo con su número de fases y colocados en un carril DIN.

Figura 57. **Limitador de corriente de la línea Ipcr**



Fuente: SCHNEIDER ELECTRIC. *Limitador de la línea Ipcr.*

<https://www.se.com/es/es/product/A9L15691/ipf-k-20-20-ka-340v-1p/?rangelid=7562&rangeName=ipf-e-iprd&selected-node-id=12367688333&parent-subcategory-id=1615>. Consulta: 1 de agosto de 2019.

Estos dos tipos de dispositivos quedarán condicionados dependiendo de su límite de la descarga de corriente máxima la cual puede estar en rangos de I_{max} : de 8 a 65 kA. La tensión nominal del sistema, así como el nivel de protección de tensión maneja niveles de 1,2 kV - 1,5 kV - 1,8 kV - 2 kV. Los módulos de protección pueden ser en común o diferencial conectados a un sistema de conexión a tierra: TT, TN-S, TN-C e IT. Su configuración será en cascada para protección secundaria cerca de cargas sensibles y su selectividad versión selectiva, protección contra fugas de tierra de tipo "si".

5.2.2.1. Comunicación entre protecciones

La comunicación entre dispositivos de protección ha avanzado considerablemente desde que surge la necesidad de supervisar vía remota las cargas críticas instaladas en un sistema, ya sea domiciliar como a nivel industria.

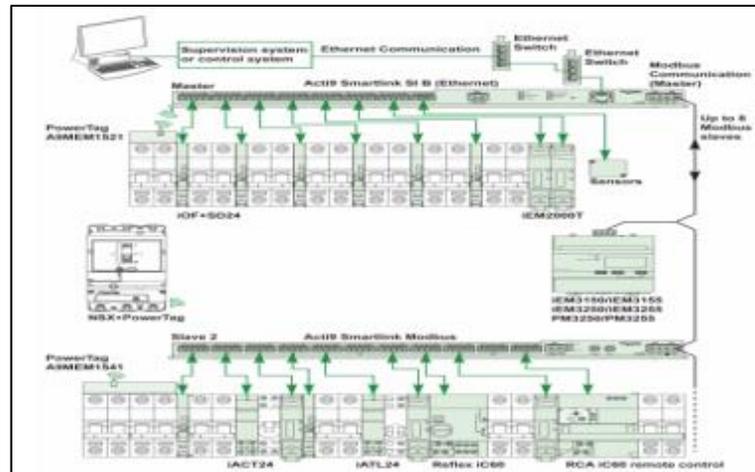
Con esta supervisión, se pueden controlar los factores de humedad, temperatura, potencia o inclusive programar alarmas si existiese una mala distribución en el sistema mismo.

Para realizar la comunicación, se necesita instalar dispositivos de protección con interfaz de comunicación. Dicha interfaz varía dependiendo del protocolo usado en el sistema, el cual puede ser TCP/IP Modbus o Ethernet. Para enlazar el dispositivo de protección y el ordenador, se necesitarán varias etapas, de las cuales el vínculo principal será el bus de conexión que servirá como enlace principal entre el ordenador, los dispositivos de medición y protección de sensores. El bus de conexión se configura de fábrica con el número de canales que se necesitaran medir. Tendrá la posibilidad de conectarse con diferentes protocolos de comunicación y, si fuese necesario, a sus convertidores. Estos *switch* podrán integrarse al mismo bus o conectarse como módulos por separado.

El sistema de comunicación será en cascada poseerá pasarelas, si fuese necesario, para incrementar el número de canales que pueden ir desde 4,8,16,24, 32. Cuanto mayor sea el número de canales, pueden ralentizar el sistema hasta obtener un *delay* (atraso) en la medición instantánea. Para la protección cuya función será corroborar la magnitud de las fallas, estas pueden ser almacenadas o utilizarse para prever un mantenimiento correctivo.

La arquitectura del sistema dependerá del número de canales y cuántos protocolos de comunicación estarán involucrados. En un sistema nuevo esto se puede resumir fácilmente y su diseño es irrelevante. En la figura 58 se observa la arquitectura de un sistema de monitoreo de la marca Schneider Electric con su línea de dispositivos de protección inteligentes Acti 9.

Figura 58. **Arquitectura de comunicación en sistema Acti 9**



Fuente: SCHNEIDER ELECTRIC. *Arquitectura de comunicación en sistema Acti 9*.
https://download.schneider-electric.com/files?p_Doc_Ref=DOCA0004ES. Schenierder-
 eletric.com. Consulta: 05 de agosto del 2019.

5.2.3. Supresores

Los dispositivos diseñados para la protección contra sobrevoltajes transitorios se conocen como supresores de picos. El fin de estos es drenar la corriente sobrante a tierra realizando un corte en los sobrevoltajes inyectados al sistema. Existen dos tipos de supresores, los conectados en serie como los conectados en paralelo. La utilización de estos dispositivos dependerá del equipo conectado al sistema. Los dispositivos electromagnéticos soportarán voltajes

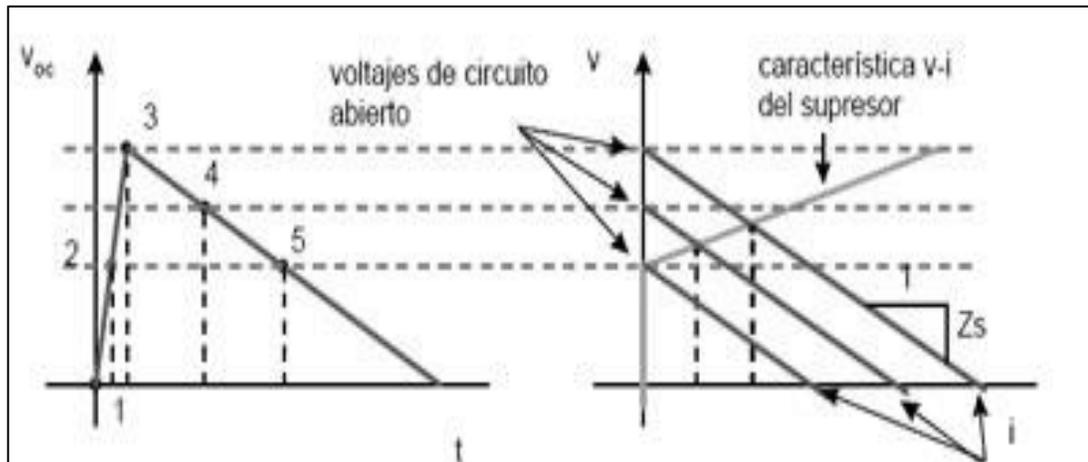
transitorios hasta que su misma aislación se dañe o se destruya, lo que no ocurre en los dispositivos electrónicos que, al momento de la detección de un transitorio, estos pueden dañarse instantáneamente. Para la instalación de estos dispositivos se deberá considerar lo siguiente:

- La distancia entre el supresor y la carga a proteger deberá ser pequeña.
- La ubicación de es muy importante depende de la categoría la cual definirá el posicionamiento.
- Todo supresor deberá contener protección diferencial y en modo común.
- Los cables utilizados para la conexión del supresor deberán ser lo más cortos, rectos sin ninguna curva en su trayectoria.
- Los de tipo común deberán estar conectados a tierra, y se recomienda que el conductor utilizado no sea de tipo aislado.
- Si existiesen líneas de datos que su trayectoria sea de entrada y salida del edificio, residencia o industria, se deberá instalar supresor por cada línea de datos, llámese Ethernet, RS-232 entre otros.

5.2.3.1. Funcionamiento y tipos de supresor

A la izquierda de la figura 59 se observa el comportamiento de un sobrevoltaje transitorio, el cual se comportaría en forma creciente teniendo un inicio en el punto 2, llegando su máximo (pico de voltaje) en el 3, para luego de la descarga de tendría un descenso lineal terminando en el punto 5. El supresor suprime cada uno de los puntos que hacen la tendencia en la trayectoria del sobrevoltaje los convierte en una recta creciente con fin es estabilizar dicha anomalía como se puede observar en la figura voltaje- en la sección de voltaje-corriente en la parte derecha.

Figura 59. Comportamiento voltaje-corriente supresor

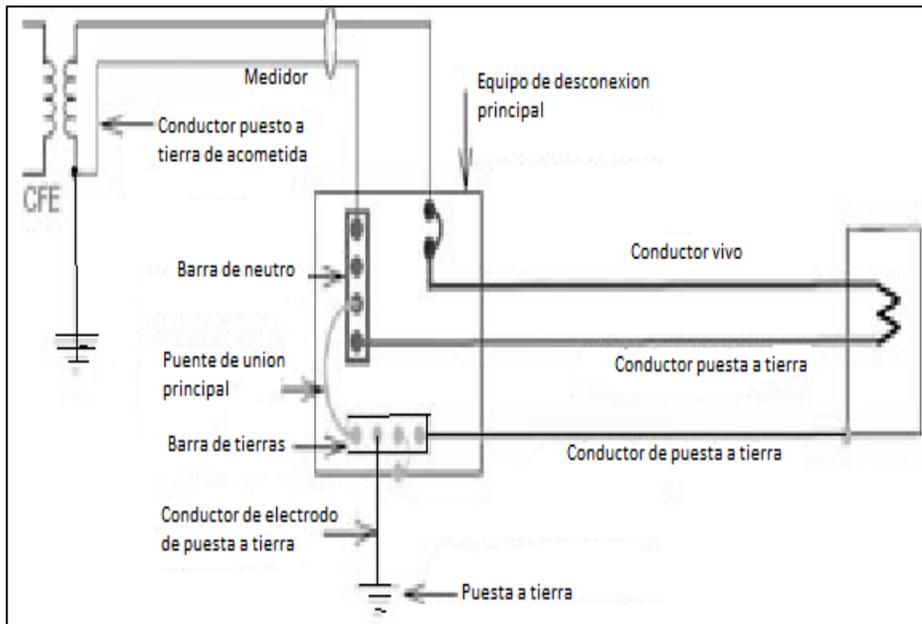


Fuente: SCHNEIDER ELECTRIC. *Comportamiento voltaje-corriente supresor.*

<https://www.quiminet.com/articulos/el-principio-de-operacion-de-los-supresores-de-sobrevoltaje-27522.htm>. Consulta: 05 de agosto del 2019.

Los valores de salida que tendrán los supresores dependerán de las impedancias del sistema, la del mismo supresor en su zona de conducción de la fuente. En las pruebas de los supresores de categoría C se utiliza una fuente de impulso con impedancia menor que la utilizada en las categorías A y B, la alimentación de estos supresores normalmente son de 120 V, 240 V monofásicos, 480 V, 277 V, 208 V trifásicos todos trabajando a 60 Hz. En la figura 54 se puede observar la conexión de alimentación que posee un supresor monofásico con neutro y tierra.

Figura 60. **Alimentación de supresor monofásico con neutro y tierra**

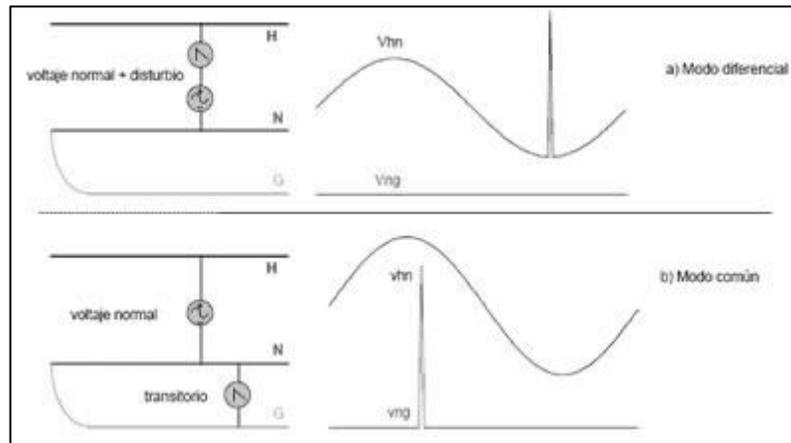


Fuente: SCHNEIDER ELECTRIC. *Alimentación de supresor monofásico con neutro y tierra.*
<https://www.quiminet.com/articulos/el-principio-de-operacion-de-los-supresores-de-sobrevoltaje-27522.htm>. Consulta: 05 de agosto del 2019.

Para el modo diferencial, la falla transitoria ocurre entre las líneas portadoras de corriente, a diferencia de un sistema monofásico el cual tendría su falla entre la línea viva y la neutra. La referencia en los dos casos siempre será cero.

En la figura 61 se observan los modelos de una falla transitoria en modo común diferencial.

Figura 61. **Transitorio de modo común y diferencial**



Fuente: *Transitorio de modo común y diferencial*.

<https://www.quiminet.com/articulos/el-principio-de-operacion-de-los-supresores-de-sobrevoltaje-27522.htm>. Consulta: 05 de agosto del 2019.

Los supresores están clasificados según su locación dentro del circuito:

- Categoría A
 - Tomacorrientes.
 - Tomacorrientes a 10 m de distancia de la categoría B con calibre de cables de 14,10.
 - Todos los tomacorrientes que estén a 20 m de distancia de la categoría C con calibres de cables de 14,10.

- Categoría B
 - Alimentadores y circuitos derivados cortos.
 - Tableros de distribución.
 - Barras alimentadoras.
 - Tomacorrientes.

- Iluminación.
- Categoría C
 - Instalación exterior y acometida.
 - Desconexión con medidor.
 - Cables del poste al medidor.
 - Cableado exterior.
 - Cableado subterráneo.

La categoría C deberá tener una capacidad mayor de corriente que la categoría A y B, la categoría B más que la A, esta será la menor de todas. Esto hace que las condiciones constructivas de la categoría C sean más robustas costosas, la sensibilidad de los equipos depende de su categoría. Las categorías B, C representan un voltaje alto, la categoría A representa los niveles transitorios.

Se deberá considerar la conexión con que se tienen conectados los supresores, si fuese el caso de un sistema en paralelo, tendrá la misma operación cuando el voltaje disminuye cuando la corriente pasa por los mismos los más comunes son los siguientes:

- Sujetadores de voltaje
- Dispositivos de arco

Estos dispositivos recuperan el circuito abierto y disminuyen el voltaje para no llegar al nivel de ruptura hasta llega al voltaje de arco y que se mantenga casi constante, entre estos dispositivos están los siguientes:

- MOV, varistor de óxido metálico

- Celdas de selenio
- Diodos de avalancha, protectores zener
- GDT, tubos de descarga de gas

Los supresores serie poseen una resistencia la cual deberá proporcionar la misma magnitud de corriente estipulada.

5.2.3.2. Mejora en la red eléctrica

La utilización de dispositivos de protección es indispensable para una red eléctrica tanto en el sector residencial como industrial, la seguridad del usuario es el principal objetivo y el segundo, la protección de los equipos instalados.

Sin embargo, diseñar un sistema de protección dependerá de la red de suministro. La misma está delimitada por la ubicación geográfica, nivel de humedad, incidencia de rayos, que son algunos factores ambientales que hacen que el suministro sea afectado.

La incidencia de rayos, cargas mal ubicadas en la red de distribución, hará que se produzca unas pequeñas fluctuaciones de voltaje, las magnitudes de estas dependerán de donde se ubique dicha incidencia respecto a la carga. Es común que los sistemas de protección de las líneas de transmisión en media tensión no detecten dichas anomalías y éstas lleguen a la carga por medio de la red de baja tensión. Estas anomalías dañan los equipos sensibles a cambios de regulación de voltaje, por lo tanto, aunque un equipo electrónico posea un dispositivo de protección estos no son capaces de liberar dichas fallas, para lo cual existe hoy en día otra gama de dispositivos llamados reguladores de voltaje.

Estos reguladores son capaces de soportar sobrecargas medidas en Joules y se dimensionan de acuerdo con el suministro de voltaje al cual están conectados y a la carga instalada a proteger, medida en VA.

Estos equipos en la actualidad poseen *bypass* automático para el suministro de energía, incluso si existiese una falla en otro ramal conectado al mismo regulador. También los altos y bajos niveles de voltaje pueden depender del diseño constructivo de cada regulador lo que puede llegar a ser comúnmente +/- 20 V. El número de fases es una de las características de diseño que el usuario puede escoger, también lo es la ubicación que puede llegar a estar a pocos metros de la carga final como a un costado del tablero eléctrico. En la figura 62 se observa un regulador monofásico con nivel de tensión 120 V con capacidad de 1 200 VA, de la línea R del fabricante Schneider Electric.

Figura 62. **Regulador monofásico 120 V Schneider Electric**



Fuente: SCHNEIDER ELECTRIC. *Regulador monofásico 120V Schneider Electric.*

<https://www.se.com/mx/es/product/LE1200/regulador-autom%C3%A1tico-de-tensi%C3%B3n-line-r-de-1200-va/>. Consulta: 12 de agosto de 2019.

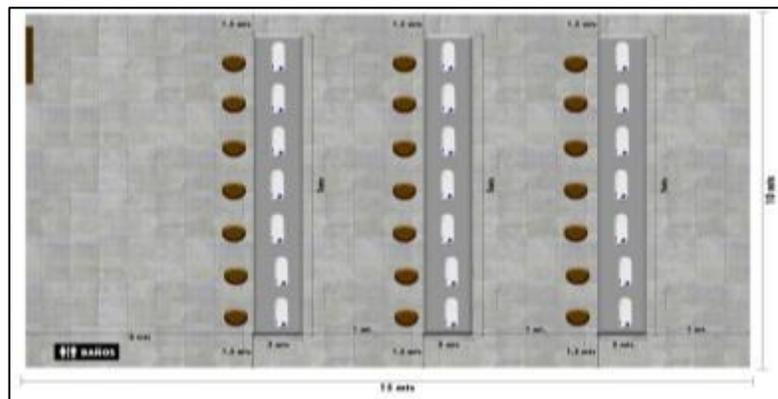
6. ESTUDIO DE SELECCIÓN Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN INDUSTRIA PEQUEÑA (MAQUILA TEXTIL)

6.1. Descripción de sitio

La maquila textil está ubicada en la zona 1 de la ciudad de Guatemala. Su infraestructura está deteriorada y con poco mantenimiento como es lo habitual en las casas y edificios de esa zona urbana y con mucho comercio.

Se reacondicionó una vivienda para la instalación del taller en cuya línea de producción cuenta con 21 máquinas de coser monofásicas de $\frac{3}{4}$ hp. El servicio de la acometida es de 120/240 V monofásico. Las dimensiones del taller se especifican en la figura 63.

Figura 63. **Croquis**



Fuente: elaboración propia, empleando Photoshop.

La seguridad en este tipo de industria es importante. Los operarios deben respetar el reglamento de vestimenta para las funciones que desempeña. Además, debe utilizar correctamente el diseño de protecciones mecánicas y eléctricas en dicha instalación. El sistema deberá ser capaz de disipar cualquier tipo de corrientes de fuga como voltajes de paso que pueda afectar al operario. Por ello, se establecerán las recomendaciones ineludibles al realizar un diseño de protecciones siguiendo como referencia los artículos aplicables 250, 240 y 250 del NEC.

6.2. Método por utilizar

Para el estudio se propone utilizar la tecnología de la empresa Schneider Electric.

6.2.1. Tecnología y equipo

La tecnología de la empresa Schneider Electric contiene dentro de sus ramas a Square D, líder de la industria en protección de circuitos, con una larga reputación de calidad como confiabilidad. Square D ofrece a Homeline una amplia gama de interruptores para cumplir con todos los requisitos del Código Eléctrico Nacional proporcionando una seguridad eléctrica confiable. Incluye: interruptores de circuito de falla de arco de combinación de 1,2 y 3 polos (CAFI) de función doble, CAFI, Arc-D-Tect CAFI, AFI falla de arco, GFI, EPD y supresores de corriente SSP0. Los centros de carga Homeline son flexibles al conectar la variedad de interruptores que esta empresa ofrece en su línea residencial en la pequeña industria.

6.2.1.1. Interruptor GFCI

La función de los termomagnéticos y los contactos GFCI es monitorear la cantidad de corriente que fluye de la línea al neutro, si existe una diferencia, como en el caso en el que la corriente fluya a tierra pasando por una persona, el dispositivo abre el circuito, cortando el flujo de corriente. Las tomas GFCI de Schneider Electric son capaces de censar diferencias tan pequeñas de entre 4 a 6 mA tienen un tiempo de reacción de 0,025 s.

La protección de GFCI es requerida por el artículo 210 del NEC para circuitos derivados o en los contactos instalados y/o de reemplazo de 15 y 20 amperios, cocinas, en baños, áreas al aire libre, sótanos sin terminar espacios angostos, garajes, cobertizos, áreas de lavado, en los fregaderos, bañeras cabinas de ducha. En el artículo 210.8 del NEC se establecen los diversos usos de estos dispositivos siendo esto de 125 V, 15 o 20 amperios, y las ubicaciones donde deberían instalarse:

- Unidades con capacidad de sobrecarga para transformadores secos tipo o clase H, F.
- Áreas de almacenaje o bodegas.
- Áreas al área libre.
- Sótanos en construcción.
- Mostradores, lavaplatos o baños.

Figura 64. **Interruptor termomagnético GFCI**



Fuente: SCHNEIDER ELECTRIC. *Interruptor termomagnético GFCI.*

<https://www.se.com/co/es/product/MWD130317552/placa-armada-genesis-toma-corriente-gfci-15a--120-127vac---blanco//>. Consulta: 17 de agosto del 2019.

6.2.1.2. Dispositivo de protección de sobre corrientes (SSP0)

Los supresores de corriente QO son dispositivos de protección contra sobretensiones transitorias de tipo II. Diseñados para tableros QO o NQ que son de la marca Square D. La corriente de protección puede soportar estos dispositivos es de 22,5 kA/fase.

Figura 65. **Supresor de corriente monofásico**



Fuente: SCHNEIDER ELECTRIC. *Supresor de corriente monofásico.*

<https://www.se.com/mx/es/product-range-presentation/63126-supresor-de-picos-qo-de-2-polos/?parent-subcategory-id=86168#tabs-top>. Consulta: 04 de septiembre del 2019.

Existen otros tipos de montura para supresores, lo cual dependerá de su capacidad interruptiva, ubicación de instalación o su dimensión. Por ello, no se pueden instalar en un centro de carga QO, estas cualidades los incluyen en la familia EMA que, aunque cumplen con algunos requisitos de los supresores QO. Se podrán montar en un gabinete dieléctrico que cumpla con la normativa NEMA, diseñado específicamente para ser montados en una pared y sujetos a esta.

Además de su montura especial tendrán una capacidad interruptora de hasta 320 kA en servicios monofásicos y trifásicos, diseñados específicamente para las cargas que protegerán.

Figura 66. **Supresor de corriente de la marca Schneider Electric**



Fuente: SCHNEIDER ELECTRIC. *Supresor de corriente monofásico.*

<https://www.se.com/mx/es/product-range-presentation/63126-supresor-de-picos-qo-de-2-polos/?parent-subcategory-id=86168#tabs-top>. Consulta: 04 de septiembre del 2019.

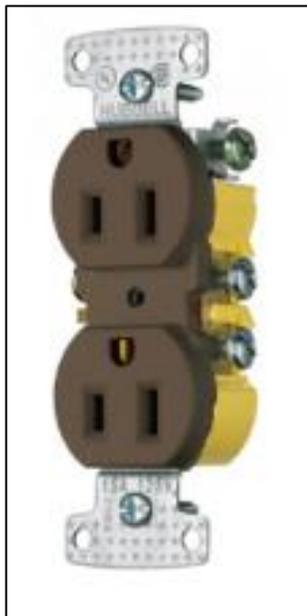
6.2.1.3. Receptáculos de corriente

La instalación de receptáculos de corriente con capacidad para instalarse de forma segura es muy importante. Doblar el alambre cuando se atornillan en la base de los receptáculos es una mala práctica que los fabricantes de baja calidad ofrecen. Por ello, pueden tener voltajes irregulares o falsos cuando los manipula una persona.

Cuando el alambre se conecta a la base del receptáculo de forma paralela o bien se introduce en este, impiden que sufra quebraduras o rajaduras internas que el técnico instalador pase por alto al instalarlos.

Los dispositivos que se recomendarán para aplicación de montaje en pared serán de capacidades de 15 a 20 A certificados para utilizarse con calibres 12 al 14 AWG, certificados NEMA 5-15R.

Figura 67. **Tomacorriente NEMA 5-15R**



Fuente: HUBBELL. *Tomacorriente NEMA 5-15R*. <https://www.hubbell.com/wiringdevice-kellems/en/Products/Electrical-Electronic/Wiring-Devices/Residential-Devices/Receptacles/RR15/p/1638000>. Consulta: 16 de septiembre del 2019.

Poseerán una tapadera protectora de plástico duradero, atornillada a la base del receptáculo. También se instalará tecnología con falla de arco a tierra GFCI, para responder a la normativa NEC 406.12, NEC 517-18(c). Estos tendrán capacidades de 15 a 20 A certificados para utilizarse con calibres 12 al 14 AWG y certificados NEMA 5-15, tal como se muestra en la figura 68.

Figura 68. **Tomacorriente NEMA 5-15R**



Fuente: HUBBELL. *Tomacorriente NEMA 5-15R*.

<https://www.hubbell.com/hubbell/en/Products/Electrical-Electronic/Wiring-Devices/GFCI/Receptacles/Specification-Grade/GFSPST15LA/p/1547059>. Consulta: 21 de septiembre del 2019.

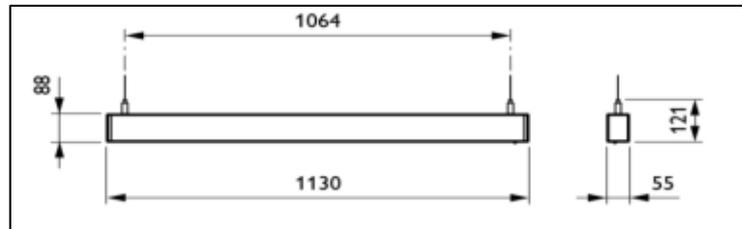
6.3. Diseño lumínico

Las luminarias por utilizar en diseño serán de tecnología led con suspensión a techo. Equipo que permite el ahorro de energía y la eficiencia energética que toda industria desea.

6.3.1. Equipo por utilizar

Para el diseño se escogió el modelo SP532P LED77S de la marca Philips en su línea *Lighting* que ofrece un flujo lumínico de 7 700 lm con un consumo promedio de 56,5 W. En la figura 69 se observa sus dimensiones constructivas.

Figura 69. **Medidas SP532P LED77S**



Fuente: PHILLIPS. *Medidas SP532P LED77S*. https://www.lighting.philips.es/prof/luminarias-de-interior/montaje-suspendido/trueline-version-suspendida/910505100114_EU/product. Consulta: 19 de abril de 2020.

6.3.2. Dimensiones y Especificaciones

El local posee paredes, piso como techo con los unos porcentajes de reflectancia y dimensiones que se observan en la tabla XV.

Tabla XV. **Datos del local**

Dimensiones (m)		Reflectancia (%)		Altura de Cavidad (m)	
Ancho	10	Techo	80 %	Local	2,00
Largo	15	Paredes	50 %	Techo	0,25
Altura	3	Piso	20 %	Piso	0,75
Distancia de suspensión de luminarias (m)			0,25		
Altura del plano de Trabajo (m)			0,75		

Fuente: elaboración propia.

6.3.3. Número de luminarias

Según la lista de niveles de iluminación recomendados para diversos interiores y tareas, publicada en el informe # 29 de la International Commission on Illumination (Comisión Internacional de Iluminación), para industria textil en el área de cosido e inspección se necesitan como mínimo 1 000 luxes.

Dado que las luminarias están suspendidas, se podrá aproximar la reflectancia efectiva de la cavidad del techo a un 75 %. Para luminarias *led* el coeficiente de utilización está establecido en un aproximado de 0,6 por su valor medio de consumo de acuerdo con el fabricante. Para el cálculo del factor de pérdidas totales (FPT) se considera la tabla XVI.

Tabla XVI. **Factores de pérdidas**

Factores de pérdidas	
Factor por la variación de la luminaria	0,98
Factor por temperatura	1
Factor de disminución de la emisión luminosa de la lámpara	0,76
Degradación de luminosidad por suciedad	0,86
FPT TOTAL	0,64

Fuente: elaboración propia.

A las luminarias se le dará mantenimiento anual, por lo que se estima un factor de suciedad de 0,86, la temperatura ambiente no superará los 40 °C por lo tanto se considera un factor por temperatura de 1, el resultado de la multiplicación de estos factores es 0,64, con lo cual se establece el número de luminarias necesarias con la ecuación 1 del anexo A.

Sustituyendo

$$N = \frac{1\,000 \times 150}{7\,700 \times 2 \times 0,6 \times 0,64} = 27$$

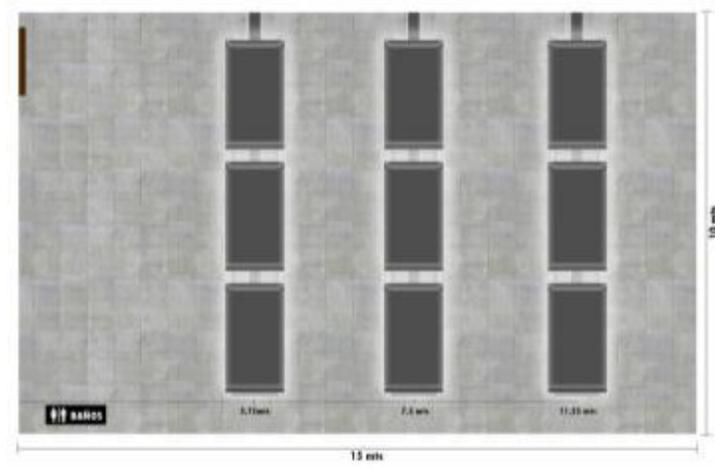
Se necesitan 27 luminarias distribuidas en 3 filas con 9 luminarias cada fila. Con esta configuración el nivel lumínico se obtiene con la ecuación 2, anexo A.

Sustituyendo

$$E_e = \frac{28 \times 2 \times 7\,700 \times 0,6 \times 0,64}{150} = 1\,103 \text{ lumenes}$$

La cantidad de luxes se aproxima al valor deseado por lo cual es un valor aceptable para instalarlas. La figura 70 muestra la dimensión del diseño.

Figura 70. **Diseño de instalación lumínico**



Fuente: elaboración propia, empleando Photoshop.

6.4. Dimensionamiento de cable

El cable a utilizar deberá ser dimensionado de acuerdo a los diferentes tipos de cargas instaladas en el diseño mismo. Este diseño será clasificado definiendo las características de cada una.

6.4.1. Carga instalada

La tabla XVII muestra las cargas instaladas con sus características eléctricas necesarias para el diseño eléctrico para el taller.

Tabla XVII. **Carga instalada**

Cantidad	Tipo	Potencia (hp)	Potencia (VA)	Fases (ϕ)	Servicio (V)
21	Motor	$\frac{3}{4}$	1 586	1	110
27	Luminarias led		56	1	110
8	Tomacorriente		180	1	110

Fuente: elaboración propia.

6.4.2. Método por utilizar

El método de corrientes es el empleado para la obtención de corrientes de conductores por utilizar, donde por las dimensiones del terreno no se considera caída tensión tanto en alimentador como derivaciones.

6.4.2.1. Motores

El cálculo de la corriente nominal del alimentador para un motor monofásico utiliza la fórmula 3, anexo A, en tanto a la eficiencia del motor se utiliza la tabla 6, para el caso 44,1 % y un factor de potencia de 0,9.

Sustituyendo

$$I_n = \frac{\frac{3}{4} \times 746}{240 \times 0,441 \times 0,9}$$

$$I_n = 5,87 A$$

Dado que son cargas de uso continuo se deberá aplicar una sobre dimensión del 125 % previamente de cualquier factor de corrección que se le aplique. “Los conductores de los circuitos ramales deben tener una capacidad de corriente no inferior a la carga máxima que van a alimentar. Cuando un circuito ramal alimente cualquier combinación de cargas no continuas, el calibre mínimo del circuito ramal, antes de la aplicación de cualquier factor de corrección o ajuste, debe tener una capacidad de corriente permisible igual o superior a la carga no continúa más el 125 % de la carga continúa.”¹ Esta referencia se refleja en la ecuación 4 del anexo 1

$$I_{pc} = 5,87 \times 125 \% = 7,33 A$$

¹ NEC. Study Guide For Grounding Electrode Systems 2017. <http://www.inspectionbureau.com/studyGuides/GroundingElectrodeSystems17.pdf>.

La corriente de conducción aplicará factores de corrección dependiendo de las condiciones ambientales y sus medios de conducción. En caso, será un servicio continuo de 8 horas, entubado en Conduit y en temperatura ambiente.

$$I_{pct} = \frac{7,33}{1 \times 1 \times 1 \times 1}$$

$$I_{pct} = 7,33 A \times \text{máquina}$$

El dato concuerda con las corrientes establecidas por el NEC en la tabla 7, anexo A. Se estima la corriente total que será de 7 máquinas por circuito.

$$I_{pctc} = 7 \times 7,33A$$

$$I_{pctc} = 51,31 A$$

La corriente del neutro será el 70 % de la corriente a plena carga de las fases.

$$I_n = 51,31 \times 70 \%$$

$$I_n = 35,91 A$$

El calibre de fase por utilizar se escoge de las tablas 8 y 9 (anexo A), el calibre de puesta a tierra se escoge con base en la tabla 14, anexo A.

6.4.2.2. Luminarias

Las luminarias instaladas en el taller deberán de tener un circuito independiente, “establece las características de la carga de cada circuito. Ahí se explica la conveniencia de utilizar circuitos separados de alumbrado.”²

De acuerdo con el estudio lumínico de la sección, el circuito de iluminación constará de 27 luminarias led de 56 W c/u, 1F, 120 V. Se obtiene la I_n . En caso el fp por ser luminaria led será 1.

Sustituyendo

$$I_n = \frac{56 \times 27}{120 \times 1 \times 1}$$

$$I_n = 12,6 A$$

“Conductores: capacidad de corriente y calibre mínimos, la corriente nominal debe ser sobredimensionada 125 % por ser carga continua antes de ser afectada por cualquier tipo de factores de corrección, por ende, la corriente a plena carga es:”³

$$I_{pc} = I_n \times 125 \%$$

$$I_{pc} = 15,75 A$$

² Acronymfinder. *Normas Técnicas para Instalaciones Eléctricas (NTIE)*. [https://www.acronymfinder.com/Normas-T%C3%A9cnicas-para-Instalaciones-EI%C3%A9ctricas-\(Spanish%3A-Technical-Standards-for-Electrical-Installations\(NTIE\).html](https://www.acronymfinder.com/Normas-T%C3%A9cnicas-para-Instalaciones-EI%C3%A9ctricas-(Spanish%3A-Technical-Standards-for-Electrical-Installations(NTIE).html).

³ NEC. *Study Guide For Grounding Electrode Systems 2017. Artículo 210.19*. <http://www.inspectionbureau.com/studyGuides/GroundingElectrodeSystems17.pdf>.

El circuito será servicio continuo con 3 conductores (1F +1N +1T), la temperatura deberá ser corregida a 30 °C y la tubería será metálica (EMT),

Sustituyendo

$$I_{pct} = \frac{15,75}{1}$$

$$I_{pct} = 15,75 A$$

La corriente del neutro será el 70 % de la corriente a plena carga total por circuito, utilizando la ecuación 7.

$$I_n = 15,75 \times 70 \%$$

$$I_n = 11 A$$

El calibre de fase por utilizar se escoge de las tablas 8 y 9 (anexo A), el calibre de puesta a tierra se escoge con base en la tabla 14, anexo A.

6.4.2.3. Tomacorrientes de uso general

Los tomacorrientes por evaluar serán de uso general con una potencia máxima de 180 VA, 120 V. Se obtiene su corriente nominal.

$$I_n = \frac{180 VA}{120 V}$$

$$I_n = 1,5 A$$

La corriente del neutro será el 70 % de la corriente a plena carga total por circuito.

$$I_n = 1,63 \times 70 \%$$

$$I_n = 1,14 A$$

Se propone instalar 8 tomacorrientes lo que da una corriente a plena carga total de 12 A. El calibre de fase por utilizar se escoge de la tabla 9 (anexo A), el calibre de puesta a tierra se escoge con base en la tabla 14, anexo A.

6.4.2.4. Alimentador

El calibre de los conductores utilizados en el alimentador principal será dimensionado con base en el NEC 2017, en su artículo 215.2, el cual explica que “los conductores mínimos que deberán de poseer serán dimensionados por el 125 % de la suma de cargas no continuas. Por lo tanto, utilizando la ecuación 10 se obtiene la corriente nominal de alimentador.”⁴

$$I_A = (125 \% \times 12,6) + (5,87 \times 21) + 12$$

$$I_A = 151,02 A$$

La corriente del neutro será el 70 % de la corriente a plena carga total por circuito,

$$I_A = 151,02 \times 70 \%$$

$$I_A = 105,71 A$$

⁴ NEC. *Study Guide For Grounding Electrode Systems 2017. Artículo 215.2.* <http://www.inspectionbureau.com/studyGuides/GroundingElectrodeSystems17.pdf>.

. El calibre de fase por utilizar se escoge de la tabla 9 (anexo A), el calibre de puesta a tierra se escoge con base en la tabla 14, anexo A.

6.5. Entubado

Según indica el NEC 2017, en su artículo 342.10, el entubado necesario se calcula con base en el calibre y número de conductores por circuito.

6.5.1. Tubo por utilizar

El tubo por utilizar en el diseño será Conduit metálico intermedio (IMC) permitido, para utilizarse en cualquier condición atmosférica según como indica el NEC 2017, en su artículo 342.10. Utilizando la tabla 12, anexo A donde se obtiene el área del cable en mm^2 , la tabla.15, anexo A donde se acomodan los conductores para el área utilizable de la tubería.

6.5.1.1. Para circuitos de motores

Los circuitos de motores tendrán 2 F 6 AWG +1N 8 AWG+1T 10 CU C/U. Se calcula el área de arreglo de los conductores y del tubo de acuerdo con la ecuación 8, anexo A.

$$Ar = \frac{48,0 + 29,2 + 16,1}{70 \%}$$

$$Ar = 141,3 \text{ mm}^2$$

El área de arreglo considera el área de los conductores y los espacios entre estos, sin embargo, el tubo necesita un área libre para su ventilación y sería la del tubo por escoger (ecuación 9).

$$At = \frac{141,3}{40 \%}$$

$$At = 353,25 \text{ mm}^2$$

Se deberá utilizar un tubo de 1" Conduit por cada circuito.

6.5.1.2. Para circuitos de iluminación

El circuito de iluminación tendrá 1 F 12 AWG +1N 12 AWG+1T 14 CU C/U. Se calcula el área de arreglo de los conductores y del tubo de acuerdo con la ecuación 8, anexo A.

$$Ar = \frac{12 + 12 + 9,2}{70 \%}$$

$$Ar = 47,4 \text{ mm}^2$$

El área de arreglo considera el orden de los conductores por tubería sin embargo el tubo necesita un área libre para ventilación de este, dicha área sería del tubo por escoger de acuerdo con la ecuación 9.

$$At = \frac{47,4}{40 \%}$$

$$At = 118,5 \text{ mm}^2$$

Se deberá utilizar un tubo de 1/2" Conduit por circuito.

6.5.1.3. Tomacorriente de uso general

El circuito de tomacorriente tendrá 1 F 12 AWG +1N 12 AWG+1T 14 CU C/U. Se calcula el área de arreglo de los conductores y del tubo de acuerdo con la ecuación 8, anexo A.

Sustituyendo

$$Ar = \frac{12 + 12 + 9,2}{70 \%}$$

$$Ar = 47,4 \text{ mm}^2$$

El área de arreglo considera el orden de los conductores por tubería sin embargo el tubo necesita un área libre para ventilación de este, dicha área sería del tubo por escoger de acuerdo con la ecuación 9

$$At = \frac{47,4}{40 \%}$$

$$At = 118,6 \text{ mm}^2$$

Se deberá utilizar un tubo de 1/2" Conduit por circuito.

6.5.1.4. Alimentador

La alimentación general tendrá 2F 1/0AWG +1N 2 AWG+1T 6 CU. Se calcula el área de arreglo de los conductores.

$$Ar = \frac{142 + 87,8 + 48}{70 \%}$$

$$Ar = 419,8 \text{ mm}^2$$

El área de arreglo considera el orden de los conductores por tubería sin embargo el tubo necesita un área libre para ventilación de este, dicha área sería del tubo por escoger.

Sustituyendo

$$At = \frac{419,8 \text{ mm}^2}{40 \%}$$

$$At = 1049,5 \text{ mm}^2$$

Se deberá utilizar un tubo de 1 1/2" Conduit por circuito.

6.5.2. Sujeción y soporte

El Conduit metálico intermedio (IMC) deberá ser instalado como un sistema completo, asegurándose correctamente en su soportería "El Conduit metálico intermedio (IMC) se debe sujetar asegurar a una distancia no mayor de 900 mm (3 pies) de cada caja de salida, caja de empalmes, caja de dispositivos, gabinete, cuerpo de Conduit u otra terminación de Conduit. "⁵

Las coplas y conectores utilizados en el Conduit deberán ser herméticamente acoplados de acuerdo con el Artículo 342.42. El material mínimo por instalarse se observa en la tabla XVIII.

⁵ NEC. *Study Guide For Grounding Electrode Systems 2017. Artículo 342.20.* <http://www.inspectionbureau.com/studyGuides/GroundingElectrodeSystems17.pdf>.

Tabla XVIII. **Tubería Conduit mínima**

Cantidad (U)	Tipo de material
30	Conectores de presión EMT
15	Caja rectangular pesada de 3/4
30	Conector EMT presión
35	Abrazadera Hangler 3/4
70	Tarugo con tornillo pulsar 1/2" para concreto
35	Tubo Conduit metálico EMT

Fuente: elaboración propia.

6.6. Selectividad de protecciones

A continuación, se describe la selectividad de protecciones.

6.6.1. Interruptores Termomagnéticos

La dimensión de estos dispositivos será con base en el sobre dimensionamiento de la corriente a plena carga total de cada circuito, un crecimiento del 20 % de la carga total, exceptuando los motores eléctricos.

6.6.1.1. Motores

Las capacidades de los motores son bajo par, velocidad y no necesitan arrancar con carga, por lo mismo su protección termomagnética deberá ser calculada al 200 % de su corriente nominal, según como indica el inciso 3 de la tabla 13, anexo A. La corriente de protección se obtiene de la Ecuación 9.

Sustituyendo

$$I_{ptm} = 7,33 \times 200 \%$$

$$I_{ptm} = 14,66 \times motor$$

La protección por utilizar será un interruptor electromagnético de 2 polos 15 A. La serie de especificaciones de este es de 2 polos 15 A.

6.6.1.2. Iluminación

La protección utilizada en el circuito será sobredimensionada un 20 % a la corriente a plena carga total, obteniendo corriente de protección.

$$I_{ptm} = 12,6 \times 120 \%$$

$$I_{ptm} = 15,12 A$$

La protección por utilizar será un interruptor electromagnético de 1 polo 15 A.

6.6.1.3. Tomacorriente de uso general

La protección utilizada en el circuito será sobredimensionada un 20 % a la corriente a plena carga total, obteniendo corriente de protección.

$$I_{ptm} = 12 \times 120 \%$$

$$I_{ptm} = 14,4 A$$

La protección por utilizar será un interruptor electromagnético de 1 polos 15 A.

6.6.1.4. Alimentador

La protección utilizada en el circuito será sobredimensionada un 20 % a la corriente a plena carga total.

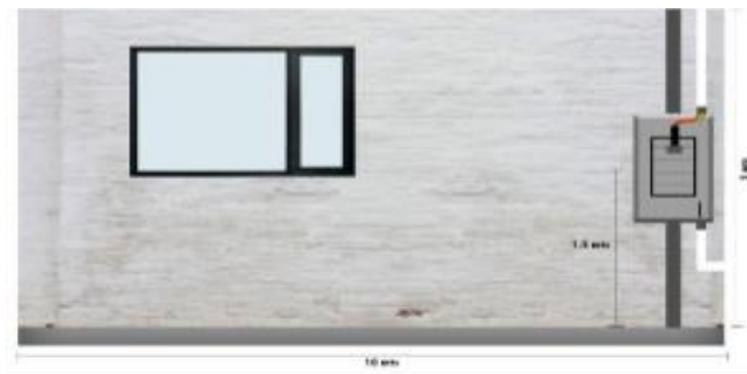
Sustituyendo

$$I_{ptm} = 147,6 \times 120 \%$$

$$I_{ptm} = 177,12 A$$

La protección por utilizar será un interruptor electromagnético de dos polos 200 A, las especificaciones. El interruptor automático deberá tener el centro de la manija de su operación, cuando esté en su posición más alta, a una altura no mayor de 2 metros de altura por encima del piso, estar instalado en un armario metálico de protección 3R. Esto hará que no se requiera personal calificado para su desactivación u operación. En la figura 71 se estipula la altura de instalación del interruptor principal.

Figura 71. **Altura de instalación interruptor principal**



Fuente: elaboración propia, empleando Photoshop.

6.6.2. Supresor de corriente

“La capacidad de los supresores de corriente utilizados en el diseño no deberá ser inferior a la carga no continua más el 125 % de la carga continua. Estos dispositivos están condicionados a solo instalarse si la carga no continua no supera el 80 % de la nominal”⁶

La instalación de los supresores será de forma permanente con cable adecuado. Instalados en el lado de carga del dispositivo de protección contra sobre corriente del tablero o centro de carga principal, teniendo como base el artículo 240.86 para su correcta coordinación en serie. Habrá casos donde no sean requeridos, como las subderivaciones menores a 3 metros de largo con una capacidad que no supere la sumatoria de las cargas combinadas, como también las cargas que tengan un máximo de longitud de 7,5 metros que su capacidad de corriente no sea inferior a la tercera parte de la nominal del supresor de corriente que protege al disyuntor alimentador, se podría obviar la instalación de estos dispositivos. “El uso de gabinetes para la instalación de supresores de corriente deberá estar restringido por el número de interruptores que estos contengan, los dispositivos de sobre corriente deben constar de un máximo de seis interruptores automáticos instalados en un solo gabinete, o en un tablero de distribución. No debe haber más de seis dispositivos de sobre corriente agrupados en un solo sitio”.⁷

La selección para la instalación de los supresores de corriente en la fábrica textil está basada en aspectos eléctricos geográficos. La tabla XIX muestra los aspectos que coadyuvan en la determinación de la mejor opción en la coordinación de estos dispositivos en Guatemala.

⁶ NEC. *Study Guide For Grounding Electrode Systems 2017. Artículo 215.30.* <http://www.inspectionbureau.com/studyGuides/GroundingElectrodeSystems17.pdf>.

⁷ *Ibíd.*

Tabla XIX. Puntos de evaluación

1	El nivel isocerámico de la región donde se desea proteger es alto, medio o bajo.	Medio	5
		Bajo	1
2	Ubicación respecto a otras actividades El espacio es abierto, aislado, área en crecimiento o si es una área densamente poblada.	Rural	10
		Sub Urbano	5
		Urbano	1
3	Ubicación respecto a otras construcciones La altura del edificio que se desea proteger es la más alta, mediana o pequeña.	El más alto	10
		Mediano	5
		El más pequeño	1
4	Tipo de acometida La acometida del edificio que se desea proteger es la más alejada en una distribución radial.	Ultimo usuario	10
		Usuarios múltiples	5
		Acometida independiente	1
		Frecuentes	10
5	Historial de disturbios Verificar los disturbios que hayan dañado equipo eléctrico, tarjetas electrónica, equipo crítico, etc.	Ocasionales	5
		Escasos	1
		indispensable	10
6	Importancia del equipo a proteger Existe equipo crítico que genere pérdidas o paro de producción al momento de fallar.	moderada	5
		puede detenerse	1
		costosa	10
7	Costo económico del equipo si falla. El costo del equipo es alto, moderado o económico.	moderada	5
		Económica	1
		Acometida	A
8	Categoría de aplicación según IEEE C62.41 Ubicación donde se instalará el equipo para transitorios.	Distribución	B

Fuente: elaboración propia.

Dependiendo del punteo obtenido, se usa la tabla XX en para determinar la coordinación de supresores que se deben colocar en cualquier zona en Guatemala. Cuando no se tenga la disponibilidad de los supresores, se escoge el más próximo.

Tabla XX. **Corriente de supresores según su categoría**

Nivel de categorías según IEEE C62.41	Considere el índice de exposición calculado y categoría del supresor según IEEE C62.41.1 -2002.			
	7-25 puntos	26-40 puntos	41-55 puntos	56-70 puntos
Categoría C Acometida	120KA	160KA	240KA	480KA ó 320KA
Categoría B Distribución	80KA	120KA	160KA	240KA
Categoría A Derivado	40KA	50KA	80KA	120KA

Fuente: elaboración propia.

Para este caso práctico, se analiza la coordinación de supresores con ubicación en la zona 1, de la ciudad de Guatemala utilizando la tabla XIX para responder las preguntas del sitio de instalación en los siguientes incisos:

- Con el apoyo de la aplicación Google Earth se localiza el punto de instalación que se muestra en La figura 72. Indica un valor bajo en el nivel isocerámico cercano a la maquila textil, dando una puntuación de 1.

Figura 72. **Ubicación geográfica**



Fuente: Google Earth. *Ubicación*. <https://www.prensalibre.com/vida/tecnologia/aplicacion-de-google-permite-ver-lugares-de-guatemala-a-traves-del-tiempo/> Consulta: 25 de abril del 2020.

- La figura 72 muestra que la maquila textil está ubicada en un área urbana en crecimiento, lo que implica que el valor numérico es 1 con base en el nivel de exposición de pregunta número 2.
- La altura de la maquila textil es de dimensiones medianas. Está ubicada en un domicilio de un piso y a su alrededor estructuras similares, el valor numérico es 5.
- La acometida de la maquila textil es para usuarios múltiples. Está instalada en lo que fue una residencia en un sector muy poblado, el valor numérico es 5.
- El historial de disturbios en la maquila textil es frecuente por las instalaciones deterioradas lo que implica un valor numérico de 10.

- En la maquila textil existe equipo el cual no puede fallar, si no se afectaría la producción, por lo que se coloca un valor numérico de 10.
- El costo de los equipos es moderado en la maquila textil, se recomienda dar valor numérico de 5.

La tabla XXI muestra los resultados obtenidos

Tabla XXI. **Puntuación**

Tema	Valor
1	1
2	1
3	5
4	5
5	10
6	10
7	5
Resultado	37

Fuente: elaboración propia.

Según la tabla XXI, se obtuvo un valor de 37 puntos, con base en la propuesta de la tabla XIX, la coordinación de supresores es la propuesta en la tabla XXI.

Tabla XXII. **Supresores propuestos**

Categoría	Valor del supresor
C Acometida	160 KA
B Distribución	120 KA
A Derivado	50 KA

Fuente: elaboración propia.

6.6.3. Marcado

El valor de interrupción de cada interruptor automático que se encuentre instalado deberá estar marcado, grabado o etiquetado en algún lugar visible de su caratula o estructura según el Artículo 240.83, NEC.

6.7. Puesta a tierra

La instalación de puesta a tierra está comprendida para el alimentador como subderivaciones. El sistema será tierra común utilizando como medio de entubado Conduit metálico y cajas de recepción metálicas.

6.7.1. Alimentador principal

El suelo es de grava liviana con una pequeña capa de cemento y puede clasificarse como alimentador, asignando una resistividad de 25Ω tal como indica la tabla XXIII.

Tabla XXIII. Resistividad de suelos

Terreno	Símbolo del Terreno	Resistividad Media [$\Omega.m$]
Grava de buen grado, mezcla de grava y arena	GW	600 – 1 000
Grava de bajo grado, mezcla de grava y arena	GP	1 000 – 2 500
Grava con arcilla, mezcla de grava y arcilla	GC	200 – 400
Arena con limo, mezcla de bajo grado de arena con limo	SM	100 – 500
Arena con arcilla, mezcla de bajo grado de arena con arcilla	SC	50 – 200
Arena fina con arcilla de ligera plasticidad	ML	30 – 80
Arena fina o terreno con limo, terrenos elásticos	MH	80 – 300
Arcilla pobre con grava, arena, limo	CL	25 – 60
Arcilla inorgánica de alta plasticidad	CH	10 – 55

Fuente: NEC. *Study Guide For Grounding Electrode Systems 2017. Artículo 250.52.*

<http://www.inspectionbureau.com/studyGuides/GroundingElectrodeSystems17.pdf>. Consulta: 25 de abril del 2020.

Esto significa que la instalación de una única varilla de cobre para la puesta a tierra del alimentador es suficiente, 5 “Cualquier ensamble de acometida puesto a tierra. Excepción: si un solo electrodo de varilla, tubería o placa tiene menos de 25 ohmios de resistencia a tierra, el electrodo suplementario no será exigido.”⁸ Por eso mismo la varilla de cobre por utilizarse deberá comprender las especificaciones de la tabla. XXIII.

⁸ NEC. *Study Guide For Grounding Electrode Systems 2017. Artículo 250.52.* <http://www.inspectionbureau.com/studyGuides/GroundingElectrodeSystems17.pdf>.

Tabla XXIV. Dimensiones varilla de tierra

Diámetro (plg)	Longitud (m)	Espesor del recubrimiento de cobre (mm)
$\frac{3}{4}$	3	0,254

Fuente: elaboración propia.

Estas especificaciones son para cumplir al NEC (2017) en su artículo 250.52 “Cada Electrodo se debe instalar de manera que al menos 2,44 metros (8 pies) queden en contacto con el terreno. Se debe llevar a una profundidad de mínimo 2,44 metros (8 pies), excepto que, en donde se encuentre base de roca, el electrodo se debe dirigir en un ángulo oblicuo que no supere los 45 grados desde la vertical o, cuando se encuentre un suelo rocoso en un ángulo hasta 45 grados, se debe permitir que el electrodo se entierre en una zanja de por lo menos 750 mm (30 pulgadas).”⁹ según indica la sección 250.10.

El cable utilizado como puente de conexión entre la puesta a tierra y el tablero de distribución se escogerá de acuerdo con la tabla XXV.

La alimentación general tendrá 2F 1/0AWG +1N 2 AWG lo cual suma un calibre 300 MCM esto indica el uso de un calibre 2 como puente de conexión según la tabla XXII. 250,64 “La conexión entre el puente y la varilla de puesta a tierra deberá ser por medio de soldadura exotérmica.”¹⁰

⁹ NEC. *Study Guide For Grounding Electrode Systems 2017. Artículo 250.52.* <http://www.inspectionbureau.com/studyGuides/GroundingElectrodeSystems17.pdf>.

¹⁰ *Ibíd.*

Tabla XXV. **Calibre de conductor de puente de conexión de puesta a tierra**

TABLE 250.66 Grounding Electrode Conductor for Alternating-Current Systems			
Size of Largest Ungrounded Service-Entrance Conductor or Equivalent Area for Parallel Conductors^a (AWG/kcmil)		Size of Grounding Electrode Conductor (AWG/kcmil)	
Copper	Aluminum or Copper-Clad Aluminum	Copper	Aluminum or Copper-Clad Aluminum^b
2 or smaller	1/0 (or smaller)	8 (10mm ²)	6
1 (50mm ²) or 1/0	2/0 or 3/0	6 (16mm ²)	4
2/0 or 3/0	4/0 or 250	4 (25mm ²)	2
Over 3/0 through 350 (185mm ²)	Over 250 through 500	2 (25mm ²)	1/0
Over 350 through 600 (300mm ²)	Over 500 through 900	1/0 (70mm ²)	3/0
Over 600 through 1100 (650mm ²)	Over 900 through 1750	2/0 (70mm ²)	4/0
Over 1100	Over 1750	3/0 (95mm ²)	250

Fuente: NEC. *Study Guide For Grounding Electrode Systems 2017. Artículo 250.52.*

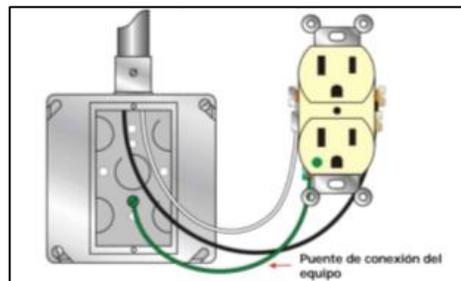
<http://www.inspectionbureau.com/studyGuides/GroundingElectrodeSystems17.pdf>. Consulta: 25 de abril del 2020.

6.7.2. Conexiones

Se instalará un sistema de tierra común donde cada una de las cargas deberá estar aterrizada a tierra en su caja metálica de recepción más cercana. El puente de conexión entre la carga y la caja se debe basar en el dispositivo de protección contra sobre corriente del circuito ramal usando la tabla 12, anexo A. “Se debe usar un puente de conexión equipotencial del equipo para conectar la terminal de puesta a tierra de un receptáculo de tipo con polo a tierra a una caja

puesta a tierra”.¹¹ La instalación de dicho puente se puede observar en las figuras 73 y 74.

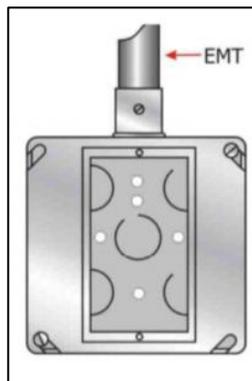
Figura 73. **Instalación de puente derivación puesta a tierra**



Fuente: Ruelsa. *Instalación de puente derivación puesta a tierra.*

<https://www.ruelsa.com/cime/boletin/2010/bt35c.pdf>. Consulta: 25 de abril del 2020.

Figura 74. **Cajas metálicas puesta a tierra**



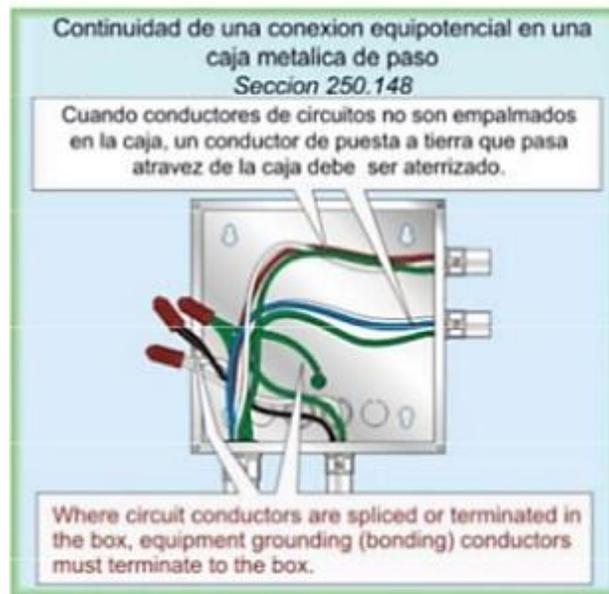
Fuente: Ruelsa. *Cajas metálicas puesta a tierra.*

<https://www.ruelsa.com/cime/boletin/2010/bt35c.pdf>. Consulta: 25 de abril del 2020.

¹¹ NEC. *Study Guide For Grounding Electrode Systems 2017. Artículo 250.52.*
<http://www.inspectionbureau.com/studyGuides/GroundingElectrodeSystems17.pdf>.

Según el NEC 2017, en su artículo 250.148 “Las cajas metálicas utilizadas como unión de empalme deberán de tener su propia puesta a tierra instalada en dicha caja metálica”¹² tal como se muestra gráficamente en la figura. 75.

Figura 75. **Puesta a tierra cajas metálicas**



Fuente: Ruelsa. *Puesta a tierra cajas metálicas*.

<https://www.ruelsa.com/cime/boletin/2010/bt35c.pdf>. Consulta: 25 de abril del 2020.

En la tabla XXVI se determina el costo mínimo por el suministro de dispositivos de protección a la instalación eléctrica cumpliendo con la normativa NEC 2017.

¹² NEC. *Study Guide For Grounding Electrode Systems 2017. Artículo 250.148.* <http://www.inspectionbureau.com/studyGuides/GroundingElectrodeSystems17.pdf>.

Tabla XXVI. **Costo de equipo de dispositivo de protección**

Cant	Descripción	Tipo	Costo unitario	Costo Total
27	Breaker iluminación	1x25 A	33	891
21	Breaker motores	2x15 A	29	609
1	Breaker alimentador	2X225 A	750	750
1	Supresor alimentador	160 kA	3 500	3 500
1	Supresor distribución	120 kA	2 600	2 600
1	Supresor derivación	50 kA	1 500	1 500
			Total	9 850

Fuente: elaboración propia.

CONCLUSIONES

1. En el capítulo 2 se conocieron los dispositivos de protección utilizados en BT, así como su funcionamiento y tipología dependiendo de la carga a proteger.
2. En el capítulo 4 se determinaron los métodos de coordinación de protecciones y su aplicación según los artículos 215, 240 y 250 del NEC versión 2017.
3. La coordinación de protecciones en baja tensión es importante por la seguridad humana ya que las fallas eléctricas pueden eliminarse con eficacia y rapidez si su sistema de protección está diseñado correctamente.
4. Con base en el diseño de protecciones en la fábrica textil se establecieron puntos claves por los artículos del NEC para cargas no continuas.

RECOMENDACIONES

1. Utilizar dispositivos de protección inteligentes y especificar las diferentes cargas utilizadas en el sistema eléctrico domiciliario donde se instalarán.
2. Utilizar como base los artículos 215, 240 ,250 del NEC 2017 para el diseño de protecciones en un sistema eléctrico residencial.
3. Diseñar una correcta selección de dispositivos de protección en una instalación domiciliar utilizando como base las cargas a instalarse para su correcto dimensionamiento.
4. Ampliar los casos prácticos para estudiar las diferentes cargas que se pueden instalar y las protecciones específicas para cada una de ellas.

BIBLIOGRAFÍA

1. BRATU, Neagu; CAMPERO, Eduardo. *Instalaciones Eléctricas Conceptos Básicos y Diseño*. 2a ed. México: Editorial: Alfaomega 1995. 160 p.
2. National Electrical Code (NEC). *Instalación y ubicación de equipo, instalación de puesta a tierra*. Guatemala: Capítulo 2. [en línea] <<http://www.inspectionbureau.com/studyGuides/GroundingElectrodeSystems17.pdf>>. [Consulta: 1 de abril del 2020.]
3. Normas técnicas de diseño y operación de las instalaciones de distribución (NTDROID). *Instalaciones en baja tensión*. [en línea] <<http://www.cnee.gob.gt/pdf/resoluciones/1999/47-99.pdf>> [Consulta: 11 de abril del 2020.]

APÉNDICES

Apéndice 1. Tablero de fuerza e iluminación

Tablero de fuerza e iluminación, 42 Polos, 225 A, serie QO142L225G									
Numero de circuito	Carga	Polos	Voltaje	Proteccion	Serie	Supresor	Serie	Calibre cable	Tuberia
1	Supresor Tipo II	6	120			120 ka	SSPO1PMA16		
2									
3									
4									
5									
6									
7	TUG1	1	120	1x15	QO115	50 kA	SDSA1175	1F 14WAG+1N 14 AWG+1T 14 AWG	1/2"
8	TUG2	1	120						
9	TUG3	1	120						
10	TUG4	1	120						
11	TUG5	1	120						
12	TUG6	1	120						
13	TUG7	1	120						
14	TUG8	1	120						
15	Tablero motor 1	2	240	2x100	QO2100	-	-	2F 6AWG+1N 8 AWG+1T 10 AWG	1 1/4"
16	Tablero motor 2	2	240	2x100	QO2100	-	-	2F 6AWG+1N 8 AWG+1T 10 AWG	1 1/4"
17	Tablero motor 3	2	240	2x100	QO2100	-	-	2F 6AWG+1N 8 AWG+1T 10 AWG	1 1/4"
18	Tablero de iluminacion	1	120	1x25	QO125	50 kA	SDSA1175	1F 14WAG+1N 14 AWG+1T 14 AWG	1/2"

Fuente: elaboración propia.

Apéndice 2. Tabla N.17 Tablero de motor 1

Tablero de motor 1, 24 polos, 125 A, serie QO124L125G									
Numero de circuito	Carga	Polos	Voltaje	Proteccion	Serie	Supresor	Serie	Calibre cable	Tuberia
1	Telar 1	2	240	2x15	QO215	50 kA	SDSA1175	2F 14WAG+1N 14 AWG+1T 14 AWG	1 1/4"
2	Telar 2	2	240	2x15	QO215	50 kA	SDSA1175	2F 14WAG+1N 14 AWG+1T 14 AWG	
3	Telar 3	2	240	2x15	QO215	50 kA	SDSA1175	2F 14WAG+1N 14 AWG+1T 14 AWG	
4	Telar 4	2	240	2x15	QO215	50 kA	SDSA1175	2F 14WAG+1N 14 AWG+1T 14 AWG	
5	Telar 5	2	240	2x15	QO215	50 kA	SDSA1175	2F 14WAG+1N 14 AWG+1T 14 AWG	
6	Telar 6	2	240	2x15	QO215	50 kA	SDSA1175	2F 14WAG+1N 14 AWG+1T 14 AWG	
7	Telar 7	2	240	2x15	QO215	50 kA	SDSA1175	2F 14WAG+1N 14 AWG+1T 14 AWG	

Fuente: elaboración propia.

Apéndice 3. Tablero de motor 2

Tablero de motor 2, 24 polos, 125 A, serie QO124L125G									
Numero de circuito	Carga	Polos	Voltaje	Proteccion	Serie	Supresor	Serie	Calibre cable	Tuberia
1	Telar 1	2	240	2x15	QO215	50 kA	SDSA1175	2F 14WAG+1N 14 AWG+1T 14 AWG	1 1/4"
2	Telar 2	2	240	2x15	QO215	50 kA	SDSA1175	2F 14WAG+1N 14 AWG+1T 14 AWG	
3	Telar 3	2	240	2x15	QO215	50 kA	SDSA1175	2F 14WAG+1N 14 AWG+1T 14 AWG	
4	Telar 4	2	240	2x15	QO215	50 kA	SDSA1175	2F 14WAG+1N 14 AWG+1T 14 AWG	
5	Telar 5	2	240	2x15	QO215	50 kA	SDSA1175	2F 14WAG+1N 14 AWG+1T 14 AWG	
6	Telar 6	2	240	2x15	QO215	50 kA	SDSA1175	2F 14WAG+1N 14 AWG+1T 14 AWG	
7	Telar 7	2	240	2x15	QO215	50 kA	SDSA1175	2F 14WAG+1N 14 AWG+1T 14 AWG	

Fuente: elaboración propia.

Apéndice 4. Tabla N.19 Tablero de motor 3

Tablero de motor 3, 24 polos, 125 A, serie QO124L125G									
Numero de circuito	Carga	Polos	Voltaje	Proteccion	Serie	Supresor	Serie	Calibre cable	Tuberia
1	Telar 1	2	240	2x15	QO215	50 kA	SDSA1175	2F 14WAG+1N 14 AWG+1T 14 AWG	1 1/4"
2	Telar 2	2	240	2x15	QO215	50 kA	SDSA1175	2F 14WAG+1N 14 AWG+1T 14 AWG	
3	Telar 3	2	240	2x15	QO215	50 kA	SDSA1175	2F 14WAG+1N 14 AWG+1T 14 AWG	
4	Telar 4	2	240	2x15	QO215	50 kA	SDSA1175	2F 14WAG+1N 14 AWG+1T 14 AWG	
5	Telar 5	2	240	2x15	QO215	50 kA	SDSA1175	2F 14WAG+1N 14 AWG+1T 14 AWG	
6	Telar 6	2	240	2x15	QO215	50 kA	SDSA1175	2F 14WAG+1N 14 AWG+1T 14 AWG	
7	Telar 7	2	240	2x15	QO215	50 kA	SDSA1175	2F 14WAG+1N 14 AWG+1T 14 AWG	

Fuente: elaboración propia.

Apéndice 5. Tablero de iluminación

Tablero de iluminación, 24 polos, 125 A, serie Q0124L125G									
Numero de circuito	Carga	Polos	Voltaje	Proteccion	Serie	Supresor	Serie	Calibre cable	Tuberia
1	CTO 1	1	120	1x25	Q0125	50 kA	SDG1175	1F 14WAG+1N 14 AWG+1T 14 AWG	1/2"
2	CTO 2	1	120						
3	CTO 3	1	120						
4	CTO 4	1	120						
5	CTO 5	1	120						
6	CTO 6	1	120						
7	CTO 7	1	120						
8	CTO 8	1	120						
9	CTO 9	1	120						
10	CTO 10	1	120						
11	CTO 11	1	120						
12	CTO 12	1	120						
13	CTO 13	1	120						
14	CTO 14	1	120						
15	CTO 15	1	120						
16	CTO 16	1	120						
17	CTO 17	1	120						
18	CTO 18	1	120						
19	CTO 19	1	120						
20	CTO 20	1	120						
21	CTO 21	1	120						
22	CTO 22	1	120						
23	CTO 23	1	120						
24	CTO 24	1	120						
25	CTO 25	1	120						
26	CTO 26	1	120						
27	CTO 27	1	120						

Fuente: elaboración propia.

Apéndice 6. Interruptor principal

Interruptor principal									
Numero de circuito	Carga	Polos	Voltaje	Proteccion	Serie	Supresor	Serie	Calibre cable	Tuberia
1	225A	2	240	225	QDL22225	160 KA	SSPO1PMA16	2F 2/0AWG +2N 2 AWG+1T 6 CU.	2"

Fuente: elaboración propia.

Apéndice 7. Eficiencia de motores

TRIFASICOS			MONOFASICOS		
HP	E (%)	HP	E (%)	HP	E (%)
½	58,5	25	87,1	1/6	30,7
¾	62,7	30	87,8	1/4	35,0
1,0	65,0	40	90,0	1/3	37,5
1,5	67,5	50	90,0	1/2	41,4
2,0	68,8	60	91,2	3/4	44,1
3,0	73,1	75	91,4	1,0	50,7
5,0	77,0	100	94,4	1,5	60,8
7,5	79,8	125	95,8	2,0	67,6
10,0	83,4	150	97,5	3,0	71,5
15,0	83,6	200	97,5	5,0	72,4
20,0	86,7				

Fuente: elaboración propia.

Apéndice 8. Corrientes de plena carga en amperes para motores monofásicos de corriente alterca

Caballos de fuerza	115 volts	200 volts	208 volts	230 volts
1/6	4,4	2,5	2,4	2,2
¼	5,8	3,3	3,2	2,9
1/3	7,2	4,1	4,0	3,6
½	9,8	5,6	5,4	4,9
¾	13,8	7,9	7,6	6,9
1	16	9,2	8,8	8,0
1 ½	20	11,5	11,0	10
2	24	13,8	13,2	12
3	34	19,6	18,7	17
5	56	32,2	30,8	28
7 ½	80	46,0	44,0	40
10	100	57,5	55,0	50

Fuente: elaboración propia.

Apéndice 9. Conductores mínimos de puesta a tierra NEC 2017

Valor nominal o ajuste de dispositivos automáticos.	Calibre (AWG o kcmil)	
	Cobre	Aluminio o aluminio recubierto de cobre*
15	14	12
20	12	10
60	10	8
100	8	6
200	6	4
300	4	2
400	3	1
500	2	1/0
600	1	2/0

Fuente: elaboración propia.

Apéndice 10. Porcentaje de corriente a plena carga en motor

% Corriente a plena carga				
Tipo de Motor	Fusible	Fusible dual	Interruptor automático	Interruptor automático, tiempo inverso
Monofásico	300	175	800	250
Polifásicos	300	175	800	250
Jaula de ardilla	300	175	800	250
Corriente continua	150	150	250	150

Fuente: elaboración propia.

Apéndice 11. **Calibre mínimo de conductores de puesta a tierra de equipos para puesta a tierra de canalizaciones y equipos (NEC)**

Valor nominal o ajuste de dispositivos automáticos, contra sobrecorriente en circuitos antes del equipo, Conduit, etc., sin exceder de (Amperes)	Calibre (AWG o kcmil)	
	Cobre	Aluminio o aluminio recubierto de cobre*
15	14	12
20	12	10
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	750
5 000	700	1 200
6 000	800	1 200

Fuente: elaboración propia.

ANEXOS

Anexo 1. Ecuaciones

Ecuación 1. Número de luminarias necesarias

$$N = \frac{E \times S}{\phi \times l \times CU \times FPT}$$

Donde:

N= Número de luminarias necesarias

E=Iluminación requerida

S= Superficie

ϕ = Flujo luminoso por lámpara

L= Número de lámparas por luminaria

Ecuación 2: Nivel lumínico necesario

$$E_e = \frac{N_e \times l \times CU \times \Phi \times FPT}{S}$$

Donde:

E_e = Iluminación resultante según nueva especificación

N_e = Número de luminarias de la nueva especificación

FPT= Factor de pérdidas totales

Continuación del anexo 1.

Ecuación 3: Corriente nominal

$$I_n = \frac{P_w}{V \times N \times \cos \phi}$$

Donde:

I_n = Corriente en el alimentador, en amperes (A).

P_w = Potencia del motor en la flecha, en watts o HP.

V = Voltaje aplicado al motor entre los conductores de alimentación, en volts (V).

N = Eficiencia del motor, en por unidad.

$\cos \phi$ = Factor de potencia.

Ecuación 4: Corriente de conducción a plena carga

$$I_{pc} = I_n \times 125 \%$$

Donde:

I_{pc} = Corriente de conducción a plena carga (A)

I_n = Corriente nominal (A)

Ecuación 5: Corriente de plena carga total

$$I_{pct} = \frac{I_{pc}}{SC \times FC_{NC} \times FC_{TA} \times FC_{MTU}}$$

Continuación del anexo 1.

Donde:

I_{pct} = Corriente a plena carga total

SC = Servicio continuo:1, servicio no continuo:0,8

FC_{NC} = Factor de corrección por número de conductores, ver tabla. 5.1

FC_{TA} = Factor de temperatura ambiente

FC_{MTU} = Factor por medio de entubado, Conduit:1, PVC: 0,8

Ecuación 6: Corriente a plena carga por circuito

$$I_{pctc} = N \times I_{pct}$$

Donde:

I_{pctc} = Corriente a plena carga x circuito

N: número de máquinas por circuito

Ecuación 7: Corriente de neutro

$$I_n = I_{pctc} \times 70 \%$$

Donde:

I_n = Corriente neutro

I_{pctc} = Corriente a plena carga total por circuito (A)

Continuación del anexo 1.

Ecuación 8: Área de arreglo tubería Conduit

$$Ar = \frac{\sum Ai}{Fct}$$

Donde:

Ar = Área de arreglo

$\sum Ai$ = Sumatoria de áreas de conductores por circuito (mm^2)

Fct = Factor de arreglo de tubería, 70 %

Ecuación 9: Área de tubo Conduit

$$At = \frac{Ar}{Fcr}$$

Donde:

At = Área de tubería Conduit cédula 20

Fcr = Factor de relleno tubo Conduit

Ecuación 10: Corriente nominal de alimentador

$$I_{AN} = 125 \% \times I_{cmi} + \sum (Im) + \sum (Il) + \sum (It)$$

Continuación del anexo 1.

Donde:

I_{AN} = Corriente nominal alimentador (A)

I_{cmi} = Corriente carga mayor instalada (A)

I_m = Corriente motor (A)

I_l = Corriente luminaria (A)

I_t = Corriente tomacorriente (A)

Ecuación 11: Corriente de protección a motor

$$I_{ptm} = I_{pctc} \times 2$$

Donde:

I_{ptm} = Corriente de protección motor (A)

I_{pctc} = Corriente plena carga total del circuito (A)

Ecuación 12: Corriente de protección a motor a plena carga

$$I_{ptm} = \frac{I_{pctc}}{80\%}$$

Donde

I_{ptm} = Corriente a plena carga total del motor (A)

I_{pctc} = Corriente plena carga total del circuito (A)

Fuente: CAMPERO, Eduardo. *Conceptos básicos y diseño. Instalaciones Eléctricas, Littlewood.*

p.60.

Anexo 2. **Reflectancia de base de piso y techo de 90 %**

Reflectancia base de piso o techo de 90%															
Ref pared %	Relación de cavidad														
	0.2	0.4	0.6	0.8	1.0	1.5	2.0	2.5	3.0	3.5	4.0	5.0	6.0	8.0	10.0
90	89	88	87	87	86	85	83	82	80	79	77	75	73	68	65
80	88	87	86	85	83	80	77	75	72	70	69	59	61	55	51
70	88	86	84	82	80	76	72	68	64	61	58	53	49	42	36
50	86	84	80	77	75	68	62	57	52	48	44	38	34	27	22
30	85	81	77	73	69	61	53	47	42	37	33	28	24	18	15
10	84	79	74	69	64	55	47	40	34	31	25	20	16	12	09
0	82	76	73	67	62	51	43	36	30	26	22	16	11	06	04
Reflectancia base de piso o techo de 80%															
Ref pared %	Relación de cavidad														
	0.2	0.4	0.6	0.8	1.0	1.5	2.0	2.5	3.0	3.5	4.0	5.0	6.0	8.0	10.0
90	79	79	78	78	77	75	74	73	72	71	70	68	66	62	59
80	78	77	76	75	74	72	69	67	65	63	61	58	55	50	46
70	78	76	75	73	72	68	64	61	58	55	53	48	44	38	33
50	77	74	71	69	67	61	56	51	47	43	40	35	31	25	21
30	76	72	68	65	62	54	48	42	37	33	30	25	22	17	14
10	74	70	65	61	57	49	41	35	30	26	22	18	15	11	08
0	72	68	57	57	55	46	38	32	27	24	20	14	10	05	03

Fuente: CAMPERO, Eduardo. *Conceptos básicos y diseño. Instalaciones Eléctricas, Littlewood.*

p.15.

Anexo 3. **Reflectancia de base de piso o techo de 70 %**

Reflectancia base de piso o techo de 70%															
Ref pared %	Relación de cavidad														
	0.2	0.4	0.6	0.8	1.0	1.5	2.0	2.5	3.0	3.5	4.0	5.0	6.0	8.0	10.0
90	70	69	69	68	68	67	66	65	64	63	63	61	60	57	55
80	69	68	67	66	65	62	60	60	58	57	55	52	51	46	43
70	68	67	65	64	62	59	56	54	52	50	48	44	41	35	31
50	67	65	63	60	58	54	49	45	42	38	26	31	28	23	19
30	66	63	59	56	53	46	40	36	32	29	26	22	19	15	12
10	65	61	57	53	50	42	36	31	27	23	20	16	13	10	08
0	64	58	54	50	47	40	33	29	24	21	17	12	09	05	03

Reflectancia base de piso o techo de 60%															
Ref pared %	Relación de cavidad														
	0.2	0.4	0.6	0.8	1.0	1.5	2.0	2.5	3.0	3.5	4.0	5.0	6.0	8.0	10.0
90	60	60	60	59	59	59	58	58	57	57	57	56	55	53	51
80	59	59	58	57	57	55	54	53	52	50	49	48	45	42	39
70	59	59	57	56	55	52	50	47	46	44	42	40	37	33	29
50	58	57	55	54	51	46	43	39	37	35	32	28	25	22	18
30	56	54	51	48	45	40	35	30	28	25	23	20	17	14	11
10	55	52	50	46	43	37	31	25	23	20	18	14	11	08	07
0	53	50	46	43	41	34	29	23	20	17	14	11	07	04	02

Fuente: CAMPERO, Eduardo. *Conceptos básicos y diseño. Instalaciones Eléctricas, Littlewood.*

p.17.

Anexo 4. **Reflectancia base de piso o techo de 50 %**

Reflectancia base de piso o techo de 50%															
Ref pared %	Relación de cavidad														
	0.2	0.4	0.6	0.8	1.0	1.5	2.0	2.5	3.0	3.5	4.0	5.0	6.0	8.0	10.0
90	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	49	47	
80	50	49	48	48	48	47	46	46	45	44	44	42	42	40	37
70	49	48	47	47	46	45	43	41	40	39	38	35	34	30	27
50	48	47	45	44	43	40	37	35	32	30	28	25	23	19	17
30	47	45	43	40	38	34	30	27	24	22	20	17	15	12	10
10	46	44	41	38	36	31	26	22	19	17	15	12	10	07	06
0	44	42	38	36	34	26	24	21	17	15	12	09	06	03	02

Reflectancia base de piso o-techo de 40%															
Ref pared %	Relación de cavidad														
	0.2	0.4	0.6	0.8	1.0	1.5	2.0	2.5	3.0	3.5	4.0	5.0	6.0	8.0	10.0
90	40	41	41	41	42	42	42	43	43	44	44	45	44	44	43
80	40	40	40	40	30	39	39	39	39	39	38	38	37	35	34
70	39	39	39	38	38	37	36	35	35	34	33	31	30	28	25
50	39	38	37	36	34	32	31	29	27	26	25	22	20	18	15
30	38	36	34	33	32	28	25	23	21	20	18	15	13	11	08
10	36	34	32	31	29	24	21	18	16	14	12	10	08	06	05
0	36	34	31	29	27	22	19	12	13	12	10	07	05	03	02

Fuente: CAMPERO, Eduardo. *Conceptos básicos y diseño. Instalaciones Eléctricas, Littlewood.*

p.17.

Anexo 5. **Reflectancia base de piso o techo de 30 %**

Reflectancia base de piso o techo de 30%															
Ref pared %	Relación de cavidad														
	0.2	0.4	0.6	0.8	1.0	1.5	2.0	2.5	3.0	3.5	4.0	5.0	6.0	8.0	10.0
90	31	31	32	32	33	34	35	36	37	38	38	39	39	40	40
80	31	31	31	31	32	33	33	32	33	33	33	33	33	33	32
70	30	30	30	30	30	30	29	29	29	29	28	28	27	26	24
50	29	29	28	28	27	25	24	24	22	21	21	19	18	16	14
30	29	28	26	25	24	22	20	18	17	15	14	13	11	09	08
10	28	26	25	23	22	18	16	14	12	10	09	08	06	04	03
0	27	25	23	22	20	17	14	12	10	09	07	05	04	02	01

Reflectancia base de piso o techo de 20%															
Ref pared %	Relación de cavidad														
	0.2	0.4	0.6	0.8	1.0	1.5	2.0	2.5	3.0	3.5	4.0	5.0	6.0	8.0	10.0
90	21	22	23	24	25	26	28	29	30	32	33	35	36	37	37
80	20	21	21	22	23	24	25	26	27	27	28	29	30	30	29
70	20	20	21	21	22	22	23	23	23	23	23	24	24	23	22
50	20	20	19	19	19	18	18	18	17	17	17	16	16	15	13
30	19	19	18	18	17	16	15	14	13	12	11	10	10	08	07
10	19	18	17	16	15	13	11	10	09	08	07	06	05	03	03
0	17	16	15	14	13	11	09	08	07	05	07	04	02	01	01

Fuente: CAMPERO, Eduardo. *Conceptos básicos y diseño. Instalaciones Eléctricas, Littlewood.*

p.18.

Anexo 6. **Reflectancia base de piso o techo de 10 %**

Reflectancia base de piso o techo de 10%															
Ref pared %	Relación de cavidad														
	0.2	0.4	0.6	0.8	1.0	1.5	2.0	2.5	3.0	3.5	4.0	5.0	6.0	8.0	10.0
90	11	12	13	15	16	18	20	22	24	26	27	30	31	33	34
80	11	11	13	14	14	16	18	20	21	22	23	25	26	27	28
70	11	11	12	13	13	15	16	17	18	19	20	20	21	21	21
50	10	11	11	11	12	12	13	13	13	13	14	14	14	13	12
30	10	10	10	10	10	10	09	09	09	09	09	08	08	07	07
10	09	09	08	08	08	07	06	05	05	05	04	04	03	03	02
0	09	08	08	07	07	06	05	04	03	03	02	02	01	01	01
Reflectancia base de piso o techo de 0%															
Ref pared %	Relación de cavidad														
	0.2	0.4	0.6	0.8	1.0	1.5	2.0	2.5	3.0	3.5	4.0	5.0	6.0	8.0	10.0
90	02	04	05	07	08	11	14	16	18	20	22	25	27	30	31
80	02	03	05	06	07	10	12	14	16	17	18	21	23	25	25
70	02	03	04	05	06	08	10	12	13	15	15	17	18	20	20
50	01	02	03	04	04	06	07	08	09	10	10	11	12	12	12
30	01	01	02	02	02	03	04	05	05	05	05	06	06	06	06
10	00	00	01	01	01	01	01	02	02	02	02	02	02	02	02
0	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00	00

Fuente: CAMPERO, Eduardo. *Conceptos básicos y diseño. Instalaciones Eléctricas, Littlewood.*
p.18.

Anexo 7. Calibre de conductores según su temperatura y corriente

Calibre AWG o kcmil	Temperatura nominal del conductor [Ver la tabla 310.13(A)]						Calibre AWG o kcmil
	60 °C (140 °F)	75 °C (167 °F)	90 °C (194 °F)	60 °C (140 °F)	75 °C (167 °F)	90 °C (194 °F)	
	TIPOS TW, UF	TIPOS RHW, THHW, THW, THWN, XHHW, USE, 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 RHH, THW, THWN, XHHW, USE	TIPOS TBS, SA, SIS, THHN, THHW, THW- 2, THWN-2, RHH, RHW-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2	
	COBRE			ALUMINIO O ALUMINIO RECUBIERTO CON COBRE			
18**	-	-	14	-	-	-	-
16**	-	-	18	-	-	-	-
14**	15	20	25	-	-	-	-
12**	20	25	30	15	20	25	-
10**	30	35	40	25	30	35	-
8	40	50	35	30	40	45	8
6	55	65	75	40	50	55	6
4	70	85	95	55	65	75	4
3	85	100	115	65	75	85	3
2	95	115	130	75	90	100	2
1	110	130	145	85	100	115	1
1/0	125	150	170	100	120	135	1/0
2/0	145	175	195	115	135	150	2/0
3/0	165	200	225	130	155	175	3/0
4/0	195	230	260	150	180	205	4/0
250	215	255	290	170	205	230	250
300	240	285	320	195	230	260	300
350	260	310	350	210	250	280	350
400	280	335	380	225	270	305	400
500	320	380	430	260	310	350	500
600	350	420	475	285	340	385	600
700	385	460	520	315	375	425	700
750	400	475	535	320	385	435	750
800	410	790	555	330	395	445	800
900	435	520	585	355	425	480	900
1000	455	545	615	375	445	500	1000
1250	495	590	665	405	485	545	1250
1500	525	625	705	435	520	585	1500
1750	545	650	735	455	545	615	1750
2000	555	665	750	470	560	630	2000

Fuente: CAMPERO, Eduardo. *Conceptos básicos y diseño. Instalaciones Eléctricas, Littlewood.*
p.28.

Anexo 8. Factor de corrección según número de conductores

Número de conductores	% del valor indicado en la Tabla 5.1
4 a 6	80
7 a 24	70
25 a 42	60
más de 42	50

Fuente: CAMPERO, Eduardo. *Conceptos básicos y diseño. Instalaciones Eléctricas, Littlewood.*
p.28.

Anexo 9. Sección transversal de conductores THHN

THHN-FLEX									
Calibre AWG(kcmil)	Sección nominal mm ²	Diámetro del conductor aprox. mm	Espesor aislamiento mm	Diámetro exterior aprox. mm	Peso total aprox. kg/km	Resistencia máx. a 20 °C CC Ω/km	Radio de curvatura mm	Capacidad de corriente A	
								Grupo A	Grupo B
14	2,08	1,9	0,38	3,0	26	8,61	9	25	35
12	3,31	2,4	0,38	3,5	38	5,43	10	30	40
10	5,26	2,7	0,51	4,0	61	3,41	12	40	55
8	8,37	3,3	0,76	5,3	99	2,14	16	55	80
6	13,3	4,2	0,76	6,2	147	1,38	18	75	105
4	21,2	5,2	1,02	7,8	236	0,865	23	95	140
2	33,6	7,7	1,02	10,4	372	0,544	31	130	190
1	42,4	8,6	1,27	11,9	474	0,431	36	150	220
1/0	53,5	9,9	1,27	13,2	586	0,345	53	170	260
2/0	67,4	10,8	1,27	14,2	701	0,273	57	195	300
3/0	85	12,4	1,27	15,8	892	0,217	63	225	350
4/0	107	14,0	1,27	17,4	1.119	0,172	68	260	405
250	127	14,9	1,52	18,9	1.295	0,147	76	290	455
300	152	16,4	1,52	20,5	1.565	0,122	82	320	505
350	177	17,3	1,52	21,4	1.889	0,105	85	350	570
400	203	18,1	1,52	23,2	2.031	0,0920	93	390	615
500	253	20,6	1,52	24,8	2.671	0,0735	99	430	700
600	304	22,8	1,78	27,6	3.023	0,0613	110	475	790
750	380	25,4	1,78	30,3	3.750	0,0495	121	535	885

Grupo A: Hasta tres conductores en ducto. La norma chilena NCh 42003 prohíbe que estos cables sean utilizados en instalaciones enterradas, ya sea de forma directa o en ductos (puntos 8.2.15.5 y 8.2.15.)

Grupo B: Conductor simple al aire libre. Para aplicar esta capacidad, en caso de conductores que corran paralelamente, debe existir entre ellos una separación mínima equivalente a un diámetro del conductor.

No obstante lo indicado en las tablas, las protecciones de cortocircuito de los conductores de 14 AWG, 12 AWG y 10 AWG no deberán exceder de 16, 20 y 32 A, respectivamente.

Los valores aquí indicados son aproximados y están sujetos a tolerancias de fabricación.

Fuente: Slideshare. Scribd. *Sección transversal de conductores THHN.*

<https://cdn.generalcable.com/assets/images/latam/Ecuador/THHN-FLEX.pdf?ext=.pdf>. Consulta:

25 de abril del 2020.

Anexo 10. **Sección transversal de tuberías Conduit cédula 20**

Tuberías Conduit					
Diámetro		Area en mm ²			
Pulgadas	mm	100%	40%	30%	20%
1/2	13	195	78	58.5	39
3/4	19	340	136	102.5	68
1	25	555	222	166.5	111
1 1/4	32	975	390	292.5	195
1 1/2	38	1325	530	397.5	265
2	51	2175	870	652.0	425
2 1/2	64	3100	1240	930.0	620
3	75	4767	1907	1430.0	953
3 1/2	88	6375	2550	1912.5	1275
4	102	8250	3300	2475.0	1650

Fuente: CAMPERO, Eduardo. *Conceptos básicos y diseño. Instalaciones Eléctricas, Littlewood.*

p.30.

