



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

SELECCIÓN Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES PARA BAJA TENSIÓN

Gerzon Aarón González Jiménez
Asesorado por el Ing. Luis Gutiérrez

Guatemala, enero de 2011

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

SELECCIÓN Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES PARA BAJA TENSIÓN

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA

POR:

GERZON AARON GONZALEZ JIMENEZ

ASESORADO POR EL ING. LUIS GUTIERREZ

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, ENERO DE 2011

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL 1ero.	Ing. Alfredo Enrique Beber Aceituno
VOCAL 2do.	Inga. Alba Maritza Guerrero de López
VOCAL 3ero.	Ing. Miguel Ángel Dávila Calderón
VOCAL 4to.	Br. Luis Pedro Ortiz de León
VOCAL 5to.	P.A. José Alfredo Ortiz Herincx
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

TRIBUNAL QUE PRACTICO EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Luis Armando Gálvez Castillo
EXAMINADOR	Ing. Jorge Luis Pérez Rivera
EXAMINADOR	Ing. Julio Rolando Barrios Archila
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivónne Véliz Vargas

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

Cumpliendo con los preceptos que establece la ley de la universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de tesis titulado:

SELECCIÓN Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES PARA BAJA TENSIÓN

Tema que me fuera aprobado por la coordinación de carrera de Ingeniería Eléctrica, con fecha 30 de abril de 2009.

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Gerzon Aarón González Jiménez', with a large, stylized initial 'G' at the top.

Gerzon Aarón González Jiménez

Guatemala, 01 de Junio de 2010

Ingeniero
Romeo Neftalí López
Coordinador Área Electrotecnia
Escuela Mecánica Eléctrica
USAC

Ing. López:

Por este medio hago de su conocimiento que he asesorado el trabajo de graduación del estudiante universitario GERZON AARON GONZALEZ JIMENEZ, con carne 1999-22380, en el desarrollo de su trabajo de graduación titulado: **"Selección y Coordinación de Protecciones para Baja Tensión"**.

Después de haber revisado y corregido dicho trabajo, considero que llena los requisitos para su aprobación final.

Sin otro particular, me suscribo de usted.

Cordialmente.

"ID Y ENSEÑAD A TODOS"

Ing. Luis Gutiérrez
Ingeniero Mecánico Electricista
Colegiado 4246
Asesor



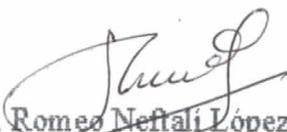
Señor Director
Ing. Guillermo Antonio Puente Romero
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
**SELECCIÓN Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES PARA
BAJA TENSIÓN**, del estudiante, **Gerzon Aarón González Jiménez**,
que cumple con los requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
ID Y ENSEÑAD A TODOS


Ing. Romeo Neftali López Orozco
Coordinador de Electrotécnica

RNLO/sro



REF. EIME 45. 2010.

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; Gerzon Aaron González Jiménez titulado: SELECCIÓN Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES PARA BAJA TENSIÓN, procede a la autorización del mismo.


Ing. Guillermo Antonio Puente Romero



GUATEMALA, 12 DE NOVIEMBRE 2,010.



DTG. 023.2011

El Decano 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 Mecánica Eléctrica, al trabajo de graduación titulado: **SELECCIÓN Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES PARA BAJA TENSIÓN**, presentado por el estudiante universitario **Gerzon Aarón González Jiménez**, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:


Ing. Murphy Gwynpo Paiz Recinos
Decano

Guatemala, 26 de enero de 2011.



/gdech

AGRADECIMIENTOS A:

Dios Todo Poderoso: Por todo cuanto hoy tengo y soy, porque siempre en cada momento de mi vida me ha acompañado.

Ingeniero: Luis Gutiérrez, por su apoyo, confianza, y su valiosa asesoría en este trabajo de graduación.

RECONOCIMIENTOS

Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, Facultad de Ingeniería, USAC.

Asesoría y Mantenimiento Industrial Amipro, Sociedad Anónima

Claustro de catedráticos que contribuyen a la formación de profesionales de la ingeniería.

ACTO QUE DEDICO A:

MIS PADRES:

Benito González Monzón
Norma Smith de González
Por su amor y apoyo incondicional.

MARIELA:

Por compartir conmigo esta meta alcanzado en mi vida.

MIS HERMANOS:

Por su solidaridad durante este tiempo.

MIS ABUELOS:

Por su apoyo y palabras de aliento.

MI FAMILIA:

Por sus muestras de interés y apoyo.

MIS AMIGOS:

Por todos los buenos momentos, su ayuda incondicional y los mejores recuerdos que quedaran en mi mente.

MIS MAESTROS:

Por sus aportes a lo largo de mi vida.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	V
LISTA DE SÍMBOLOS	XI
GLOSARIO	XV
RESUMEN	XVII
OBJETIVOS	XIX
INTRODUCCIÓN	XXI
1. NIVELES DE TENSIÓN EN BAJA TENSIÓN	1
1.1 Definiciones	1
1.1.1 Normas aplicables (NEMA, IEC, IEEE) y reglamentaciones	1
1.1.2 Forma de medida y tipos de medidores	4
1.1.3 Alcance de las mediciones y estudios de calidad de energía	9
1.1.4 Error e Incertidumbre en la medición	19
1.1.5 Exactitud, precisión y respetabilidad	19
1.1.6 Peligros derivados de la corriente eléctrica	20
1.1.7 Riesgos derivados de las mediciones	22
1.1.8 Protección contra contactos directos e indirectos	22
1.2 Cargas típicas en instalaciones de baja tensión	24
1.2.1 Normas aplicables	25
1.2.2 Motores de inducción	27

1.2.3	Cargas resistivas (resistencias y lámparas incandescentes)	29
1.2.4	Potencia instalada demandada y factor de utilización	31
1.2.5	Estimación de la máxima demanda	34
1.2.6	Factor de Utilización	41
1.2.7	Factor de simultaneidad	42
1.2.8	Selección del transformador	43
1.2.9	Ejercicios de cálculo	46
2.	CONEXIÓN A LA RED DE DISTRIBUCIÓN	51
2.1	Esquemas de conexión a la red	51
2.1.1	Esquemas de conexión a tierra	51
2.1.2	Normas NEC y NFPA	55
2.1.3	Tipos de conexión a la red	60
2.2	Configuración de sistemas eléctricos de baja tensión	70
2.2.1	Diagramas trifilares	73
2.2.2	Diagramas unifilares	73
2.3	Norma IEC 60354, IEEE y NEC	74
2.3.1	Explicación de las normas	75
2.3.2	Falla en sistemas eléctricos	76
2.3.3	Falla entre fases o fase y neutro	77
2.3.4	Falla entre fases y tierra	79
3.	CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO	81
3.1	Cálculo de corrientes de corto circuito	83
3.1.1	Principales efectos del corto circuito	86
3.1.2	Establecimiento de la intensidad de corto circuito Icc	88

3.2	Método de las impedancias	95
3.3.1	Cálculo por el método de las impedancias	95
3.2.2	Determinación de las impedancias del corto circuito	97
3.2.3	Relación entre las impedancias de los diversos niveles de Tensión	104
3.3	Cálculo de I_{cc} en redes radiales con la ayuda de componentes simétricas	106
3.3.1	Método de componentes simétricas	108
3.3.2	Cálculo según la norma IEC 60909 y norma IEEE	109
3.3.3	Norma IEC 60947-2 y norma IEEE	113
3.3.4	Ecuaciones de las corrientes y ejemplos	114
4	INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS DE BAJA TENSIÓN	117
4.1	Curvas de protección	119
4.1.1	Protección Térmica	121
4.1.2	Protección Magnética	122
4.1.3	Conceptos	124
4.1.4	Selectividad	130
4.1.5	Filiación entre interruptores	133
4.2	Protección contra sobretensiones transitorias	134
4.2.1	Selectividad de protecciones	137
5.	PROTECCIONES ALTERNATIVAS	145
5.1	Sistemas de alimentación ininterrumpida	145
5.1.1	Funcionamiento y topologías	146
5.1.2	Análisis de costo-beneficio para la elección de la SAI	153
5.1.3	Ventajas y desventajas de una SAI	154

5.2	Supresores	156
5.2.1	Funcionamiento y tipos de supresor	157
5.2.2	Beneficios del supresor	162
6.	PROYECTO EN INGENIO SANTA ANA	163
6.1	Proyecto realizado en Ingenio Santa Ana	163
6.1.1	SAI en redundancia en área de Tachos	165
6.1.2	Proceso de selección, traslado e instalación del equipo	172
6.1.3	Criterios de arranque y pruebas del equipo	184
6.1.4	Diferentes tipos de prueba del sistema redundante	191
	CONCLUSIONES	195
	RECOMENDACIONES	197
	BIBLIOGRAFÍA	199

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1	Medición voltaje y corriente	5
2	Esquema interno de un galvanómetro	6
3	Medición de parámetros con un osciloscopio	7
4	Puente de Wheatstone para medir resistencias	8
5	Parámetros característicos de un hueco de tensión, forma de onda	11
6	Degradación de la tensión de red producida por una carga no lineal	13
7	Características de algunos generadores de armónicos	15
8	Perturbaciones según la carga	16
9	Placa de datos de un motor eléctrico	28
10	Componentes activa y reactiva de la intensidad	32
11	Relación entre potencias activa, aparente y reactiva	33
12	Diagramas TN-C TN-S y TN-C-S	52
13	Esquema TT	53
14	Diagrama de esquema IT	54
15	Acometida para servicio en baja tensión 120/240	61
16	Acometida aérea residencial	62
17	Acometida simple en caja de policarbonato	63
18	Acometida residencial de servicio eléctrico simple en caja de policarbonato para contador	64

19	Columna de acometida para caja tipo IV aérea y subterránea	66
20	Armario tableros múltiples de contadores y medición en caja tipo III	69
21	Circuito de conexión delta-delta	70
22	Circuito de conexión delta-estrella	71
23	Circuito de conexión estrella-delta	72
24	Circuito de conexión Estrella-Estrella	72
25	Falla entre fases	77
26	Modelo de la falla de dos fases	79
27	Falla de línea y tierra	79
28	Modelo de falla de línea a tierra	80
29	Característica I^2t de un conductor en función de la temperatura ambiente (1 y 2 representan el valor eficaz de la corriente)	81
30	Protección de un circuito por interruptor automático	83
31	Protección de un circuito por fusible aM	83
32	Los diferentes cortocircuitos y sus corrientes	87
33	Esquema simplificado de una red	88
34	Representación gráfica y descomposición de la corriente de un cortocircuito producido en un punto alejado del alternador	90
35	Presentación gráfica de los dos casos extremos de una corriente de cortocircuito simétrica y asimétrica	91
36	Variación del factor K en función de R/X o R/L IEC(60909)	92
37	Defecto de las corrientes de cortocircuito cerca de un alternador (trazado esquemático)	93
38	Diferentes corrientes de cortocircuito	97
39	Error previsto en el cálculo de la Icc cuando se desprecia la impedancia de la red aguas arriba del transformador Z_a	99
40	Impedancia Z_l de un cable trifásico a 20 °C conductor de cobre	102
41	Cálculo de Scc en el punto A	106

42	Construcción grafica de la suma de tres sistemas trifásicos directo, inverso y homopolar	107
43	Corriente de cortocircuito cortada	115
44	Corte de un interruptor baja tensión industrial	117
45	Curva de disparo de un interruptor automático termomagnético	120
46	Curvas de disparo de un interruptor automático electrónico	121
47	Curvas de diferentes relés magnéticos	123
48	El campo eléctrico y la influencia del campo E/d	126
49	El arco en condiciones de extinción	127
50	Extinción del arco eléctrico por recortado	129
51	La tensión transitoria de restablecimiento	129
52	Comportamiento de los interruptores automáticos sobre un defecto	131
53	Selectividad a las sobrecargas	132
54	Curva de impulso resuelta por alisado del filtro IIR	134
55	Defecto persistente	135
56	Conexión de un transformador	136
57	Conexión de un motor	136
58	Selectividad amperimétrica	138
59	Selectividad cronométrica	139
60	Selectividad pseudo-cronométrica	140
61	Selectividad SELLIM	141
62	Selectividad lógica	142
63	Configuración de una SAI	146
64	Diagrama a bloques de SAI stand-by	148
65	Diagrama a bloques de SAI Interactiva	148
66	Diagrama a bloques de SAI online	149
67	SAI en paralelo parcial	151
68	SAI en paralelo	151

69	UPS en redundancia pasiva	152
70	SAI con redundancia pasiva y <i>by-pass</i>	152
71	SAI en redundancia activa	153
72	Sujeción de sobrevoltajes transitorios	157
73	Alimentación monofásica vivo, neutro y tierra	158
74	Transitorio de modo común y diferencial	159
75	Ubicación de supresores	159
76	Impedancia del alambrado actuando como supresor de aire	161
77	Supresores de sobrevoltajes transitorios para líneas de datos	162
78	Diagrama de conexión de medidor Dranetz	166
79	Grafica de frecuencia tomada por medidor Dranetz	166
80	Factor de potencia tomado por medidor dranetz	167
81	Potencia activa tomada por medidor Dranetz	168
82	Tercer armónico tomado por medidor dranetz	169
83	Forma de onda y diagrama fasorial tomados por medidor dranetz	170
84	Voltajes tomados por medidor dranetz	171
85	Diagrama a bloques de UPS en redundancia en tachos de Santa Ana	177
86	Diagrama unifilar de instalación de SAI en redundancia en tachos	178
87	Curva de los fusibles de entrada y salida de la SAI Galaxy	179
88	Conexión de megger para la medición de la tierra física	185
89	SAI en forma física, desarmada y perrilla-panel de control	187
90	Voltajes de sistema redundante en tachos tomados por dranetz	189
91	Factor de potencia de sistema redundante tomado por dranetz	190
92	Frecuencia de sistema redundante tomado por medidor dranetz	191

TABLAS

I	Tipos NEMA y grados de protección	3
II	Primer dígito de normas IP	3
III	Segundo dígito de normas IP	4
IV	Tipos de perturbación	18
V	Factor de potencia y rendimiento de motores según su capacidad	36
VI	Valores de potencia disipada en balasto y de la corriente demandada	40
VII	Factor de simultaneidad según número de circuitos	43
VIII	Factor de simultaneidad según el tipo de carga	43
IX	Calibre de cable de tierra a usar según amperios de consumo	56
X	Valores de resistividad de casos probables	100
XI	Valores de las reactancias de los cables según su tipo de conexión	101
XII	Reactancia en % de motores y compensadores síncronos	103
XIII	Característica homopolar para diferentes elementos	108
XIV	Valores del factor c para baja y alta tensión	110
XV	Valores de las corrientes de cortocircuito en función de la impedancias directa, inversa y homopolar de una red (IEC60909)	111
XVI	Cuadro de ensayos CEM que sigue al anexo F de la norma IEC 60947-2	113
XVII	Ejemplo de empleo de los diferentes tipos de selectividad	143
XVIII	Análisis de costos y beneficios por colocación de SAI en tachos	164
XIX	Especificaciones técnicas de SAI galaxy 3000	174

XX	Valor de las corrientes de línea	179
XXI	Protecciones de entrada recomendadas	179
XXII	Protecciones de salida recomendadas	180
XXIII	Sección del cable recomendada por fabricante	182
XXIV	Circulación de caudal de aire y potencia disipada por SAI	183

LISTA DE SÍMBOLOS

ANSI	Instituto Nacional Americano Estándar (por sus siglas en ingles)
CA	Corriente Alterna
CEM	Compatibilidad Electromagnética
CD	Corriente Directa
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica
Cos ϕ	Factor de potencia en ausencia de armónicos
CPI	Contador permanente de aislamiento
CR	Protección con corto retardo
DDR	Dispositivo diferencial residual
DLD	Dispositivo de localización de defecto
DPCC	Dispositivo de protección contra cortocircuitos
Ec	Energía de paso que permite a la protección el corte
ECT	Esquema de conexión a tierra
EEGSA	Empresa Eléctrica de Guatemala
I	Intensidad de corriente instantánea
I	Intensidad eficaz máxima
Icc´	Intensidad de corriente de cortocircuito permanente
Icc	Corriente de corto circuito
Ics	Poder asignado de corte de servicio
Icu	Poder asignado de corte último en cortocircuito
Icw	Corriente asignada de corte de duración admisible
IEC	Comisión Internacional de Electrotecnia (por sus siglas en ingles)
IEEE	Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos

I_p	Corriente de cortocircuito presunta
i_c	Corriente de cortocircuito que recorre realmente el interruptor
I_{cu}	Poder de corte último de un interruptor automático
I_m	Ajuste de la protección magnética o de corto retardo
I_r	Ajuste de la protección térmica o de largo retardo
I''_K	Intensidad de corriente de cortocircuito inicial
JdB	Juego de barras
MOV	Varistor de óxido metálico
NEMA	Asociación Nacional de Manufactura Eléctrica
Pcc	Potencia de corto circuito
PdC	Poder de corte
PFC	Corrección del factor de potencia
R	Resistencia
Ra	Resistencia equivalente de la red aguas arriba
RI	Resistencia unitaria o lineal de las líneas
S	Sección del conductor
SAI	Sistema de Alimentación Ininterrumpida
Sc	Potencia de cortocircuito
Sn	Potencia aparente del transformador
TGBT	Tablero general de baja tensión
THD	Total de armónicos de distorsión (por sus siglas en ingles)
Tr	Tonelada de refrigeración
TTR	Tensión Transitoria de Restablecimiento
t_{min}	Tiempo muerto mínimo de establecimiento del cortocircuito
t_c	Tiempo real de ruptura
U	Tensión compuesta de la red en vacío

U_L	Tensión límite convencional
UPS	Sistema de Potencia ininterrumpida (por sus siglas en inglés)
UT	Unidad de tratamiento electrónico
X	Reactancia en % de las máquinas giratorias
X	Reactancia
Xa	Reactancia equivalente de la red aguas arriba
XI	Reactancia unitaria o lineal de las líneas
Za	Impedancia equivalente de la red aguas arriba
Zcc	Impedancia aguas arriba de la red sobre un defecto trifásico
Zcc	Impedancia de corto circuito
Z_L	Impedancia de conexión
P	Resistividad
Ω	Ohm (parámetro de resistividad)
λ	Factor dependiente de la inductancia de saturación
α	Ángulo de disparo
φ	Ángulo de desfase
ω	Pulsación en CA
τ	Constante de tiempo

GLOSARIO

Accionador	Dispositivo capaz de desarrollar una acción mecánica
Bidireccional	Que circula en ambos sentidos por el mismo bus de comunicación
Calibre de un interruptor automático	Es el valor de la intensidad nominal del interruptor automático que se fija mediante el ajuste máximo de disparo (protección, electrónica o térmica, contra sobrecargas)
Cerramiento	Caja cerrada para protección de elementos internos según normas
Contacto	Acción o efecto de tocarse entre dos mecanismos de material conductor de electrones
Electrización	Aplicación de tensión entre dos partes del cuerpo
Electrocución	Electrización que provoca la muerte
Equipo Eléctrico	Conjunto de dispositivos eléctricos o electrónicos que funcionan con base a la energía eléctrica para realizar algún tipo de trabajo
Filtro IR	Es un filtro de respuesta de impulso infinito
Interruptor automático limitador	Interruptor automático que, al cortar una corriente de cortocircuito, limita la intensidad a un valor netamente inferior al valor presunto
Interruptor automático selectivo	Interruptor automático equipado con un dispositivo de retardo intencional

Nodo	Punto de conexión de dos o más circuitos
Relé de corto retardo	Relé que posee un dispositivo de retardo intencional de varias decenas a varias centenas de milisegundos. Si el retardo disminuye cuando I_p aumenta, decimos que el relé es de corto retardo dependiente
Relé de largo retardo	Relé que posee un dispositivo de retardo intencional de varios segundos
Relé instantáneo	Relé que no posee ningún dispositivo de retardo intencional con acción de intervención a partir de varias veces I_n (protección contra los cortocircuitos)
Relé instantáneo de alto umbral	Relé instantáneo utilizado para limitar la sollicitación térmica sobre un cortocircuito
Selectividad Parcial	Cuando sólo se asegura hasta un cierto valor de corriente
Selectividad Total	La selectividad es total cuando está asegurada para cualquier valor de la corriente de defecto presunta
Sistema eléctrico	Conjunto de dispositivos que funcionan gracias a la energía con el único fin de realizar algún trabajo mecánico o eléctrico en beneficio del ser humano
Tachos	Área de vasijas para cocimiento de meladura en proceso de azúcar
Unidireccional	Que circula en un solo sentido por el bus de comunicación

RESUMEN

Las protecciones eléctricas para baja tensión son diversas y en la actualidad en un medio como el nuestro, abarcan un campo que ha tomado mucha importancia, se han convertido en una herramienta indispensable para la protección de muchos aparatos y equipos eléctricos, utilizados por el hombre de manera personal o por las industrias con fines de lucro, pero si se desconoce su correcto funcionamiento o la forma y el lugar donde deben usarse no tienen beneficio alguno, por esa razón, la finalidad de la coordinación de las protecciones es dar a la instalación eléctrica seguridad, accesibilidad, eficiencia, distribución, continuidad de servicio, mantenimiento y economía.

Este trabajo de graduación converge concisamente en ayudar a conocer y tratar en un análisis basado en la investigación y la práctica, los más importantes métodos y dispositivos de protección eléctrica; además presenta un análisis de la coordinación de dichos dispositivos, diferentes precauciones, escogencia, dimensionamiento y normas a las cuales deben regirse todas aquellas personas que se desenvuelven en el campo de la baja tensión.

También se busca proveer de información introductoria que complementará los conocimientos adquiridos en la Universidad y sentará un precedente para la investigación de algunos de los temas en que se desee profundizar. Se proporciona una guía con información básica de un proyecto donde se utilizaron protecciones alternativas en un ingenio azucarero a través de una empresa guatemalteca dedicada a las protecciones en baja tensión.

OBJETIVOS

General:

Proponer un documento escrito basado en la experiencia de la industria nacional que ayude a formar los criterios básicos en cualquier persona que se inicia en el campo de las instalaciones en baja tensión, esto con el único fin de dar a conocer los elementos y asociación de los mismos para llegar a una coordinación de protecciones en redes de baja tensión y proteger tanto al personal humano como a los equipos eléctricos.

Específicos:

1. Conocer los diferentes tipos de protección que pueden aplicarse a las instalaciones eléctricas, y comprender cuál es la importancia de aplicar éstos dispositivos a una instalación eléctrica.
2. Analizar lo peligroso que puede llegar a ser el uso inadecuado de la corriente eléctrica e identificar ciertas precauciones que pueden tomarse cuando se está en contacto con electricidad.
3. Describir los principios y leyes en que se fundamenta el funcionamiento de las protecciones eléctricas e identificar y evaluar las protecciones eléctricas disponibles en el mercado, sus aplicaciones y sus limitantes.
4. Proponer soluciones y aplicaciones prácticas para la protección alternativa eléctrica en baja tensión según sean los requerimientos.
5. Promover el estudio de las diversas protecciones eléctricas generales como alternativas, principalmente en su forma práctica y de aplicación.

INTRODUCCIÓN

Hoy en día la electricidad ha logrado abarcar una gran gama de campos de la vida y se ha convertido en una herramienta indispensable para la utilización de diversidad de aparatos y equipos utilizados por el hombre, actualmente no hay ser humano en el mundo que no necesite electricidad para algún tipo de actividad en su vida sin embargo, en su utilización pueden presentarse riesgos causados por diversas fallas en las instalaciones, estos riesgos pueden prevenirse utilizando ciertos dispositivos de protección eléctrica, coordinando su funcionamiento y seleccionando la protección adecuada, un ingeniero electricista, como tal, no debe desconocer estos dispositivos de protección para garantizar así, no sólo la seguridad de los establecimientos donde se desenvuelve como profesional, sino también la seguridad de las personas que se encuentran trabajando en su equipo.

En Guatemala y en el resto de países del mundo se tienen pérdidas económicas muy grandes por la calidad de la energía eléctrica que se ve afectada por muchas causas que a su vez, tienen efectos nocivos en los equipos eléctricos o electrónicos que se sirven de ella afectando procesos de producción en fábricas, o centros de datos donde se lleva controles por medio de computadoras, esto se debe a que todos los equipos por diseño tienen niveles de tensiones y frecuencias definidos para su adecuado funcionamiento, por lo regular en los cursos de enseñanza formal en ingeniería eléctrica poco se trata del tema debido al tiempo limitado de los cursos.

El presente documento es una recopilación de los más importantes métodos y dispositivos de protección eléctrica para baja tensión, además presenta diferentes precauciones y normas a las cuales deben regirse todas aquellas personas que se desenvuelven en un lugar en el que se manejan instalaciones eléctricas con el fin de evitar cualquier tipo de pérdida ya sea humana como primera prioridad y económicas o de equipo como prioridades secundarias.

1. NIVELES DE TENSIÓN EN BAJA TENSIÓN

1.1 Definiciones

La tensión o voltaje es la diferencia de potencial eléctrico entre dos puntos de un circuito, está regida por la ley de Faraday que establece que una espira al romper líneas de flujo magnético genera una diferencia de potencial entre sus extremos que si son cortocircuitados pueden hacer circular una corriente a través de esa espira, este es el principio de generación y también del funcionamiento de los transformadores que hacen su trabajo desde la generación, luego la transmisión para finalizar en una nueva transformación a niveles de voltaje comunes y seguros para consumo.

Para la gran mayoría de usuarios en Guatemala les es útil la tensión desde 120 a 240 volts y a muchas industrias desde 240 a 480 volts, en este documento trataremos todo lo referente únicamente a baja tensión, como realizar sus diferentes mediciones, los peligros derivados de la manipulación de corriente eléctrica, los diferentes tipos de cargas que se pueden conectar a baja tensión y como afecta la tensión a sus variables dependientes como la corriente o resistencia.

1.1.1 Normas aplicables (NEMA, IEC, IEEE) y reglamentaciones

Actualmente no existe una norma universal entre las normas IEC, ANSI e IEEE que establezca niveles de tensión estandarizados para baja, media y alta tensión. Pero en la mayoría de los casos se hace referencia que menor de 1000 voltios es considerado como baja tensión, en Guatemala las normas

establecidas por la CNEE (Comisión Nacional de Energía Eléctrica) son las que rigen totalmente el sector eléctrico para el país y estas señalan que si se habla de tensiones menores o iguales a 1000 voltios se consideran como baja tensión.

Normas NEMA (*National Electrical Manufacturers Association*), esta asociación elaboró las normas que definen un producto, proceso o procedimiento referente a uno o varios de estos términos, nomenclatura, composición, construcción, dimensiones, tolerancias, seguridad, características de funcionamiento, rendimiento, calidad, capacidad eléctrica, pruebas y servicio para el que está diseñado. La norma NEMA proporciona grados de protección para cajas de protección de equipo eléctrico (1000 voltios máximo) similar a los del estándar IEC 529, en nuestro caso estas normas nos servirán para elegir el grado de protección adecuado para las cajas de protección que resguardan equipos sometidos a baja tensión de las condiciones del ambiente tales como corrosión, oxidación, hielo, aceite y fluidos refrigerantes. Como referencia se considera la tabla I que relata para cada tipo diferente de caja de protección NEMA existente, su grado de protección.

IEC (*International Electrotechnical Comisión*), en esta sección haremos referencia a la norma IEC 529 más conocida como las normas de clasificación IP que describen un sistema para la clasificación del grado de seguridad proporcionado por las cajas de protección de los equipos eléctricos. El grado de protección proporcionado se indica por medio del código IP, este sistema de código utiliza las letras "IP" (Protección Internacional) seguidas hasta por cuatro dígitos, de los cuales normalmente sólo se emplean dos. Las tablas II y III que se presentan más adelante ayudan a armar el código IP que se adapte a la necesidad requerida en cajas de protección de equipos eléctricos sometidos a baja tensión.

El primer dígito (tabla II) es numérico e indica el grado de protección dentro de la caja contra la entrada de objetos extraños sólidos y el acceso de personas a partes peligrosas, el segundo dígito (tabla III) también es numérico e indica el grado de protección de la caja contra el ingreso de agua, el tercer dígito es una letra e indica el grado más alto de protección a personas contra el acceso a partes peligrosas, el cuarto dígito también es una letra y se emplea en casos excepcionales para información suplementaria.

Tabla I Tipos de NEMA y grados de protección

NEMA	Grado de protección
Tipo 1	Para propósitos generales
Tipo 2	A prueba de goteos
Tipo 3	Resistente al clima
Tipo 3R	Sellado contra la lluvia
Tipo 3S	Sellado contra la lluvia, granizo y polvo
Tipo 4	Polvo y salpicaduras de agua llevados por el viento
Tipo 4X	Polvo, salpicaduras de agua y corrosión
Tipo 5	Sellado contra polvo
Tipo 6	Sumergible
Tipo 6P	Contra agua durante sumersiones prolongadas a profundidad limitada
Tipo 7	Locales peligrosos clase I, equipos cuyas interrupciones ocurren en el aire
Tipo 8	Locales peligrosos clase I, aparatos sumergidos en aceite
Tipo 9	Locales peligrosos clase II, equipos expuestos al fuego y altas temperaturas.
Tipo 10	A prueba de explosiones usado en minas de carbón y gases
Tipo 11	Resistente al ácido o a gases corrosivos
Tipo 12	Polvo, suciedad y goteo de líquidos no corrosivos
Tipo 13	A prueba de polvo

Tabla II Primer dígito de normas IP

Primer dígito protección contra el ingreso de objetos sólidos	
IP	Prueba
0	No protegido
1	Protegido contra objetos sólidos de diámetro superior a 50 mm
2	Protegido contra objetos sólidos de diámetro superior a 12 mm
3	Protegido contra objetos sólidos de diámetro superior a 2.5 mm
4	Protegido contra objetos sólidos de diámetro superior a 1 mm
5	Protegido contra ingreso limitado de polvo sin depósitos nocivos
6	totalmente protegido contra el polvo

Tabla III **Segundo dígito de normas IP**

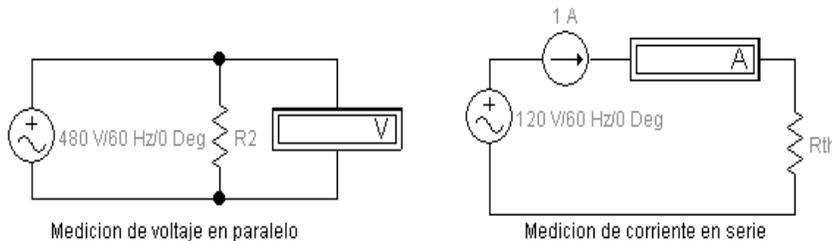
Segundo dígito protección contra el ingreso de agua	
IP	Prueba.
0	No protegido.
1	Protegido contra las caídas verticales de gotas de agua.
2	Protegido contra las caídas verticales de gotas de agua cuando el cerramiento tiene una inclinación máxima de 15 grados.
3	Protegido contra el agua en forma de lluvia con inclinación máxima de 60 grados.
4	Protegido contra las salpicaduras de agua desde todas las direcciones ingreso limitado sin efectos perjudiciales.
5	Protegido contra los chorros de agua a baja presión desde todas las direcciones, ingreso limitado permitido.
6	Protegido contra los chorros de agua a alta presión desde todas las direcciones, ingreso limitado permitido.
7	Protegido contra los efectos de la inmersión temporal en agua.

1.1.2 Forma de medida y tipos de medidores

La importancia de los instrumentos eléctricos de medición es incalculable, ya que mediante el uso de ellos se miden e indican magnitudes eléctricas como corriente, carga, potencial y energía, o las características eléctricas de los circuitos, como la resistencia, la capacitancia y la inductancia. La información que suministran los instrumentos de medición eléctrica se da normalmente en una unidad eléctrica estándar, las unidades eléctricas son empleadas para medir cuantitativamente toda clase de fenómenos electrostáticos y electromagnéticos, así como las características electromagnéticas de los componentes de un circuito eléctrico, las unidades eléctricas empleadas se definen en el sistema internacional de unidades pero las mas usadas son el voltaje que se mide en paralelo con el punto donde se quiere saber su valor, los amperios que se miden en serie en la línea del circuito donde se quiere saber cuánta corriente esta pasando, los Ohm que se miden en paralelo para saber el valor resistivo de algún circuito.

Los watts o potencia activa que son producto de la medición de voltaje y corriente y los volt-amperios o potencia aparente que son producto del cociente de la potencia activa y el factor de potencia se verán más adelante en la sección de potencia.

Figura 1 **Medición de voltaje y corriente**

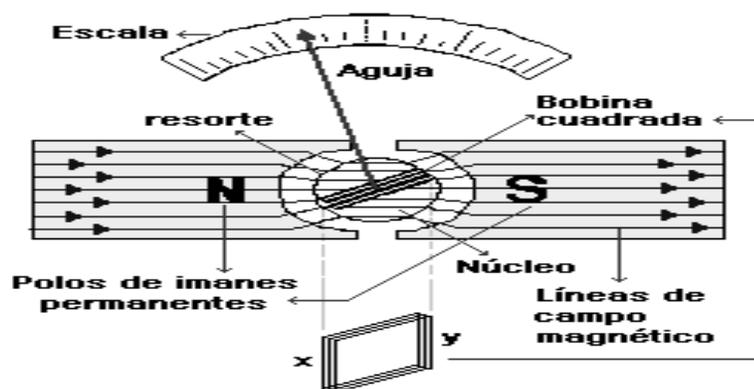


La unidad de intensidad de corriente en el Sistema Internacional de unidades es el amperio, la unidad de carga eléctrica es el culombio, que es la cantidad de electricidad que pasa en un segundo por cualquier punto de un circuito por el que fluye una corriente de 1 amperio, el voltio es la unidad usada para diferencia de potencial y se define como la diferencia de potencial que existe entre dos puntos cuando es necesario realizar un trabajo de 1 julio para mover una carga de 1 culombio de un punto a otro, la unidad de potencia eléctrica es el vatio, y representa la generación o consumo de 1 julio de energía eléctrica por segundo. En todas las unidades eléctricas prácticas se emplean los prefijos convencionales del sistema métrico para indicar fracciones y múltiplos de las unidades básicas por ejemplo, un microamperio es una millonésima de amperio, un milivoltio es una milésima de voltio y 1 megaohmio es un millón de ohmios. Por su propia naturaleza, los valores eléctricos no pueden medirse por observación directa, por ello se utiliza alguna propiedad de la electricidad para producir una fuerza física susceptible de ser detectada y medida.

El galvanómetro es un instrumento usado para medir fenómenos eléctricos y su funcionamiento se basa en las interacciones entre una corriente eléctrica y un imán, el mecanismo del galvanómetro está diseñado de forma que un imán permanente o un electroimán produce un campo magnético, lo que genera una fuerza cuando hay un flujo de corriente en una bobina cercana al imán. Los galvanómetros son los instrumentos más exactos en la detección y medición de la corriente.

Para medir el voltaje un galvanómetro tiene que contar con una gran resistencia unida a la bobina, cuando se conecta un medidor de este tipo a una batería o a dos puntos de un circuito eléctrico con diferentes potenciales pasa una cantidad reducida de corriente (limitada por la resistencia en serie) a través del medidor, la corriente es proporcional al voltaje que puede medirse, si el galvanómetro se calibra para ello, cuando se usa el tipo adecuado de resistencias en serie con un galvanómetro se pueden medir niveles muy distintos de voltajes.

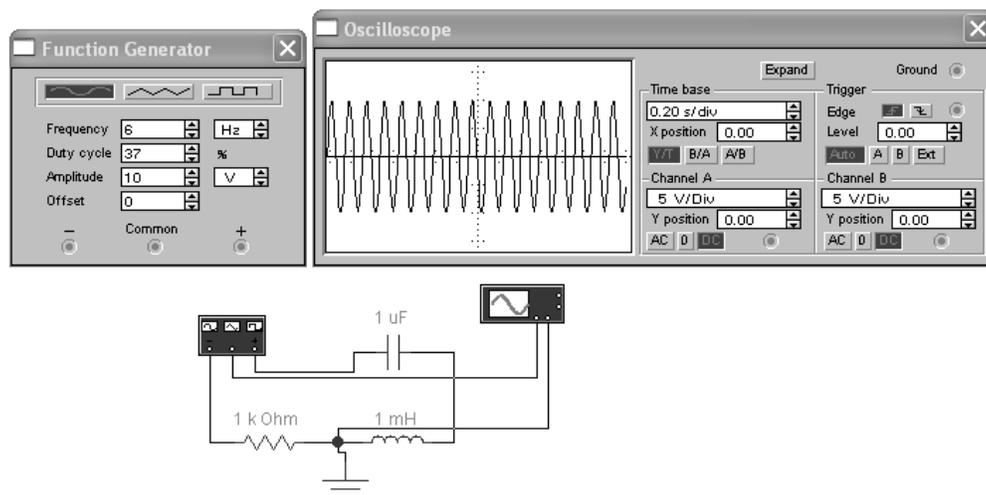
Figura 2 **Esquema interno de un galvanómetro**



Para garantizar la uniformidad y la precisión de las medidas los medidores eléctricos se calibran conforme a los patrones de medida aceptados para una determinada unidad eléctrica, como el ohmio, el amperio, el voltio o el vatio.

El osciloscopio de rayos catódicos se usa también para hacer mediciones de voltaje, ya que la inclinación del haz de electrones es proporcional al voltaje aplicado a las placas o electrodos del tubo. Puede proporcionar por medio de un gráfico datos como amplitud, frecuencia, período, distorsión, valores RMS y valores pico de una onda de voltaje, corriente y otras.

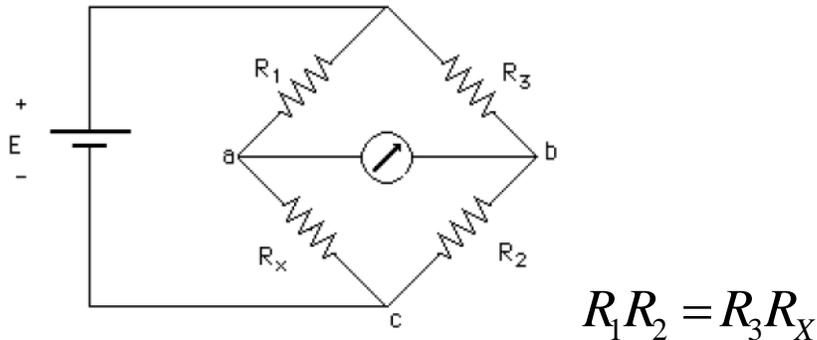
Figura 3 **Medición de parámetros con un osciloscopio**



Las mediciones más precisas de resistencia se obtienen con un circuito llamado puente de Wheatstone, este circuito consiste en tres resistencias conocidas y una resistencia desconocida, conectadas entre sí en forma de diamante, se aplica una corriente continua a través de dos puntos opuestos del diamante y se conecta un galvanómetro a los otros dos puntos, cuando todas las resistencias se nivelan, las corrientes que fluyen por los dos brazos del circuito se igualan, lo que elimina el flujo de corriente por el galvanómetro.

Variando el valor de una de las resistencias conocidas, el puente puede ajustarse a cualquier valor de la resistencia desconocida, que se calcula a partir de los valores de las otras resistencias.

Figura 4 **Puente de Wheatstone para medir resistencias**



Se utilizan puentes de este tipo también para medir la inductancia y la capacitancia de los componentes de circuitos, para ello se sustituyen las resistencias por inductancias y capacitancias conocidas.

La potencia consumida por cualquiera de las partes de un circuito se mide con un vatímetro, tiene un galvanómetro con su bobina fija dispuesta de forma que toda la corriente del circuito la atraviese, mientras que la bobina móvil se conecta en serie con una resistencia grande y sólo deja pasar una parte proporcional del voltaje de la fuente, la inclinación resultante de la bobina móvil depende tanto de la corriente como del voltaje y puede calibrarse directamente en vatios, ya que la potencia es el producto del voltaje y la corriente.

El medidor de vatios por hora, también llamado contador de servicio, es un dispositivo que mide la energía total consumida en un circuito eléctrico doméstico, es parecido al vatímetro, pero se diferencia de éste en que la bobina móvil se reemplaza por un rotor controlado por un regulador magnético que gira a una velocidad proporcional a la cantidad de potencia consumida, el eje del rotor está conectado con engranajes a un conjunto de indicadores que registran el consumo total.

1.1.3 Alcance de las mediciones y estudios de calidad de energía

El costo de las perturbaciones (cortes, huecos de tensión, armónicos, sobretensiones atmosféricas, variaciones de frecuencia) es elevado y provoca pérdidas para el sector empresarial en sus áreas de producción y administrativas que pueden afectar paralizando totalmente el funcionamiento óptimo y el beneficio económico de las empresas, como ejemplo en el funcionamiento de un hospital, si las perturbaciones eléctricas afectan a los equipos electrónicos, provocando falla a la hora de una operación puede provocarse la muerte de un paciente, se menciona este caso extremo para que se entienda lo delicado del tema de las perturbaciones en el sistema eléctrico y la seriedad con la que debe tratarse.

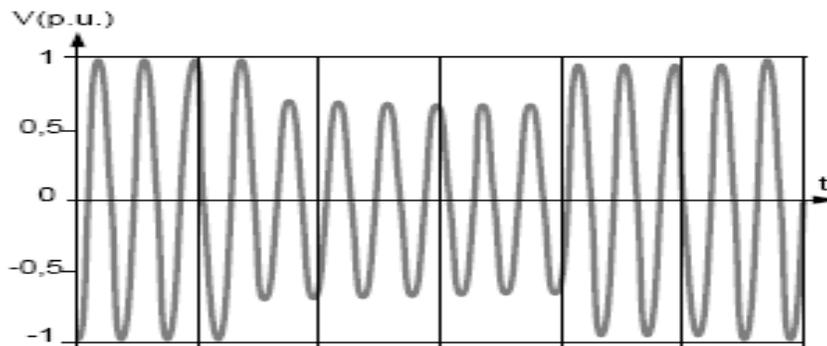
Las mediciones con aparatos comunes y convencionales de medición como los multímetros ayudan a obtener datos de los parámetros eléctricos con los que se cuenta en áreas específicas donde se colocan equipos vitales para el funcionamiento de las plantas de producción y otras áreas de interés donde se necesitan parámetros estables de voltaje y frecuencia libres de perturbaciones, estas mediciones también ayudan a dimensionar capacidades de equipos, calibres de cables a utilizar, consumos de potencia en kW-hora para estimar costos de operación, etc. Este tipo de mediciones instantáneas pueden dar indicios de problemas con perturbaciones pero para detectar y visualizar de una mejor manera las perturbaciones en los parámetros eléctricos fuera del alcance de equipos comunes de medición, es necesario utilizar aparatos especiales mas conocidos como medidores de calidad de energía que registran de manera gráfica una serie de variables eléctricas y proporcionan datos reales que al final ayudaran a tomar las medidas correctivas necesarias, con el fin de reducir las perturbaciones y mejorar la calidad de la energía eléctrica.

Las perturbaciones electromagnéticas susceptibles que afectan el funcionamiento de los equipos y de los procesos industriales se ordenan generalmente en varias clases, que corresponden a las perturbaciones conducidas y radiadas de baja frecuencia (< 9 kHz), de alta frecuencia (≥ 9 kHz) y de descargas electrostáticas. La medida de calidad de energía eléctrica consiste habitualmente en determinar las perturbaciones electromagnéticas conducidas de baja frecuencia entre las que mencionamos las siguientes:

- Hueco de tensión y cortes.
- Armónicos e Inter-armónicos.
- Sobretensiones temporales.
- Sobretensiones transitorias.
- Fluctuaciones de tensión.
- Desequilibrios de tensión.
- Variaciones de frecuencia de alimentación.
- Componentes cc en las redes ca.
- Tensiones de señalización.

En general no es necesario medir todo el conjunto de estas perturbaciones, pueden agruparse en cuatro categorías según lo que afecten, a la amplitud, la forma de onda, la frecuencia y la simetría de la tensión. También pueden clasificarse según su carácter aleatorio (rayo, maniobra, cortocircuito), en permanentes o semipermanentes. Un hueco de tensión es una bajada súbita de la tensión en un punto de una red de energía eléctrica, hasta un valor comprendido (por convenio) entre el 90% y el 10% (IEEE 1159) de una tensión de referencia, seguida de un establecimiento de la tensión de red después de un corto lapso de tiempo comprendido entre un semiperíodo de la frecuencia fundamental de la red (10 ms a 60 Hz).

Figura 5 **Parámetros característicos de un hueco de tensión, forma de onda.**



Fuente: Philippe Ferracci. **La calidad de la energía eléctrica.** Pág. 9

Los cortes son un caso particular de hueco de tensión de profundidad superior al 90% (IEEE), se caracterizan por un único parámetro, la duración, los breves tienen una duración inferior a 1 minuto (IEC-IEEE) y tienen su origen principalmente en los reenganches automáticos lentos destinados a evitar los cortes largos (ajustados entre 1 y 3 minutos); los cortes largos son de una duración superior. Los cortes breves y los cortes largos son diferentes, tanto por su origen como por las soluciones a aplicar para prevenirlos o para reducir su número, las perturbaciones de tensión de duración inferior a un semiperíodo de la frecuencia fundamental de la red ($\Delta T < T/2$) se consideran como si fueran transitorios.

Los huecos de tensión y los cortes breves están ocasionados principalmente por los fenómenos conducidos con corrientes elevadas que provocan, a través de las impedancias de los elementos de la red, una caída de tensión de amplitud tanto menor cuanto más alejado de la fuente de perturbación está el punto de observación.

Cuando los dispositivos de protección (interruptores automáticos, fusibles) aíslan o separan un defecto, se producen cortes (cortos o largos) en la red de

los usuarios alimentados por la sección con defecto, aunque la fuente de alimentación haya desaparecido, la tensión en la red puede mantenerse debido a la tensión residual que siguen suministrando los motores asíncronos o síncronos en proceso de ralentización (durante 0.3 a 1 s) o a la tensión procedente de la descarga de los condensadores conectados a la red.

Los cortes breves se deben generalmente a la actuación de los automatismos de red, como los reenganches rápidos y/o lentos o la conmutación de transformadores o de líneas, la conmutación de cargas de gran potencia respecto a la potencia de cortocircuito (motores asíncronos, hornos de arco, máquinas de soldar, calderas) también causa problemas a la red de los usuarios. Se producen cortes largos cuando los dispositivos de protección aíslan definitivamente un defecto permanente, o cuando se produce la apertura, voluntaria o intempestiva de un aparato o mecanismo.

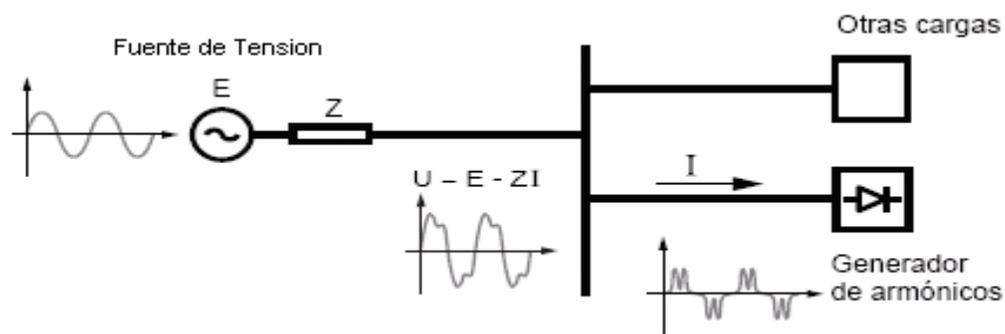
Los huecos de tensión o los cortes se propagan hacia los niveles de tensión inferiores a través de los transformadores, el número de fases afectadas, así como la gravedad de estos huecos de tensión, dependen del tipo de defecto y del acoplamiento del transformador.

El número de huecos de tensión y de cortes es más elevado en las redes aéreas, sometidas a la intemperie, que en las redes subterráneas, pero una derivación subterránea con origen en el mismo juego de barras que las aéreas o mixtas sufrirá también los huecos de tensión debidos a los defectos que afectan a las líneas aéreas.

Los transitorios ($\Delta T < T/2$) son causados, por ejemplo, por la conexión de condensadores, el aislamiento de un defecto por un fusible o por un interruptor automático rápido de baja tensión.

Armónicos e interarmónicos, toda función periódica (de frecuencia f) se puede descomponer en una suma de senoides de frecuencia $h \times f$ donde h se llama orden o rango del armónico ($h > 1$). Los armónicos proceden principalmente de cargas no lineales cuya característica es absorber una corriente que no tiene la misma forma que la tensión que los alimenta, la siguiente figura es un ejemplo de la degradación de la tensión.

Figura 6 **Degradación de la tensión de red producida por una carga no lineal**



Fuente: Philippe Ferracci. **La calidad de la energía eléctrica.** Pág. 10

Esta corriente es rica en componentes armónicos y su espectro será función de la naturaleza de la carga. Al circular a través de las impedancias de la red, estas corrientes armónicas crean las tensiones que pueden perturbar el funcionamiento de otros usuarios conectados a la misma fuente.

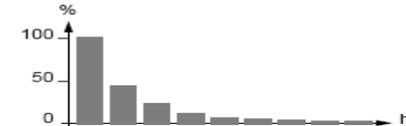
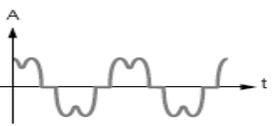
La impedancia de la fuente a las diferentes frecuencias armónicas tienen un papel fundamental en la gravedad de la distorsión en tensión, hay que observar que, si la impedancia de la fuente es baja (Potencia de corto circuito elevada), la distorsión en tensión es menor.

Las principales fuentes de armónicos son precisamente las propias cargas y se pueden clasificar según su pertenencia al entorno industrial o doméstico de la siguiente manera:

- 1) Las cargas industriales como equipos de electrónica de potencia, variadores de velocidad, rectificadores con diodos o tiristores, onduladores, fuentes de alimentación conmutadas.
- 2) Cargas que utilizan el arco eléctrico como hornos de arco, máquinas de soldar, alumbrado (lámparas de descarga, tubos fluorescentes).
- 3) Generadores de armónicos (temporales) los arranques de motores con arrancador electrónico y la conexión de transformadores de potencia, hay que destacar que se ha generalizado la utilización de equipos basados en la electrónica de potencia debido a sus múltiples ventajas (flexibilidad de funcionamiento, excelente rendimiento energético, prestaciones elevadas).
- 4) Las cargas domésticas con convertidores o con fuentes de alimentación conmutada; televisores, hornos de microondas, placas de inducción, ordenadores, impresoras, fotocopiadoras, reguladores de luz, equipos electrodomésticos, lámparas fluorescentes. Aunque su potencia unitaria es menor que las cargas industriales, el efecto acumulado, debido a su gran abundancia y a su utilización simultánea en períodos largos, las convierten en fuentes importantes de distorsión armónica, hay que destacar que la utilización de este tipo de aparatos crece en número y a veces en potencia unitaria.

La figura siguiente muestra el comportamiento y la distorsión de la onda senoidal por causa de algunas cargas no lineales que generan armónicos de distorsión, en la tabla aparece la columna THD (Distorsión total de armónicos por sus siglas en inglés) que indica el porcentaje de armónicos que dichas cargas introducen a la red y que se aprecian en la gráfica del espectro dada en la misma tabla.

Figura 7 Características de algunos generadores de armónicos

Cargas no lineales	Forma de onda de corriente	Espectro	Armonicos
Variador de velocidad			44%
Rectificador/cargador			28%
Carga informática			115%
Alumbrado fluorescente			53%

Fuente: Philippe Ferracci. **La calidad de la energía eléctrica.** Pág. 12

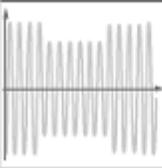
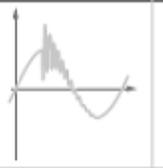
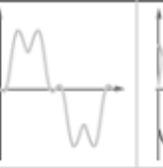
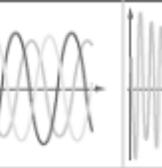
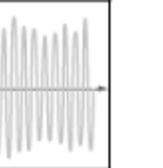
Las sobretensiones son de tres tipos, temporales a frecuencia industrial, de maniobra y de origen atmosférico (rayo), pueden presentarse en modo diferencial (entre conductores activos fase / fase-fase / neutro) y en modo común (entre conductores activos y la masa o la tierra). Las sobretensiones temporales son de la misma frecuencia que la de la red (60 hz.), pueden proceder de las instalaciones de alta tensión a través de la toma de tierra del centro de transformación MT/BT.

Las variaciones de tensión son variaciones del valor eficaz o del valor de cresta de una amplitud inferior al 10% de la tensión nominal, las variaciones lentas de tensión están causadas por la variación lenta de las cargas conectadas a la red. Las fluctuaciones de tensión son una sucesión de

variaciones de tensión o de variaciones cíclicas o aleatorias de la envolvente de una tensión cuyas características son la frecuencia de la variación y su amplitud, son debidas principalmente a las variaciones rápidas de las cargas industriales, como las máquinas de soldar, los hornos de arco, las laminadoras.

La siguiente figura muestra un resumen de la presencia de eventos en la calidad de energía eléctrica y la tendencia de presentación según los tipos de cargas o sucesos, el 80% de estos eventos tienen duraciones de 0.5 a 10 segundos.

Figura 8 **Perturbaciones según la carga**

Perturbaciones	Hueco de tensión	Sobre-tensiones	Armónicos	Desequilibrios	Fluctuaciones de tensión
Formas de onda características					
Defecto de aislamiento, fallo de neutro	X			X	
Maniobras y Ferresonancia		X			
Rayo		X			
Motor Asíncrono	X				
Motor Síncrono	X		X		
Maquina de soldar	X		X	X	X
Horno de arco	X		X	X	X
Convertidor		X	X		
Cargas Informaticas			X		
Alumbrado			X		
Ondulador o Inversor			X		
Bateria de condensadores	X	X	X		X

Fuente: Philippe Ferracci. **La calidad de la energía eléctrica.** Pág. 14

Las variaciones de tensión en estado estacionario son definidas por la norma ANSI C84.1. Para tensiones de servicio hasta de 600 V, se espera que la tensión normal de servicio esté dentro de $\pm 5\%$ de la nominal, con variaciones de tanto como $+5.8\%$ hasta -8.3% para períodos cortos.

Esta norma recomienda que los sistemas de suministro eléctrico deben estar diseñados y operar para limitar el desbalance máximo de tensión al 3% cuando se mida en el medidor de la empresa eléctrica, bajo condiciones sin carga.

Los voltajes bajos temporales a frecuencia fundamental que llegan a caer a un 88.3% de lo especificado por la Norma ANSI 84.1 pueden dar como resultado la interrupción de la operación de algún equipo.

Un estudio de calidad de energía proporciona muchos datos que ayudan a tener un mejor panorama de los parámetros eléctricos que debemos mantener estables e inclusive nos puede ayudar a detectar problemas eléctricos de los cuales no se tiene idea antes de hacer el estudio pero que si causan un efecto dañino a las cargas.

Con los datos obtenidos se puede saber qué tipo de protección debemos colocar según nuestras necesidades para mantener una buena calidad de energía, a continuación se presenta una tabla que da un resumen de los tipos de perturbaciones, sus orígenes, que afectan y como se pueden solucionar.

Tabla IV Tipos de perturbación

Tipos de perturbación	Orígenes	Consecuencias	Ejemplos de soluciones (equipos específicos y modificaciones)
Variaciones y fluctuaciones de tensión	Variaciones importantes de carga (maquinas de soldar, hornos de arco)	Fluctuación de la luminosidad de las lámparas (parpadeo o Flicker)	Compensador electromecánico de energía reactiva, compensador automático en tiempo real, compensador electrónico en serie, regulador de carga
Huecos de tensión	Cortocircuito, conmutación de cargas de gran potencia (arranque de motores)	Perturbación o parada del proceso, pérdida de datos, datos erróneos, caída de contactores, bloqueo de variadores de velocidad, relentización o pérdida de inercia de motores, extinción de lámparas de descarga	SAI, compensador automático en tiempo real, regulador electrónico dinámico de tensión, arranque progresivo, compensador electrónico en serie, Aumentar la Potencia de cortocircuito, modificar la selectividad de las protecciones
Cortes	Cortocircuitos, sobrecargas, mantenimiento, disparos intempestivos		SAI, conmutación mecánica de fuentes, conmutación estática de fuentes, grupos electrógenos sin corte, interruptores automáticos shunt, telecontrol.
Amonicos	Cargas no lineales (variadores de velocidad, hornos de arco, maquinas de soldar, lámparas de descarga, tubos fluorescentes)	Sobrecargas (de conductor, de neutro, de fuente) disparos intempestivos, envejecimiento acelerado, degradación del rendimiento energético, pérdida de productividad	Choques antiarmonicos, filtro pasivo o activo, filtro híbrido, inductancia de línea, aumentar la PCC. Agrupar las cargas perturbadoras, desclasificar los equipos.
Interarmónicos	Cargas fluctuantes (hornos de arco, maquinas de soldar, convertidores de frecuencia)	Perturbación de las señales de tarificación, parpadeo (flicker)	Reactancia en serie
Sobretensiones transitorias	Maniobra de aparamenta y de condensadores, rayo	Bloqueo de variadores de velocidad, disparos intempestivos, destrucción de la aparamenta, incendios, pérdida de explotación	Limitador de sobretension, pararrayos, conexión sincronizada, resistencia de preinsercion, bobina self de choque, compensador automático estático
Desequilibrios de tensión	Cargas desequilibradas (cargas monofásicas de gran potencia)	Par motor invertido, vibraciones, sobrecalentamiento de maquinas asíncronas	Equilibrar las cargas, compensador electrónico shunt, regulador electrónico dinámico de tensión, aumentar la PCC

1.1.4 Error e incertidumbre en la medición

Error en la medición se define como la inexactitud que se acepta como inevitable al comparar una magnitud con su patrón de medida, el error de medición depende de la escala de medida empleada., también se puede definir como la diferencia algebraica entre el valor leído o transmitido por el instrumento de medición y el valor real de la variable medida.

La incertidumbre en metrología, es una cota superior del valor de la corrección residual de la medida, también puede expresarse como el valor de la semi-amplitud de un intervalo alrededor del valor resultante de la medida, que se entiende como el valor convencionalmente verdadero.

Se debe prestar atención y tener claro la diferencia entre error e incertidumbre, por ejemplo el resultado de una medición luego de aplicar una corrección (por los errores sistemáticos) puede estar muy cerca del valor de la cantidad verdadera, pero puede existir, debido a los métodos e instrumentos utilizados en la medición, una gran incertidumbre.

1.1.5 Exactitud, precisión y repetibilidad

La exactitud expresa la incertidumbre total de la medición suele expresarse como porcentaje de la escala total en los instrumentos análogos, los instrumentos por medición digital suelen expresar la exactitud como porcentaje de la lectura, más una incertidumbre adicional de los dígitos menos significativos de la lectura, la exactitud de un instrumento de medición no es estática en el tiempo los efectos del envejecimiento, pueden ocasionar que la exactitud del instrumento se degrade con el transcurso del tiempo.

La precisión de un instrumento de medición define el efecto de los errores aleatorios que pueden ocasionar variaciones de una lectura a otra, un instrumento con precisión dará casi siempre el mismo valor al repetir las mediciones de la misma cantidad, la precisión suele expresarse en términos de desviación estándar estadística que se obtiene al realizar muchas mediciones.

La repetibilidad es una medida estadística de la consistencia entre medidas repetidas de un mismo carácter en un mismo evento, y su valor se expresa como una proporción, un valor de repetibilidad de uno indica que la medida es perfectamente consistente y repetible, y que el investigador no comete ningún error en la medición de ese carácter, un valor de cero indica que las medidas repetidas obtenidas de ese carácter son tan distintas como si se hubieran tomado a partir de eventos distintos tomados al azar

1.1.6 Peligros derivados de la corriente eléctrica

La seguridad debe ser prevista desde diversos puntos, desde los operarios, instalación e industria. Una instalación bien planeada, con sus partes de riesgo protegidas y en lugares adecuados, evita los accidentes personales o incendios, sin embargo la corriente eléctrica, en su utilización puede presentar riesgos, causados por fallas en las instalaciones o bien por el desconocimiento de la correcta utilización.

Se denomina accidente eléctrico al hecho de recibir una sacudida o descarga eléctrica, con o sin producción de daños materiales o personales.

Los contactos directos se producen cuando una persona toca o se pone en contacto bajo tensión directa involuntaria o accidentalmente con un conductor, elemento eléctrico, máquina, enchufe, portalámparas, etc.

Los contactos indirectos son aquellos contactos de personas con masas puestas accidentalmente bajo tensión, los efectos provocados por los contactos directos son quemaduras por arco y quemaduras por contacto, que son producidas por la energía liberada al paso de la corriente, la gravedad de la lesión depende del órgano afectado.

Los efectos musculares pueden ser calambres, contracciones musculares, tetanización de músculos, movimiento incontrolado de los músculos como consecuencia del paso de la corriente eléctrica

Muerte por fibrilación ventricular, consiste en un movimiento anárquico del corazón, que deja de enviar sangre a los distintos órganos y, aunque esté movimiento, no sigue su ritmo normal de funcionamiento es la principal causa de muerte por choque eléctrico, con una corriente de 100-300 mili-amperios es suficiente para provocar fibrilación.

Inhibición de centros nerviosos (paro respiratorio, asfixia), se presenta cuando la corriente atraviesa el tórax, impidiendo la contracción de los músculos de los pulmones, y por tanto, la respiración, ocasionando el paro respiratorio. Problemas renales, paralización de la acción metabólica de los riñones producida por los efectos tóxicos de las quemaduras.

Los efectos provocados por el contacto indirecto son caídas, golpes contra objetos, cortes, quemaduras al golpear o tocar elementos no protegidos, entre otros. En el accidente eléctrico influyen distintos factores como, intensidad de la corriente eléctrica que es la causa determinante de la gravedad de las lesiones, a mayor intensidad mayor efecto sobre el cuerpo humano.

Resistencia a la electricidad de la persona, la resistencia de la piel disminuye cuando aumenta la intensidad de la corriente siendo mayor el riesgo de lesiones para el cuerpo humano a mayor humedad de la piel menor resistencia. Frecuencia de la corriente, si entramos en contacto con la corriente eléctrica la frecuencia con la que esta circule por la red al entrar en contacto con nuestro cuerpo hará que las lesiones ocasionadas en nuestro cuerpo sean de mayor o menor grado, los recorridos más peligrosos de la corriente eléctrica a su paso por el cuerpo humano son de manos a pies del lado contrario, mano a cabeza y mano derecha a tórax.

1.1.7 Riesgos derivados de las mediciones

Durante la realización de mediciones por tener contacto con los equipos energizados se corre el mayor riesgo o probabilidad de accidente, los contactos derivados pueden ser directos o indirectos. Contacto directo, es el contacto que sufre una parte del cuerpo con un elemento bajo tensión de una instalación eléctrica. Contacto indirecto, es el contacto que se produce contra un equipo sometido bajo tensión por la falta de aislamiento o algún problema de otra índole que lo ha dejado expuesto y puede ser tocado de manera accidental.

1.1.8 Protección contra contactos directos e indirectos

Los contactos directos son más fáciles de prevenir que los indirectos debido a que los indirectos son más difíciles de detectar o ver a simple vista, las medidas preventivas contra los contactos directos son las siguientes:

- 1) Alejamiento de partes activas de la instalación, consiste en alejar las partes activas de la instalación a una distancia que las personas que se

encuentran o circulan por el área les sea imposible un contacto fortuito con las manos, o por la manipulación de objetos conductores.

- 2) Interposición de obstáculos, consiste en la interposición de obstáculos que impidan todo contacto directo accidental con las partes activas de la instalación, los obstáculos de protección deben estar fijados en forma segura y resistir a los esfuerzos mecánicos usuales que pueden presentarse en su función, si los obstáculos son metálicos y deben ser considerados como masas, se aplicara una de las medidas previstas contra los contactos indirectos.
- 3) Recubrimiento de las partes activas, esta medida de protección consiste en el recubrimiento de las partes activas de la instalación por medio de un aislamiento apropiado, capaz de conservar sus propiedades con el tiempo, y que limite la corriente de contacto a un valor no superior a un miliamperio.
- 4) La utilización de equipo de protección individual, cascos de protección aislante, botas con puntera de acero y aislantes hasta 1000 voltios, lentes para protección ocular, protectores de oídos, ropa incombustible, guantes aislantes, herramienta con aislamiento adecuado para tensión hasta 1000 voltios.

Las medidas preventivas contra los contactos indirectos son las siguientes:

- 1) Separación de circuitos, consiste en separar los circuitos de la utilización de la fuente de energía, por medio de transformadores o grupos convertidores, manteniendo aislados de tierra todos los conductores del circuito de utilización incluido el neutro.
- 2) Pequeñas tensiones de seguridad, consiste en la utilización de tensiones de seguridad, estas tensiones serán de 24 voltios, valor eficaz, para

locales o emplazamientos húmedos o mojados, y 50 voltios en emplazamientos o lugares secos.

- 3) Aislamiento de protección doble aislamiento, consiste en el empleo de materiales que dispongan de aislamiento de protección y reforzado entre sus partes activas y sus masas accesibles.
- 4) Masas, consiste en disponer las masas y los elementos conductores de tal manera que no sea posible, en circunstancias habituales, tocar simultáneamente o involuntariamente una masa y un elemento conductor.
- 5) Recubrimientos de las masas con aislamiento de protección, consiste en recubrir las masas con un aislamiento equivalente a un aislamiento de protección, las pinturas, barnices, lacas y productos similares, no tienen las cualidades requeridas para constituir tal aislamiento.
- 6) Conexiones equipotenciales, consiste en unir todas las masas de la instalación a proteger, entre sí y los elementos conductores simultáneamente accesibles, para evitar que pueda aparecer, en un momento dado, diferencias de potencial peligrosas, entre ambos.
- 7) Interruptor diferencial, consiste en colocar un aparato de protección que es usual colocar en todas las instalaciones y que tiene como misión interrumpir el circuito cuando se produzca una falla en cualquier derivación en la instalación o en algún aparato, evitando de esta forma cualquier accidente de las personas.

1.2 Cargas típicas en instalaciones de baja tensión

Las cargas pueden ser de tres tipos resistivas, capacitivas e inductivas, por ejemplo una lámpara incandescente es carga resistiva, un motor es carga inductiva y un banco de capacitores es carga capacitiva. La mayoría de cargas en la industria son combinadas, por ejemplo una impresora industrial posee

gran cantidad de circuitos que contienen resistencia y capacitancia, además contiene motores para hacer girar mecanismos que son cargas inductivas.

Los usuarios comunes (hogares) tienen en su mayoría cargas como electrodomésticos, lámparas, calentadores, bombas de agua y equipos electrónicos todas estas cargas son predominantemente inductivas y afectan el factor de potencia además de ser una de las principales causas de las distorsiones. La mayoría de las industrias utilizan cargas capacitivas (bancos de capacitores) para corregir su factor de potencia ya que las empresas que se encargan de la distribución de electricidad en nuestro país exigen que se mantenga un factor de potencia de 0.95 como mínimo para evitar calentamiento en líneas de distribución por exceso de transmisión de potencia reactiva predominantemente inductiva la cual no es cobrada (pero si circula por las líneas de transmisión) ya que la empresa distribuidora factura con base a la potencia en kW-hora consumida (potencia activa). Recordemos que al realizar un análisis con el fin de determinar valores de un circuito determinado se puede representar cada una de las cargas del sistema como una impedancia (Z), la cual es la combinación de la resistencia (R) más la reactancia (X), lo cual sería:

$$Z = R \pm jX$$

Notar que X representa la reactancia ya sea capacitiva o inductiva y es la que determinara el tipo de carga que predomina.

1.2.1 Normas aplicables

En Guatemala el sistema eléctrico está regido por normas establecidas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), las normas actuales las mencionamos a continuación.

Normas de estudio de acceso y uso de la capacidad de transporte (NEAST), su objetivo es establecer el contenido de los estudios eléctricos para sistemas de potencia de instalaciones nuevas.

Normas técnicas de acceso y uso de la capacidad de transporte (NTAUCT), su objetivo es establecer el tipo y contenido de los estudios eléctricos necesarios para solicitar el acceso al sistema de transporte.

Normas técnicas del servicio de distribución (NTSD), su objetivo es establecer derechos y obligaciones de los prestatarios y usuarios del servicio de distribución, así como los índices e indicadores de referencia para calificar la calidad del servicio de distribución.

Normas de seguridad de presas (NSP), su objetivo es garantizar la seguridad de las personas y sus bienes cuando se requieran obras de embalse.

Normas técnicas de diseño y operación de las instalaciones de distribución (NTDOID), su objetivo es establecer las disposiciones, criterios y requerimientos de diseño para asegurar el adecuado funcionamiento de las instalaciones de distribución.

Normas técnicas de diseño y operación del sistema de transporte (NTDOST), su objetivo es establecer los requerimientos para el diseño y operación de las instalaciones de transporte

Normas técnicas de calidad del servicio de transporte y sanciones (NTCSTS), su objetivo es establecer los índices de referencia para calificar la calidad del servicio de transporte de energía eléctrica en el punto de entrega.

Normas técnicas para la conexión, operación, control y comercialización de la generación distribuida renovable (NTGDR) y usuarios autoprodutores con excedentes de energía, su objetivo es establecer las disposiciones generales que deben cumplir los generadores distribuidos renovables y los distribuidores para la conexión, operación, control y comercialización de energía eléctrica producida con fuentes renovables.

Norma técnica para la expansión del sistema de transmisión (NTT), su objetivo es establecer los criterios, procedimientos y la metodología para la elaboración del plan de expansión del sistema de transporte; los procedimientos que se deberán seguir para desarrollar las obras del plan de expansión del sistema de transporte; y definir los requisitos y procedimientos que deberán cumplirse para obtener las autorizaciones necesarias para el desarrollo de las Obras.

Existen también normas internas de EEGSA, DEORSA y DEOCSA pero son autorizadas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica CNEE y están basadas en el cumplimiento de las antes mencionadas. En este documento únicamente se estarán tratando algunas normas de nuestro interés en baja tensión relacionadas al tema, si se desea conocer de otras normas se puede acudir a la CNEE para solicitar las normas de interés ya sea en alta, media y baja tensión.

1.2.2 Motores de inducción

Los motores de inducción son ampliamente utilizados en la industria guatemalteca para diversas aplicaciones, en este trabajo de graduación se verá su funcionamiento a grandes rasgos, si se desea conocer más a fondo se puede consultar libros especializados en motores.

En los motores de inducción el par del eje se produce porque las barras del rotor que están en cortocircuito inducen corrientes en ellas generando líneas de flujo que interactúan con el campo magnético del estator. El rotor se magnetiza por las corrientes inducidas en sus barras, debido a la acción del campo magnético girando en el estator mientras que el campo del estator pasa a lo largo de las barras del rotor, el campo magnético que cambia induce altas corrientes en ellas generando su propio campo magnético. La polaridad del campo magnético inducido del rotor es tal que repele al campo del estator que lo creó, y esta repulsión resulta en un torque sobre el rotor que lo hace girar, en el momento en que se aplica una carga al motor, la velocidad se reduce, lo que provoca que las barras del rotor corten las líneas magnéticas de fuerza del campo del estator y crean la fuerza de repulsión en el rotor. El campo magnético inducido en el rotor se mueve en la dirección opuesta a la rotación y la velocidad de este movimiento depende de la carga aplicada, esto quiere decir que las RPM siempre serán inferiores a la velocidad síncrona, entre más grande es el deslizamiento, más grande es la corriente inducida en las barras del rotor, y más grande el torque. La corriente en los bobinados del estator también se incrementa para crear las corrientes más largas en las barras, por estas razones la velocidad de un motor de inducción siempre dependerá de la carga, a continuación vemos una típica placa de datos de un motor.

Figura 9 Placa de datos de un motor eléctrico

3 Φ Mot. 1LA7096-4AA11				
UD 0609/70322582-68				
IP 55	90L	IM B5	IEC/EN 60034	Th.CI.F
50Hz	230/400 V ΔY		60 Hz	460 V Y
1.5 Kw	5.9/3.4 A		1.75 Kw	3.3 A
Cos ϕ 0.81	1420/ min		Cos ϕ 0.82	1720/ min
220-240/380-420V ΔY			440-480 V Y	
6.1-6.1/3.5-3.5 A			3.4-3.4 A	
32144	6401			SF 1.1

Los datos en la placa de especificaciones del motor sirven para dimensionar las protecciones, calibres de cables, tipos de acometidas a usar (trifásico o monofásico), conductores, cálculos de eficiencia según la carga, etc.

1.2.3 Cargas resistivas (resistencias y lámparas incandescentes)

Las cargas de tipo resistivo son las que provocan el mayor consumo de potencia activa de la red de distribución, desde el punto de vista económico son las que provocan el aumento en las facturas de consumo y por tal razón son las cargas que mas costo tiene mantenerlas en operación. Tales cargas son referidas como si tuvieran una resistencia eléctrica designada con la letra R y expresada en Ohm (Ω), las cargas resistivas pueden encontrarse en equipos como lámparas incandescentes, calentadores, planchas y estufas eléctricas, en donde la energía que requieren para funcionar es transformada en energía lumínica o calorífica, en cuyo caso el factor de potencia toma el valor de uno.

En un circuito puramente resistivo, la corriente está en fase con el voltaje y es función inmediata del voltaje, por lo tanto, si el voltaje y la corriente están en fase, tenemos que: $R = V/I$

La resistencia eléctrica absorbe potencia en watts igual a $P = I \cdot R$ como ejemplo si tenemos un calentador de agua que consume 30 amperios y su resistencia es de 100Ω la potencia total de consumo es de 3000 W que si lo comparamos contra el consumo de una PC de 200 W notamos la gran diferencia en consumo que al final también se refleja en el costo de operación de ambos equipos. Otro de los elementos que consumen únicamente potencia activa es la lámpara incandescente debido a sus propiedades de funcionamiento las cuales vemos a continuación.

Funcionamiento de la lámpara incandescente, en la mayoría de los casos junto con la luz se genera también calor, siendo esa la forma más común de excitar los átomos de un filamento para que emita fotones y alcance el estado de incandescencia. Cuando un cable posee el grosor adecuado las cargas eléctricas fluyen normalmente y la energía que liberan los electrones en forma de calor es despreciable, sin embargo, todo lo contrario ocurre cuando esas mismas cargas eléctricas o electrones fluyen a través de un alambre de metal extremadamente fino, como es el caso del filamento que emplean las lámparas incandescentes. Al ser ese alambre más fino y ofrecer, por tanto, más resistencia al paso de la corriente, las cargas eléctricas encuentran mayor obstáculo para moverse incrementándose la fricción, en esas condiciones las moléculas del metal se excitan, alcanzan el estado de incandescencia y los electrones pueden llegar a emitir fotones de luz. Cuando las cargas eléctricas atraviesan atropelladamente el metal del filamento de una lámpara incandescente, provocan que la temperatura del alambre se eleve a 2500 °C aproximadamente, a esa temperatura tan alta los electrones que fluyen por el metal de tungsteno comienzan a emitir fotones de luz blanca visible, produciéndose el fenómeno físico de la incandescencia, por otra parte la fricción que producen las cargas eléctricas al atravesar el filamento es también la responsable del excesivo calentamiento que experimentan las lámparas incandescentes cuando se encuentran encendidas.

En general, este tipo de lámpara es poco eficiente, pues junto con las radiaciones de luz visible emiten también radiaciones infrarrojas en forma de calor, que incrementan el consumo eléctrico, sólo el 10% de la energía eléctrica consumida por una lámpara incandescente se convierte en luz visible y el 90% restante se disipa al medio ambiente en forma de calor, esa es la principal razón por la que actualmente se recomienda el uso de las lámparas compactas fluorescentes ahorradoras de energía que no consumen mucha potencia activa

y tienen la capacidad de brindar la misma cantidad de lúmenes que una lámpara incandescente además de brindar un tiempo de vida útil mayor.

1.2.4 Potencia instalada demandada y factor de utilización

Cuando se trata de corriente alterna (AC) sinusoidal, el promedio de potencia eléctrica desarrollada por un dispositivo de dos terminales es una función de los valores eficaces o valores cuadráticos medios, de la diferencia de potencial entre los terminales y de la intensidad de corriente que pasa a través del dispositivo. Supongamos un receptor de carácter inductivo (caso más común) al que aplicamos una tensión $v(t)$ de pulsación ω y valor de pico V_0

$$v(t) = V_0 \cdot \sin(\omega t)$$

Esto provocará una corriente $i(t)$ retrasada un ángulo ϕ respecto de la tensión aplicada: $i(t) = I_0 \cdot \sin(\omega t - \phi)$

La potencia instantánea vendrá dada como el producto de las expresiones anteriores: $p(t) = V_0 \cdot I_0 \sin(\omega t) \cdot \sin(\omega t - \phi)$

Mediante trigonometría, la anterior expresión puede transformarse en la siguiente expresión: $p(t) = V_0 \cdot I_0 \frac{\cos(\phi) - \cos(2\omega t - \phi)}{2}$

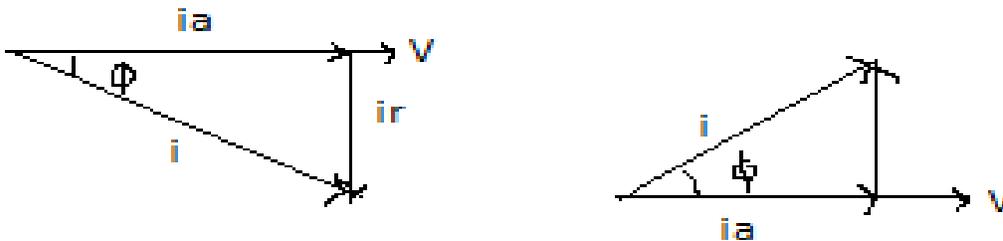
Y sustituyendo los valores de pico por los eficaces tenemos que:

$$p(t) = V \cdot I \cos(\phi) - V \cdot I \cos(2\omega t - \phi)$$

Se obtiene así para la potencia un valor constante, $V I \cos(\phi)$ y otro variable con el tiempo, $V I \cos(2\omega t - \phi)$. Al primer valor se le denomina potencia activa y al segundo potencia fluctuante, la potencia fluctuante al ser de forma senoidal, su valor medio será cero. Si $\phi = \pm 90^\circ$ ($\cos \pm 90^\circ = 0$) caso que corresponde a un circuito inductivo o capacitivo puro, demuestra que la potencia fluctuante es la debida a las bobinas y a los condensadores.

Efectivamente, las bobinas o los condensadores (ideales) no consumen energía sino que la entretienen, la bobina almacena la energía en forma de campo magnético cuando la corriente aumenta y la devuelve cuando disminuye, y el condensador almacena la energía en forma de campo eléctrico cuando se carga y la devuelve cuando se descarga. La siguiente figura muestra los diagramas fasoriales de las componentes de la intensidad para circuitos inductivos izquierda y capacitivos derecha.

Figura 10 **Componentes activa y reactiva de la intensidad**



Consideremos un circuito de CA en el que la corriente y la tensión tienen un desfase ϕ . Se define componente activa de la intensidad, I_a , a la componente de ésta que está en fase con la tensión, y componente reactiva, I_r , a la que está en cuadratura con ella, sus valores son:

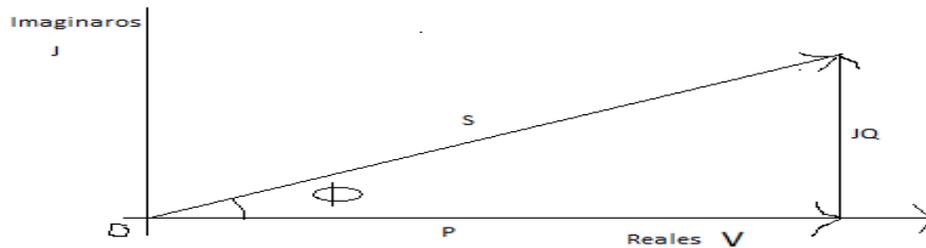
$$I_a = I \cdot \cos \phi \quad I_r = I \cdot \sin \phi$$

El producto de la intensidad, I , y las de sus componentes activa, I_a , y reactiva, I_r , por la tensión, V , da como resultado las potencias aparente (S), activa (P) y reactiva (Q), respectivamente:

$$S = I \cdot V \quad P = I \cdot V \cos \phi \quad Q = I \cdot V \sin \phi$$

En el diagrama de la siguiente figura se puede ver el triángulo de potencias con la relación existente entre estas tres potencias.

Figura 11 **Relación entre potencias activa, aparente y reactiva**



Fuente: William Stevenson. **Análisis de sistemas de potencia**. Pág. 10

La potencia aparente de un circuito eléctrico de corriente alterna es la suma de la energía que disipa dicho circuito en cierto tiempo en forma de calor o trabajo y la energía utilizada para la formación de los campos eléctricos y magnéticos de sus componentes. Esta potencia no es la realmente consumida, salvo cuando el factor de potencia es la unidad ($\cos \phi=1$), y señala que la red de alimentación de un circuito no sólo ha de satisfacer la potencia consumida por los elementos resistivos, sino que también, ha de contarse con la potencia que entretienen las bobinas y condensadores, se la designa con la letra S y se mide en voltiamperios (VA).

La potencia activa es en la cual el proceso de transformación de la energía eléctrica se aprovecha como trabajo, los diferentes dispositivos eléctricos existentes convierten la energía eléctrica en otras formas de energía tales como: mecánica, lumínica, térmica, química, etc. Esta potencia es, por lo tanto, la realmente consumida por los circuitos, cuando se habla de demanda eléctrica, es esta potencia la que se utiliza para determinar dicha demanda, se designa con la letra P y se mide en vatios (W). De acuerdo con su expresión, la ley de Ohm y el triángulo de impedancias tenemos que:

$P = I \cdot V \cdot \cos \phi = I \cdot Z \cdot I \cos \phi = I^2 \cdot Z \cdot \cos \phi = I^2 \cdot R$ resultado que indica, que la potencia activa es debida a los elementos resistivos.

Potencia reactiva, esta potencia no tiene tampoco el carácter de realmente consumida y sólo aparecerá cuando existan bobinas o condensadores en los circuitos, tiene un valor medio nulo, por lo que no produce trabajo útil, por ello se dice que es una potencia desvatada (no produce vatios), se mide en voltamperios reactivos (VAR), se designa con la letra Q y esta definida a partir de la expresión:

$$Q = I \cdot V \cdot \sin \phi = I \cdot Z \cdot I \sin \phi = I^2 \cdot Z \cdot \sin \phi = I^2 \cdot X$$

Lo que reafirma que esta potencia es debida únicamente a los elementos reactivos. Según lo anterior descrito, para determinar nuestra potencia instalada se puede determinar conociendo la máxima demanda de corriente y el valor del voltaje al que trabajamos. La potencia que nos interesa es la aparente dada en voltaamperios (S), ya que con base a ella podemos dimensionar los equipos de transformación, protección y hacer la solicitud de servicio que necesitemos.

1.2.5 Estimación de la máxima demanda

Para realizar el cálculo de la demanda de potencia máxima, debe primero conocerse cómo determinar la potencia aparente de cada receptor, a estos efectos analizaremos los receptores fijos y de uso generalizado en las instalaciones eléctricas de baja tensión como los siguientes:

- Motores de inducción
- Dispositivos de estado sólido.
- Cargas tipo resistivas
- Lámparas fluorescentes y de descarga

Motores de inducción, el motor eléctrico absorbe energía eléctrica de la línea y la transforma en energía mecánica disponible en el eje, esta transformación se produce con determinada eficiencia, que se define a través del rendimiento del motor, en consecuencia tenemos que siendo:

P_n : Potencia nominal útil del motor o potencia disponible en el eje.

P_e : Potencia activa máxima demandada por el motor a la red en régimen permanente.

η : Rendimiento del motor

S : Potencia eléctrica aparente

$\cos\varphi$: Factor de potencia del motor

Podemos escribir:

$$P_e = \frac{P_n}{\eta} \quad \text{Y} \quad S = \frac{P_e}{\cos\varphi}$$

En adelante cuando nos refiramos a la potencia activa máxima demandada, lo haremos solo como potencia máxima demandada. La corriente demandada por el motor a plena carga se calcula:

Para un motor trifásico
$$I_n = \frac{P_n}{\sqrt{3} * U_n * \eta * \cos\varphi}$$

Para un motor monofásico:
$$I_n = \frac{P_n}{U_n * \eta * \cos\varphi}$$

Donde:

U_n : Tensión nominal, fase-fase.

I_n : Corriente de línea demandada por el motor a plena carga en A.

Para este cálculo se considera que el motor no cuenta con compensación local de energía reactiva, por lo que el valor del factor de potencia, así como el del rendimiento se obtienen de la hoja de datos técnicos del motor.

Como se puede ver en las hojas de datos de los motores, estos valores dependen de la potencia nominal, el régimen de carga y la velocidad del motor. En esta etapa del diseño de la instalación, en general se trabaja con los datos correspondientes al régimen de plena carga. En caso de no disponer de los datos específicos del motor pueden manejarse los siguientes valores medios:

Tabla V **Factor de potencia y rendimiento de motores según su capacidad**

Potencia nominal del motor en KW	Factor de Potencia	Rendimiento
<1	0.5	---
1 a 4	0.7	0.7
5 a 50	0.8	0.8
>50	0.9	0.9

En el arranque los motores demandan una corriente mayor que su corriente nominal, no obstante, este transitorio no afecta el dimensionado de los componentes de la instalación, como puede ser el transformador de potencia los conductores, la protección termo-magnética, etc. Ya que no se produce en general el arranque simultáneo de los motores y además la duración de este transitorio puede ser del orden de 10 segundos.

No obstante, en los casos en instalaciones en que la potencia del motor es importante en relación a la potencia total de la instalación, el arranque del motor puede producir la apertura del Interruptor de control de potencia (ICP) pero en esos casos se coordina la curva de disparo del ICP, o debe aumentarse la potencia a contratar. Los equipos que contienen dispositivos de estado sólido, y de aplicación más general en instalaciones eléctricas de baja tensión son los siguientes:

- Los convertidores AC/DC para alimentación y control de velocidad de motores de corriente continua.
- Los arrancadores suaves para motores de inducción.
- Los variadores de frecuencia para motores de inducción.

En estas aplicaciones la forma de onda de la corriente demandada por el receptor no es sinusoidal, sino que aparecen armónicos, siendo los de mayor amplitud, los de orden 3, 5, 7 y 9. En el caso de los arrancadores suaves, esta distorsión se produce solo en el arranque, en los otros casos la distorsión se mantiene en régimen permanente. A los efectos del cálculo de la demanda máxima, podemos considerar que el rendimiento de estos controladores es 1, y por tanto, la potencia demandada por el conjunto motor-controlador coincide con la potencia demandada por el motor.

En general, los fabricantes dan las tablas de valores de la corriente demandada por el conjunto motor mas controlador, para las diferentes aplicaciones, y debe conocerse también el factor de potencia para calcular la potencia demandada por el conjunto motor mas controlador.

Las cargas resistivas consumen una potencia nominal igual a la potencia nominal indicada por el fabricante, ya que las mismas no consumen potencia reactiva, ni utilizan ningún equipo auxiliar para su conexión a la red que agregue consumo de potencia., en este caso tenemos entonces:

$$\eta = 1 \quad \cos \varphi = 1 \quad S = P_n$$

Y según la carga sea monofásica o trifásica la corriente demandada se calculará como sigue:

Para cargas trifásicas
$$I_n = \frac{P_n}{\sqrt{3} * V_n}$$

Para cargas monofásicas $I_n = \frac{P_n}{V_n}$

En el caso de las lámparas fluorescentes, éstas producen una descarga eléctrica en una atmósfera de vapor de mercurio a baja presión, estas lámparas requieren para su funcionamiento de un equipo auxiliar, habitualmente formado por los siguientes componentes:

- Balasto: su función es limitar la intensidad de corriente que circula a través de la lámpara, regular la corriente necesaria para el precalentamiento de los electrodos y producir el impulso de tensión preciso que ayuda al encendido de la lámpara.
- Arrancador, cebador o Started: su función es permitir durante un breve período el pasaje de corriente por los electrodos (precalentamiento de los electrodos) de la lámpara hasta que pueda comenzar el encendido. Se conecta en serie con el balasto y los electrodos.

Para el cálculo de la demanda de potencia máxima, debemos entonces considerar que la potencia indicada en el tubo de la lámpara fluorescente, no incluye la potencia disipada en el equipo auxiliar (cebador o starter) y en ese caso tenemos que calcular la demanda con la siguiente fórmula.

$$S = \frac{P_{e, aux} + P_n}{\cos \varphi}$$

El valor del factor de potencia depende del tipo de balasto, de la potencia de la lámpara, y puede variar para cada marca, como valores medios pueden considerarse los siguientes:

- Para lámparas sin condensador de compensación de energía reactiva y con balasto electromagnético: $\cos\phi = 0.6$
- Para lámparas con condensador de compensación de energía reactiva y con balasto electromagnético: $\cos\phi = 0.86$.
- Para lámparas sin condensador de compensación de energía reactiva y con balasto electrónico $\cos\phi = 0.96$.

La potencia disipada en el balasto, también depende del tipo de balasto, y puede estimarse en un 25% de la potencia nominal de la lámpara, para los electromagnéticos, en el caso que no se disponga del dato del fabricante.

En las lámparas de descarga, la luminosidad está producida por la descarga a través de un gas o vapor con componentes metálicos, encerrado en una envoltura transparente a una presión predeterminada, en este caso la potencia indicada en la lámpara tampoco incluye la potencia disipada en el balasto.

En la tabla VI se dan valores medios de la potencia disipada en el balasto y de la corriente demandada, para distintos tipos de lámparas de descarga, según su potencia, estos valores pueden también variar para cada marca.

En todas las lámparas, se produce un pico de corriente en el encendido que en el caso de las lámparas de descarga puede tener una duración de hasta 15 minutos, la amplitud de esta sobrecarga varía entre 1.3 y 2 veces la corriente nominal, este transitorio no es tenido en cuenta en la estimación de la demanda, porque en general tiene poco peso sobre el total de demanda y es un fenómeno de corta duración, por lo que no afecta el dimensionado de los elementos que estamos definiendo en este caso.

Tabla VI **Valores de potencia disipada en balasto y de la corriente demandada**

Disposiciones de lámparas, arrancadores y balastos	Potencia del tubo en (W)	Potencia consumida en (W)	Corriente (A) a 220/240V			Longitud del tubo en (m)
			FP no corregido	FP corregido	Balasto electrónico	
1 tubo con arrancador	18	27	0.37	0.19		0.60
	36	45	0.43	0.24		1.20
	58	69	0.67	0.37		1.50
Un tubo con balasto de alta frecuencia $\cos \phi = 0.96$	32	36			0.16	1.20
	50	56			0.25	1.50
2 tubos con balasto de alta frecuencia $\cos \phi = 0.96$	2X32	72			0.33	1.20
	2X50	112			0.50	1.50

Con base a las potencias demandadas por cada receptor se calcula la potencia demandada por la instalación, introduciendo distintos factores que tienen en cuenta la utilización de cada carga (no operación a plena carga de cada receptor) y la diversidad del uso en operación no simultánea de todas las cargas de determinado grupo.

En condiciones de operación normal, la potencia consumida por una carga es algunas veces menor que la indicada como su potencia nominal, y para su cálculo se define el factor de utilización como el cociente entre la potencia efectivamente demandada por la carga, y la potencia nominal de la misma.

$$f_u = \frac{P_e}{P_n}$$

Normalmente, la operación simultánea de todas las cargas de un sistema, nunca ocurre, apareciendo siempre determinado grado de diversidad, que se expresa para cada grupo de cargas, mediante el factor de simultaneidad que vemos más adelante.

El factor de reserva debe ser estimado de acuerdo a las extensiones previstas de la instalación, no obstante, en caso de no disponerse de información precisa se recomienda considerar un 20% de reserva para ampliaciones futuras.

Por último debe tenerse presente que si bien la potencia aparente instalada es comúnmente asumida como la suma aritmética de la potencia aparente de cada carga individual, esto en rigor no es válido porque todas las cargas no tienen el mismo factor de potencia, y por tanto no pueden sumarse sus módulos aritméticamente, para obtener el módulo de la potencia aparente resultante. El procedimiento correcto se basa en la afirmación de que si cada carga demanda una potencia aparente, el grupo de cargas tendrá una demanda de la forma expresada en las ecuaciones siguientes:

Una potencia activa: $P = \sum_i P_i$

Una potencia reactiva: $Q = \sum_i Q_i$

Una potencia aparente: $S = \sqrt{P^2 + Q^2}$

Y presentará un factor de potencia: $\cos \varphi = \frac{P}{S}$

Si tenemos acceso a un medidor de demanda podremos tener datos reales del consumo y ahorraremos mucho trabajo y tiempo cuando sea necesario estimar la máxima demanda de potencia de un lugar específico.

1.2.6 Factor de utilización

Es la relación entre la potencia máxima y la potencia instalada, el factor de utilización, denominado también coeficiente de utilización o rendimiento del local, es la parte del flujo luminoso entregado por las luminarias, que incide

sobre el plano de trabajo y por lo tanto, puede ser utilizado en la tarea visual, la determinación del coeficiente de utilización toma en cuenta las características geométricas del local y la capacidad de las superficies que forman el local para reflejar el flujo luminoso que incide sobre ellas.

1.2.7 Factor de simultaneidad

El factor de simultaneidad, se aplica en base a la potencia que se tenga instalada y la simultaneidad con la que van a estar trabajando los equipos, es decir se aplica ese factor con base al criterio de n equipos que puedan estar trabajando simultáneamente, en lo personal me parece excesivo el dimensionamiento con un factor de simultaneidad 1, si es un proyecto nuevo; El mismo se define como el cociente entre la demanda máxima del grupo j, y la suma de las demandas máximas de cada carga (i) del grupo j.

$$f_s = \frac{D_{mj}}{\sum_i D_{mi}}$$

Este factor de demanda se define para un conjunto de receptores, como el cociente entre la potencia máxima demandada por el conjunto, y la potencia instalada correspondiente al mismo conjunto, y agrupa los dos factores definidos anteriormente. La determinación de estos factores es responsabilidad del ingeniero proyectista y requiere un conocimiento detallado de la instalación, y de las condiciones en las cuales cada carga y cada grupo de cargas son explotados, por estas razones no es posible dar valores de aplicación general correspondientes a todos los factores.

No obstante si no se dispone de información precisa pueden manejarse los siguientes valores dados en la tabla VII, para el factor de simultaneidad de

tableros de distribución que alimentan determinado número de circuitos, cuando se conoce como se distribuye la carga total entre los circuitos.

Tabla VII Factor de simultaneidad según número de circuitos

Numero de circuitos	Factor de simultaneidad
2 y 3	0.9
4 y 5	0.8
6 a 9	0.7
10 o mas	0.6

Si las cargas son principalmente cargas de iluminación, es recomendable considerar factor de simultaneidad igual a uno. Para grupos de cargas del mismo tipo, se especifican los siguientes factores:

Tabla VIII Factor de simultaneidad según el tipo de carga

Tipo de carga	Factor de simultaneidad
Iluminación	1
Calefacción y aire acondicionado	1
Tomacorrientes	0.1 o 0.2 *
Elevadores de carga	1
Motor primario	1
Motor secundario	0.75
Resto de los motores	0.6

(*) Estos valores valen para más de 20 tomas, pero en industrias puede ser mayor

1.2.8 Selección del transformador

La elección correcta de un transformador es una tarea que se debe tomar con mucha cautela y análisis, todo ingeniero electricista por lo general tiene conocimiento a fondo de esta máquina pero si es indispensable más información se pueden consultar libros específicos de transformadores. Poner fuera de servicio un transformador representa un serio problema para las

empresas, ya que ello siempre trae consigo un apagón más o menos prolongado de un sector de la planta de producción o un sector poblacional, no obstante, el caso se vuelve más dramático cuando la interrupción de las operaciones del transformador es causada intempestivamente por un accidente del equipo, pues a los inconvenientes mencionados tendríamos que añadir el costo de reparación o reposición del transformador. Las características más importantes al seleccionar un transformador son las siguientes:

- Tipo de transformador requerido según la aplicación (1ϕ ó 3ϕ).
- Lugar de instalación del transformador.
- Fabricantes que ofrecen estos transformadores.
- Años de garantía a partir de su fabricación.
- Número de fases.
- Frecuencia.
- Capacidad (kVA).
- Voltaje nominal primario (Voltios).
- Voltaje nominal secundario (Voltios).
- Voltaje nominal en cada derivación (Voltios).
- Nivel básico de aislamiento.
- Aumento promedio de temperatura en devanados ($^{\circ}\text{C}$).
- Temperatura ambiente promedio diaria (40°C).
- Impedancia (%).
- Peso total aproximado (Kg).
- Diagrama de conexión (Unifilar).
- Dimensiones.

También hay que tener en cuenta que los transformadores de capacidad grande que son vitales para el funcionamiento de una planta de producción necesitan mantenimiento preventivo, para poder tener un historial de pruebas,

con el fin de proyectar a futuro el progresivo envejecimiento del equipo ya en uso y prepararle una parada correctiva para cerciorarnos de que el equipo cumple con todas sus funciones de una manera segura y eficiente.

Para la transformación trifásica mediante tres transformadores monofásicos, se utiliza tres transformadores monofásicos de igual relación de transformación, los primarios se conectan a la red trifásica de donde toman la energía y los secundarios alimentan el sistema trifásico de utilización. Los transformadores son completamente independientes entre si, por lo que los circuitos magnéticos también lo son, no produciéndose, por lo tanto, ninguna interferencia o interacción entre los flujos magnéticos producidos.

El sistema es costoso y las pérdidas en vacío resultan elevadas, a causa de la presencia de tres circuitos magnéticos independientes; desde este punto de vista, es preferible la instalación de un solo transformador trifásico, sin embargo, en muchas ocasiones pueden resultar más económicos los tres transformadores independientes; por ejemplo, cuando, por razones de seguridad en el servicio es necesario disponer de unidades de reserva, con tres transformadores monofásicos basta otro transformador monofásico, con potencia un tercio de la potencia total, mientras que un transformador trifásico necesitaría otro transformador trifásico idéntico de reserva.

Para elegir el grupo de conexión más apropiado en cada caso particular, una de las condiciones más importantes que debe tenerse en cuenta es la determinación previa de si el arrollamiento de baja tensión ha de trabajar con carga desequilibrada y corriente en el neutro (esto último solo resulta posible en las conexiones y o z), porque desde el punto de vista del equilibrio magnético y atendiendo, por lo tanto, a la disposición y a las pérdidas adicionales, si no existe neutro en el lado de alta, la carga desequilibrada solamente será

admisible dentro de ciertos límites, con pequeñas potencias y altas tensiones nominales, resulta inadecuada la conexión en triángulo para el lado de alta tensión, por razones constructivas. Cuando se prevé que el conductor neutro del lado de baja tensión, ha de tener carga, se adoptará preferentemente la conexión Y. La mayoría de transformadores usados en Guatemala utilizan la conexión estrella a estrella, pero también existe una cantidad mínima de transformadores que utilizan la conexión delta a estrella o delta a delta cuya función es alimentar maquinas que están diseñadas para funcionamiento con voltaje europeo. Por ello es muy importante tener claro la aplicación que se le dará al transformador que estamos seleccionando evitar problemas de funcionamiento.

1.2.9 Ejercicios de cálculo

Problema 1, una empresa X necesita proteger los servidores de su centro de datos, calculemos la potencia de UPS a colocar luego de haber obtenido en una visita técnica previa en el data center los siguientes datos de consumo en el tablero de alimentación: $V_{LL} = 220$ VAC, $V_{L-N} = 120$ VAC, $I_{fase-A} = 15$ A, $I_{fase-B} = 10$ A, el factor de potencia del equipo UPS Meril Gerin Electric (MGE) es de 0.9 para cualquier capacidad de potencia aparente.

Recordemos que la fórmula de potencia activa es $P = IV$ también que $\cos \phi = fp$ y por ultimo que $\frac{P}{S} = \cos \phi$

Calculemos el consumo por fase de potencia activa y aparente

$$P_{fase-A} = 15 \times 120 = 1800 \text{ Watts} \quad \text{y} \quad S_{fase-A} = \frac{1800}{0.9} = 2000 \text{ VA}$$

$$P_{fase-B} = 10 \times 120 = 1200 \text{ Watts} \quad \text{y} \quad S_{fase-B} = \frac{1200}{0.9} = 1333.3 \text{ VA}$$

Debemos tener un equipo UPS capaz de darnos en total 3.33 Kva, pero siempre es recomendable tomar en cuenta un factor de crecimiento de un 20% como mínimo, entonces necesitamos para este caso un UPS de 3.9 Kva.

En el mercado las capacidades de UPS siempre estarán ya determinadas, por lo que tendremos que adquirir equipos que estén lo más cercano posible a nuestros cálculos, en este caso uno de 4 Kva sería la opción.

Problema 2, una empresa X experimenta un problema, actualmente uno de sus motores de la planta de producción fue cambiado porque el anterior se quemó y no saben la razón, el nuevo dispara el flipon de alimentación en el arranque y durante funcionamiento normal, lo hace por lo menos dos veces a la semana y detiene la producción, lo cual está costando pérdidas de materia prima y al final económicas fuertes a dicha empresa

Luego de una visita técnica donde realizamos un estudio de todos los parámetros eléctricos con un medidor de calidad de energía obtenemos los siguientes datos: motor monofásico de 5 hp nominales, voltaje de 220 Vac en tablero de alimentación del motor, $F_p = 0.8$ para el motor, el medidor detecta $V_{\max} = 260 \text{ VAC}$, $V_{prom} = 220 \text{ VAC}$ y $V_{\min} = 195 \text{ VAC}$, flipon actual de alimentación de 2X50 no hay ninguna protección, el tercer armónico presenta un $V_{\max} = 15 \text{ VAC}$ y un $V_{prom} = 8 \text{ VAC}$.

Analizando los datos observamos que existe un sobrevoltaje eventual, además por conocimiento sabemos que el motor en el arranque consume 3 veces la corriente nominal usando las formulas obtenemos que la corriente nominal y de arranque es la siguiente:

$$I_{no\ min\ al} = \frac{P}{V} = \frac{3728.49}{220} = 16.94A \quad y \quad I_{arranque} = 3I_{no\ min\ al} = 3 \times 16.94 = 50.8A$$

La corriente debida al sobrevoltaje que se presenta y su posible evento durante el arranque del motor es:

$$I_{\text{min-sobrevoltaje}} = \frac{P}{V} = \frac{3728.49}{260} = 14.34A \quad \text{y} \quad I_{\text{arranque}} = 3I = 3 \times 14.34 = 43.02A$$

La corriente debida al subvoltaje que se presenta y su posible evento durante el arranque del motor es:

$$I_{\text{max-subvoltage}} = \frac{P}{V} = \frac{3728.49}{195} = 19.12A \quad \text{y} \quad I_{\text{arranque}} = 3I = 3 \times 19.12 = 57.36A$$

De estos datos solucionamos el problema de disparo del flipon, el actual es de 2X50 soporta máximo 50 amperios antes de proteger, y el máximo de corriente debido al subvoltage es de 57.36 amperios se tendrá que colocar uno de 2X60. En los datos anteriores vimos que el subvoltaje nos provoco un problema de aumento de corriente en el arranque, pero que pasa con el sobrevoltaje, recordemos que el voltaje nominal del motor es de 220 vac y le estamos aplicando eventualmente hasta 260 VAC, esto provoca un aumento de temperatura en los devanados del motor lo que repercute en una rápida disminución del tiempo de vida y posible corto del devanado con tierra o apertura total debido al deterioro del cable esmaltado por sobre-temperatura.

Esta es la causa más probable de que el anterior motor se haya quemado, lo único que podemos hacer para mantener el voltaje estable en el nominal de 220 VAC es colocando un regulador de voltaje antes del motor, su capacidad será la siguiente:

$$P = I_{\text{max}} \times V_{\text{no minimal}} = 50.84 \times 220 = 11.18Kw$$

Y sabiendo el factor de potencia de 0.8 tenemos

$$S = \frac{P}{Fp} = \frac{11.18Kw}{0.8} = 13.98Kva$$

Poniendo un 20% de factor de seguridad tenemos que el regulador a colocar tiene que ser como mínimo de 16.77 Kva, en el mercado conseguiremos de 15 Kva que será el que nos solucionara en este caso el problema. El costo de un regulador o un UPS es elevado pero en casos críticos donde la materia prima que se echa a perder también tiene un costo elevado la empresa afectada no dudará en colocarlo si le soluciona su problema.

Adicional a lo anterior tenemos otro problema que con el tiempo causara sus efectos y es que el tercer armónico presenta $V_{\max} = 15VAC$ según las normas IEEE el máximo permitido es del 5% sobre la frecuencia fundamental. En nuestro caso la frecuencia fundamental es de 60 Hz y el voltaje nominal de 220 VAC entonces tenemos que el voltaje máximo permitido para nuestro tercer armónico de 180 hz es:

$$V_{\max-180hz} = 220 \times 0.05 = 11 VAC$$

El máximo que tendríamos que tener es de 11 VAC, el actual sobrepasa por 4 voltios el permitido por normas, con el tiempo causara perdidas por corrientes parásitas, deterioro del cableado por sobrecalentamiento causado por perdidas en la líneas de alimentación del motor.

Lo recomendable es colocar un filtro de armónicos para el de frecuencia 180 hz que es el de tercer orden, el que actualmente afecta en el problema planteado, recordemos que los armónicos mas perjudiciales son el de orden 3, el de orden 5 y el de orden 7, aunque siempre es bueno tener datos de los posteriores, los medidores de armónicos actuales proporcionan hasta el

armónico de orden 67 lo cual es suficiente para realizar nuestros análisis respectivos.

También existen los fusibles de retardo especiales para motores, los cuales como su nombre indica tienen un tiempo un poco más largo a su reacción de protección, esto con el fin de soportar la corriente de arranque del motor que debemos recordar tiene tres estados, el transitorio, el sub-transitorio y el amortiguado, y los tres tardan alrededor de unos 10 segundos en los motores antes de estabilizar en un valor promedio la corriente de consumo.

2. CONEXIÓN A LA RED DE DISTRIBUCIÓN

2.1 Esquemas de conexión a la red

Existen diferentes tipos de red, en este capítulo analizaremos la red de distribución y los esquemas de conexión a tierra, de un sistema eléctrico de baja tensión, en los siguientes apartados se verá más a fondo estos temas.

2.1.1 Esquemas de conexión a tierra

En la clasificación de los esquemas de conexión a tierra, en baja tensión, se utiliza un código de tres letras para designar cada conexión, la primera letra dice la situación del neutro de la instalación con relación a la tierra, la segunda letra indica la situación de las masas de la instalación en relación a la tierra y por último, la tercera designa la situación del conductor de neutro con relación al conductor de protección eléctrica (PE) o tierra.

Las masas eléctricas, o parte conductora accesible, son las partes conductoras de un material o equipo eléctrico, son susceptibles de ser tocadas y, normalmente, no están bajo tensión pero pueden estarlo en caso de defecto o falla.

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 esta 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:

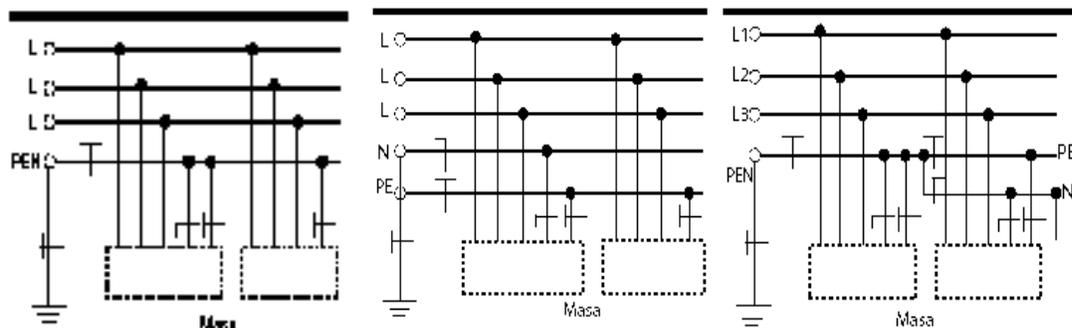
- T indica que las masas están ligadas directamente a tierra.
- N indica que las masas están ligadas al punto de alimentación aterrizado, generalmente al neutro.

El significado designado para la tercera letra es el siguiente:

- S indica que el conductor neutro está separado del conductor PE.
- C indica que las funciones de neutro y protección están combinadas por un solo cable (PEN), situación combinada.

Esquemas TN-C, TN-S y TN-C-S, en estos esquemas, el neutro está conectado a tierra y las masas eléctricas de las cargas se conectan a tierra a través del neutro. La siguiente figura muestra los esquemas.

Figura 12 Diagramas TN-C TN-S y TN-C-S

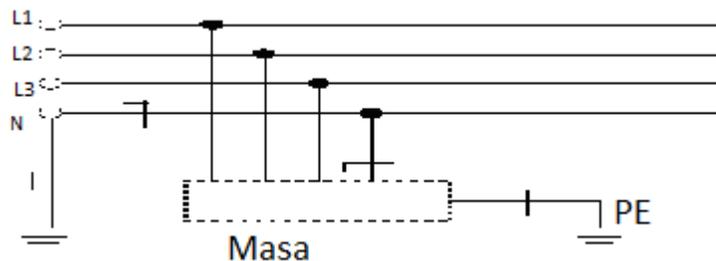


Fuente: Bernard Lacroix. **Los esquemas de conexión a tierra en BT** Pág. 11

Estos esquemas de conexión presentan corrientes de fuga a tierra del orden del cortocircuito entre fase y neutro, por tanto, está permitido utilizar dispositivos de protección de sobrecorrientes (interruptores, fusibles, etc), para la detección de fugas a tierra.

Por presentar corrientes de fuga del orden del cortocircuito, no se recomiendan en lugares con riesgo de incendio, estos tipos de aterrizajes no están permitidos para alimentar inmuebles, desde la red pública de baja tensión.

Figura 13 **Esquema TT**



Fuente: Bernard Lacroix. **Los esquemas de conexión a tierra en BT** Pág. 13

El esquema TT figura 13, es obligatorio en alimentaciones de baja tensión desde la red pública, en este tipo de aterrizaje, el neutro se conecta a una tierra llamada tierra de servicio y las masas de las cargas se conectan a otra tierra distinta de la anterior, llamada tierra de protección. Ambas tierras deben estar lo suficientemente separadas para evitar los riesgos de transferencia de potenciales entre ellas, en el esquema TT la corriente de fuga a tierra está limitada por los siguientes elementos:

- 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 y de protección) y la resistencia de la tierra misma por donde se cierra el circuito de la falla

Las corrientes de fuga a tierra en un sistema TT son de órdenes muy inferiores a las de cortocircuito, por lo tanto, no está permitido detectar

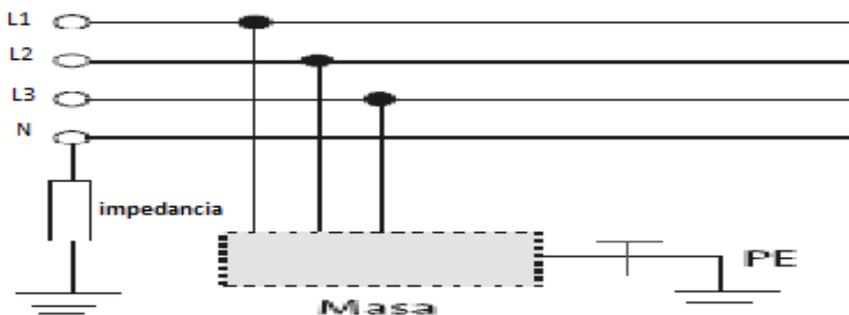
corrientes de fuga con dispositivos de protección de sobrecorrientes, en este caso, se deben utilizar los interruptores diferenciales.

El esquema IT de la figura 14 se implementa aislando el sistema de alimentación al de tierra o conectando un punto, generalmente el neutro, a través de una impedancia elevada.

Además, las masas eléctricas o partes conductoras accesibles de la instalación deben estar puestas a tierra, ya sea individualmente, por grupos o colectivamente. Es el esquema típico de laboratorios y áreas de usos médicos, en el esquema IT, pueden ser utilizados los siguientes dispositivos de protección y control:

- Controladores o monitores de aislamiento.
- Dispositivos de protección contra las sobrecorrientes.
- Dispositivos de protección de corriente diferencial.
- Dispositivos de búsqueda de defectos.

Figura 14 Diagrama de esquema IT



Fuente: Bernard Lacroix. **Los esquemas de conexión a tierra en BT.** Pág. 15

2.1.2 Normas NEC y NFPA

NEC significa *national electrical code* por sus siglas en inglés y NFPA significa *National Fire Protection Association*, en realidad las normas NEC son marca registrada de las normas NFPA y dan los estándares recomendados para la instalación segura de cables eléctricos y equipos, con el fin de evitar incendios por causa de fuego provocado por flameo, arcos eléctricos y cortocircuitos. En esta sección trataremos especialmente el artículo 250 que relata algunas de las normas relacionadas con las tomas de tierra, pero si de desea conocer más a fondo estas normas, se puede consultar el manual que se compone de 839 paginas que relatan una serie de artículos que pueden ayudar en diferentes temas de seguridad.

La norma *USA STANDARD NFPA 70 "Código Eléctrico Nacional"*, en su artículo 250 habla sobre sistema de electrodos de tierra y relata que si las facilidades en cada edificio o estructura disponen de ellos, cada uno de los electrodos como describe la norma, y cualquiera de los electrodos hechos de acuerdo con la sección 250-83 se interconectarán para formar el sistema de electrodos de tierra, la tabla relata los calibres de cable a utilizar según los amperios de consumo.

Además se interconectarán también las tuberías metálicas hidráulicas interiores y electrodos que se relatan a continuación:

- Tubería metálica hidráulica soterrada.
- Tubería metálica del edificio donde esté puesta a tierra con efectividad.
- Electrodo embebido en hormigón.
- Anillo de tierra.
- Un anillo que rodea al edificio o estructura.

Tabla IX **Calibre de cable de tierra a usar según amperios de consumo**

Table 250.122 Minimum Size Equipment Grounding Conductors for Grounding Raceway and Equipment

Rating or Setting of Automatic Overcurrent Device in Circuit Ahead of Equipment, Conduit, etc., Not Exceeding (Amperes)	Size (AWG or kcmil)	
	Copper	Aluminum or Copper-Clad Aluminum*
15	14	12
20	12	10
30	10	8
40	10	8
60	10	8
100	8	6
200	6	4
300	4	2
400	3	1
500	2	1/0
600	1	2/0
800	1/0	3/0
1000	2/0	4/0
1200	3/0	250
1600	4/0	350
2000	250	400
2500	350	600
3000	400	600
4000	500	800
5000	700	1200
6000	800	1200

Fuente: *National electrical code edition 2008. NFPA 70. Pág. 120*

El apartado 250.83 de la NFPA 70 habla de electrodos hechos y otros, cuando no está disponible ninguno de los electrodos especificados, en la sección 250-81, se usará uno, o más de uno de los electrodos especificados a continuación:

- Otros sistemas o estructuras locales metálicas soterrados como los de tuberías y tanques soterrados.
- Electrodos de barra o tubería.
- Electrodos de plancha.

La norma NFPA 78, trata el Código de Protección Contra Rayos y puesta a tierra común, resumiendo indica que todos los medios de puesta a tierra en una estructura, o sobre ella, se interconectarán para proporcionar un potencial común a tierra. Esto incluirá las tierras de la protección contra los rayos, el servicio eléctrico, teléfono y antenas, así como los sistemas de tuberías metálicas soterradas.

La norma NFPA 75, trata la Protección de equipos electrónicos de computación y procesamiento de datos. El apéndice B (645-4 Puesta a tierra) indica que todas las partes metálicas expuestas no portadoras de corriente de un sistema de procesamiento de datos se conectarán a tierra de acuerdo con el artículo 250 del NFPA 70.

El Artículo 250.86 de la NFPA 70 habla del uso de barras de pararrayos, los conductores de los pararrayos u otros electrodos hechos usados para la puesta a tierra de barras de pararrayos no se utilizarán en lugar de los electrodos de tierra hechos exigidos por la Sección 250-83 para la puesta a tierra de sistemas y equipos.

El Artículo 645 hace mención de la computadora electrónica y equipo de procesamiento de datos., el apartado 645-15 habla de la puesta a tierra, todas las partes metálicas, expuestas no-portadoras de corriente de un sistema de procesamiento de datos por computadoras electrónicas se conectarán a tierra de acuerdo con el Artículo 250 o tendrán aislamiento doble.

El Artículo 800 circuitos de comunicaciones apartado 800-33 habla de puesta a tierra de cables, el forro metálico de los cables de comunicaciones que penetran en los edificios se conectará a tierra tan cerca como sea posible del

punto de entrada o se interrumpirá tan cerca del punto de entrada como sea factible por medio de una junta aislante o de un dispositivo equivalente.

Idealmente una conexión a tierra física debe tener una resistencia de cero ohms, no existe un valor normalizado de resistencia de conexión a tierra física que sea reconocido por todas las agencias. Sin embargo, la NFPA (National Fire Protection Association) y el IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers) han recomendado un valor de resistencia de conexión a tierra física de 5,0 ohms o menos. La practica recomendada IEEE 142 (1991) “Prácticas recomendadas para la conexión a tierra de sistemas eléctricos industriales y comerciales” sugiere una resistencia de la toma de tierra entre 1 y 5 ohms para sistemas comerciales o industriales de gran tamaño.

El NEC ha indicado lo siguiente: “Asegúrese de que la impedancia del sistema a la conexión a tierra física sea de menos de 25 ohms, tal como se especifica en NEC 250.56, en instalaciones con equipo sensible, debe ser de 5,0 ohms o menos.” La industria de las telecomunicaciones con frecuencia ha utilizado 5,0 ohms o menos como su valor para conexión a tierra física y unión.

El código NEC 250-83-3 nos indica que el electrodo de tierra física debe de tener un contacto con el terreno con una mínima longitud de 2,5 metros (8,0 pies), sin embargo, existen cuatro variables que afectan la resistencia de la conexión a tierra física de un sistema de conexión a tierra física:

1. Longitud y profundidad del electrodo de tierra física.
2. Diámetro del electrodo de tierra física.
3. Número de electrodos de tierra física.
4. Diseño del sistema de conexión a tierra física.

Una manera muy eficaz de disminuir la resistencia de la conexión a tierra física es logrando que los electrodos de conexión a tierra física tengan una mayor profundidad. Por lo general, al duplicar la longitud del electrodo de tierra física, es posible reducir el nivel de resistencia en un 40 % adicional, hay ocasiones en las que es físicamente imposible colocar las varillas de conexión a tierra física a una profundidad mayor; se trata de áreas compuestas de roca, granito, etc. En estos casos, son viables métodos alternativos, que incluyen el uso de cemento de conexión a tierra física.

El aumento del diámetro del electrodo de tierra física tiene muy poco efecto en disminuir la resistencia, por ejemplo, es posible duplicar el diámetro de un electrodo de tierra física, y la resistencia sólo disminuiría en un 10 %. Otra manera de disminuir la resistencia de conexión a tierra física es utilizar varios electrodos de tierra física, en este diseño, se coloca más de un electrodo en la tierra, y se lo conecta en paralelo, a fin de reducir la resistencia. Para que los electrodos adicionales resulten eficaces, el espaciado de las varillas adicionales debe ser al menos igual a la profundidad de la varilla colocada, sin un espaciado correcto de los electrodos de tierra física, sus esferas de influencia se interceptarán, y no se disminuirá la resistencia. Los sistemas simples de conexión a tierra física constan de un único electrodo de tierra física colocado en el terreno, el uso de un único electrodo de tierra física es la forma más común de realizar dicha conexión a tierra física, y puede encontrarse fuera de su casa o lugar de trabajo. Los sistemas complejos de conexión a tierra física constan de varias varillas de conexión a tierra física conectadas entre sí, de redes en malla o retícula, de placas de conexión a tierra física, y de bucles de conexión a tierra física, son sistemas típicamente usados en las subestaciones de generación de energía eléctrica, oficinas centrales y sitios de torres celulares. Las redes complejas aumentan drásticamente la cantidad de

contacto con la tierra circundante, y disminuyen las resistencias de conexión a tierra física.

2.1.3 Tipos de conexión a la red

En Guatemala para conectarnos a la red de distribución nos regimos por las normas de condiciones generales para el servicio en baja tensión y requisitos constructivos para acometidas de servicio eléctrico (NT 2.60.03).

Las normas NT 2.60.03 tienen por objeto definir los requisitos constructivos a cumplir por parte del usuario que solicita un nuevo servicio en baja tensión, la norma será de aplicación obligatoria para todos aquellos usuarios a conectarse en la red de baja tensión propiedad de Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A. Se aplicará para todos los nuevos servicios cuya tensión de suministro sea menor o igual a 1000 Voltios. Todo servicio en Baja Tensión deberá cumplir con el Procedimiento descrito en la norma técnica NT 2.00.01 Normas de Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A. El servicio en baja tensión se utilizará para cargas monofásicas y trifásicas indicadas en esta norma, las tensiones de suministro que Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A. proporcionará serán:

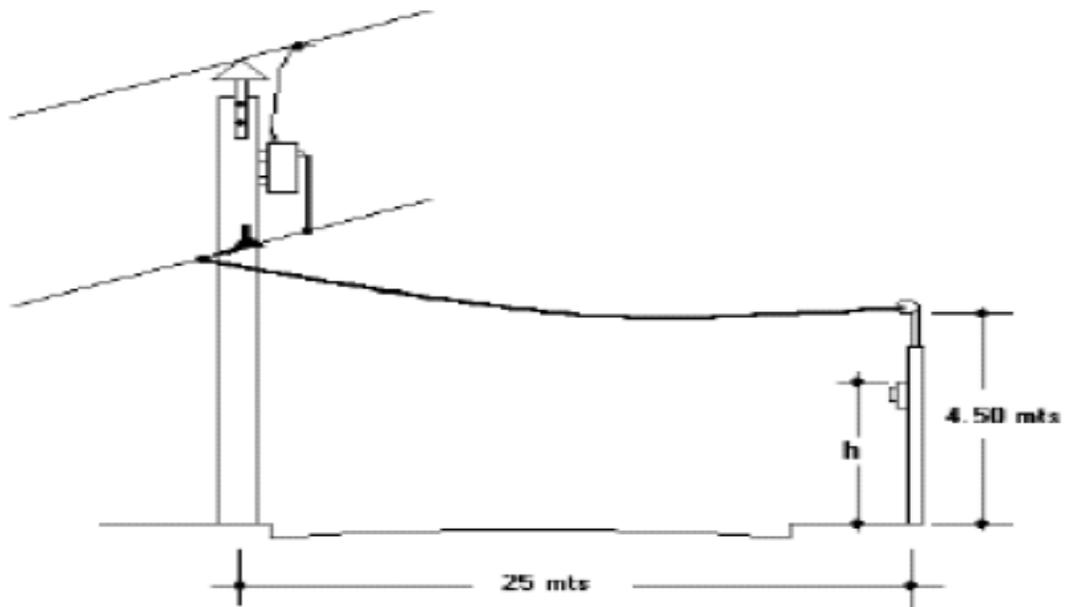
- 120/240 Voltios 1 fase 3 alambres
- 120/208 Voltios 1 fase 3 alambres.
- 120/240 Voltios 3 fases 4 alambres
- 120/208 Voltios 3 fases 4 alambres.
- 240/480 Voltios 3 fases 4 alambres.

La longitud máxima de la acometida será de 40 metros, donde sea técnicamente posible, las solicitudes deberán de ser presentadas en las oficinas de Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A., adjuntando la información requerida para el tipo de servicio que corresponda. Los requisitos constructivos para el suministro a cargas individuales monofásicas hasta 10 kVA, son los siguientes:

- El servicio debe colocarse en la propiedad que sirve y para la cual fue solicitado.
- La caja del medidor de energía deberá instalarse en el límite de la propiedad privada y la propiedad pública, de forma tal que el frente del medidor quede hacia la vía pública. No se permitirá la instalación de medidores en posición lateral.

El usuario es quien decide si utiliza caja metálica o de policarbonato, cuando se instala caja metálica tipo socket, la misma irá a una altura h de 2.70 metros \pm 10 centímetros, medido del nivel de la acera a la parte superior de la caja, con el frente hacia la calle, en las siguientes figuras 15 y 16 se muestra la instalación con caja metálica a esta altura.

Figura 15 **Acometida para servicio en baja tensión 120/240**

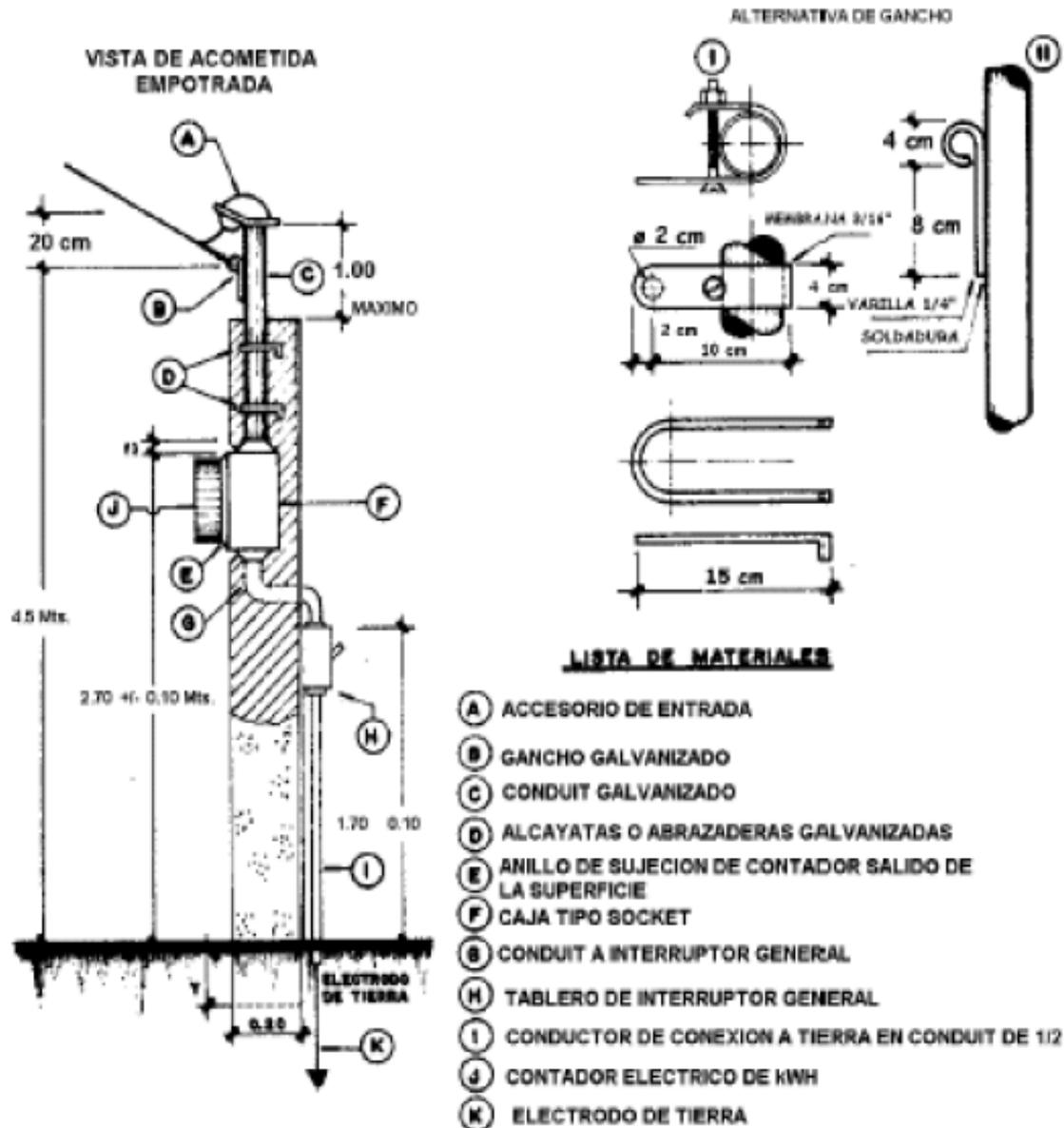


" h " para caja de policarbonato es de 1.80 m. \pm 0.10 m.

" h " para caja metálica es de 2.70 m. \pm 0.10 m.

Fuente: EEGSA. **Manual de acometidas de la empresa eléctrica de Guatemala.** Pág. 16

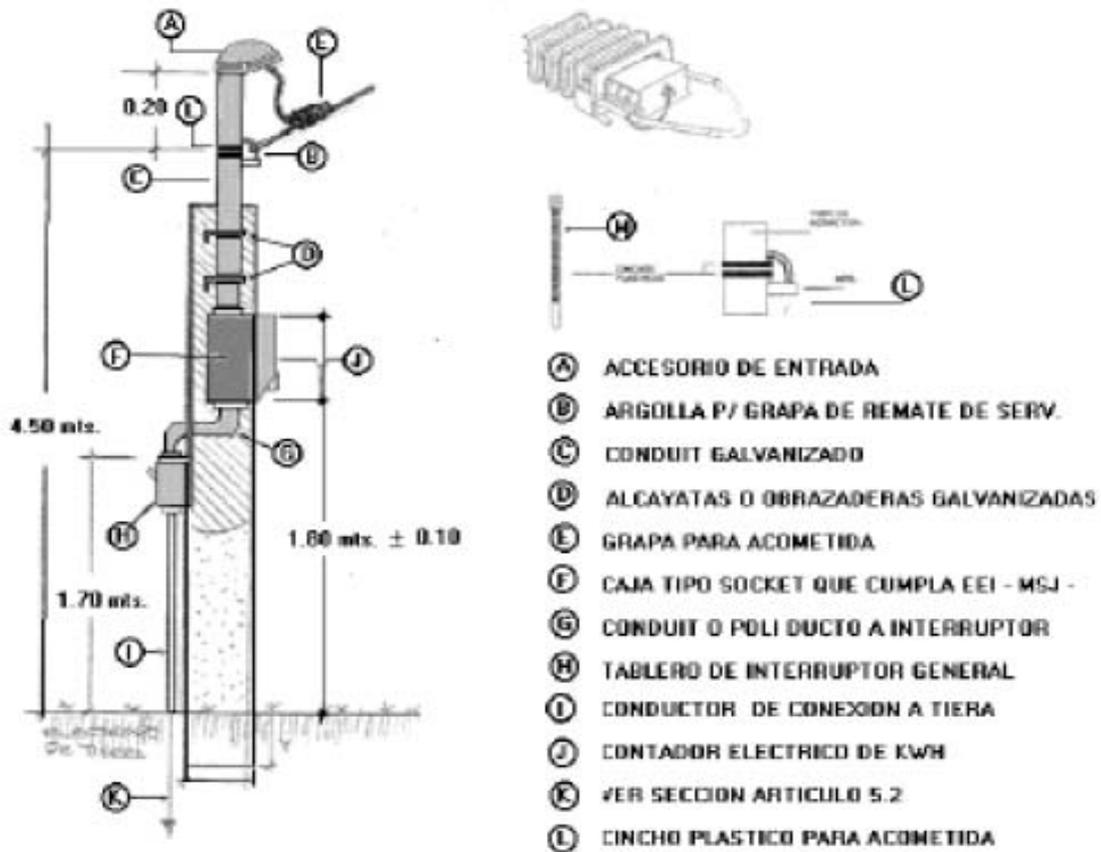
Figura 16 Acometida aérea residencial



Fuente: EEGSA. Manual de acometidas de la empresa eléctrica de Guatemala. Pág. 19

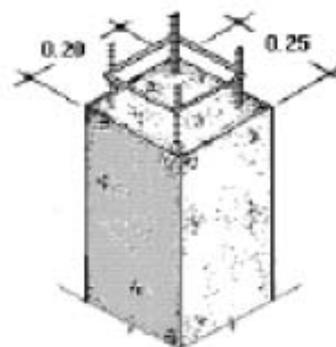
Cuando se instala caja de policarbonato, a una altura de 1.80 metros \pm 10 cms, medido del nivel de la acera a la parte superior de la caja, con el frente hacia la calle, los detalles son los que se muestran en la figura 17.

Figura 17 Acometida simple en caja de policarbonato



ESPECIFICACIONES DE LA COLUMNA

COLUMNA DE CONCRETO ARMADO
 DE 0.20 X 0.25 X H. mts.
 HIERRO DE 3/8" CORRUGADO
 ESTRIBOS DE HIERRO LISO DE 1/4"
 A CADA 20 CENTIMETROS, CON
 SUS RESPECTIVOS AMARRES

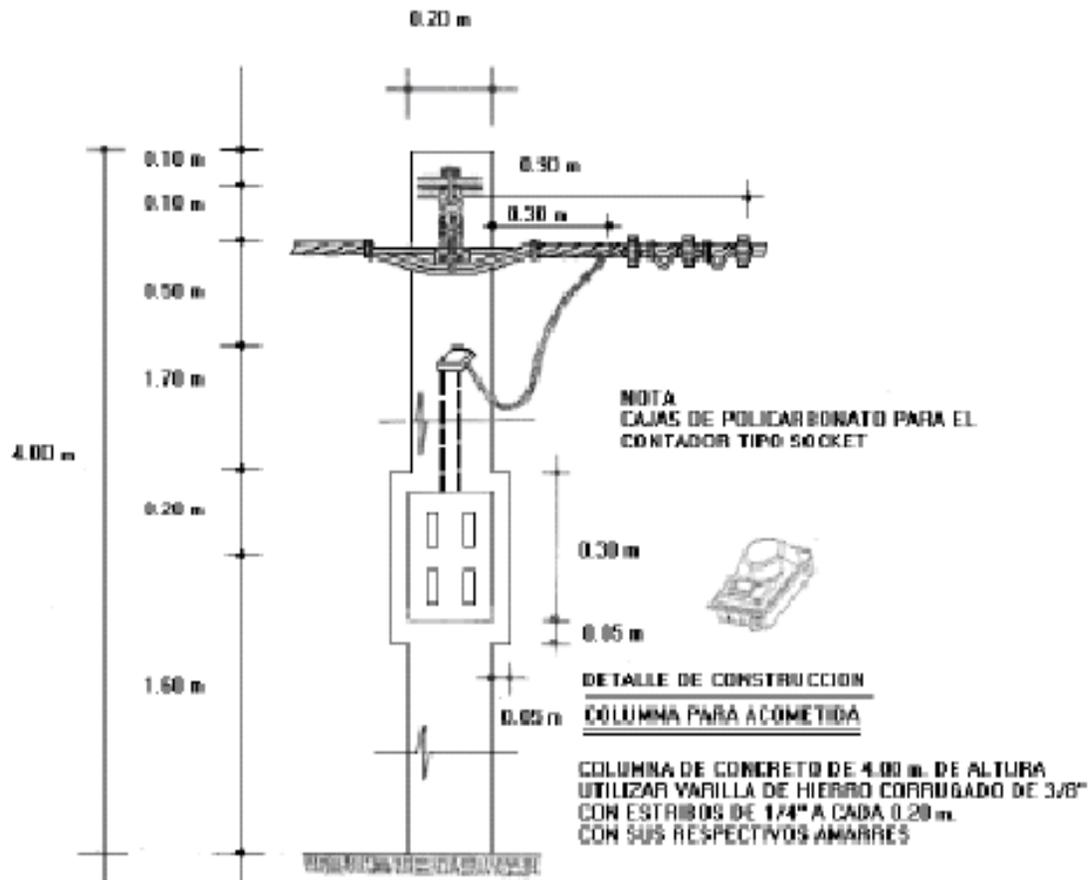


Fuente: EEGSA. Manual de acometidas de la empresa eléctrica de Guatemala. Pág. 17

A partir del punto de medición de energía eléctrica, el usuario construirá, operará y mantendrá todas las instalaciones necesarias por su cuenta.

El gancho de soporte para recibir el cable de acometida debe localizarse de manera que el cable de acometida no pase por propiedades ajenas; y debe ser colocado en un lugar más inmediato a uno de los postes de distribución de Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A. Los accesorios de la acometida pueden ser instalados en una pared o en una columna de concreto armado con 4 varillas de hierro de diámetro mínimo de 3/8 de pulgada con sus estribos y amarres respectivos según la figura siguiente:

Figura 18 **Acometida residencial de servicio eléctrico simple en caja de policarbonato para contador**



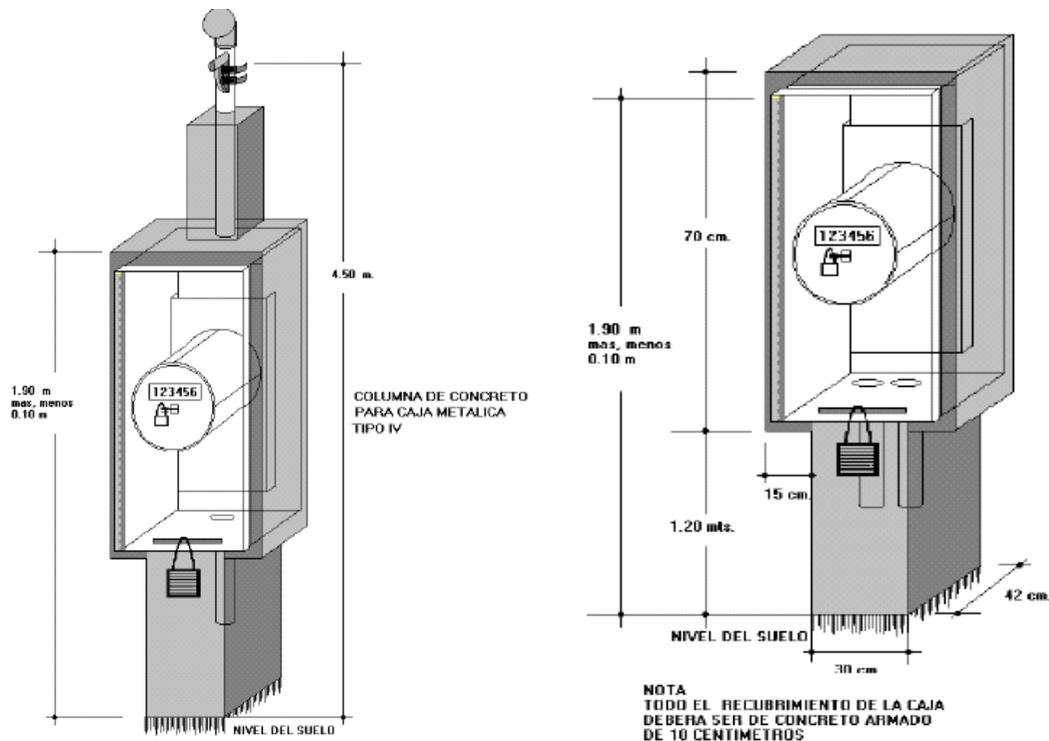
Fuente: EEGSA. **Manual de acometidas de la empresa eléctrica de Guatemala.** Pág. 18

La acometida de servicio podrá ser aérea o subterránea, cuando el usuario prefiera acometida subterránea, deberá cubrir el diferencial de los costos entre acometida aérea y la subterránea. Para servicios de acometidas subterráneas el interesado realizará la obra civil necesaria de acuerdo al diseño que acuerde con Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A., y a la normativa vigente para construcción subterránea, el medidor de energía estará protegido por un medio general de desconexión, el cual debe ser un interruptor termomagnético instalado de la siguiente forma.

En forma independiente del tablero de distribución interno si la distancia entre el medidor de energía y el tablero es mayor de 10 metros, en forma independiente o integrado al tablero de distribución interno si la distancia entre el medidor de energía y el tablero, es menor de 10 metros. En casos excepcionales, y a criterio del usuario, en donde se necesite proteger al medidor contra daños físicos (robo, destrucción, etc.), se podrá utilizar una rejilla protectora pero no se permitirá ninguna estructura sellada en su totalidad, puesto que debe permitirse el acceso al medidor para su inspección.

Todo inmueble podrá alimentarse hasta con cinco acometidas siempre que sean unidades independientes plenamente identificadas, los medidores de energía estarán ubicados en un lugar con acceso desde la vía pública y podrán estar separados o acoplados; en el último caso, los acoplamientos serán conectados internamente con cable de cobre calibre cuatro. La caja de protección física para los medidores, demandómetros, de energía eléctrica es como se indica en la figura 19 a continuación.

Figura 19 **Columna de acometida para caja tipo IV aérea y subterránea**



Fuente: EEGSA. **Manual de acometidas de la empresa eléctrica de Guatemala.** Pág. 27

Los aspectos constructivos necesarios para suministros individuales, con cargas entre 10 y 25 KVA son los siguientes:

- 1) La instalación del medidor auto contenido con demanda debe ser alimentado con acceso desde la vía pública.
- 2) La columna necesaria y el detalle para alimentación aérea o subterránea son mostrados en la figura 15 mostrada con anterioridad.
- 3) La altura de la caja del medidor debe ser de 1.80 ± 0.1 metros.
- 4) Se debe utilizar una caja socket para medidor polifásico clase 200 amperios, con caja metálica de resguardo con puerta y cerradura normalizada por EEGSA, y el diámetro del tubo conduit de la acometida debe ser de 2 pulgadas.

Los aspectos necesarios para suministro individuales para cargas trifásicas hasta 75 KVA son los siguientes:

- El medidor será auto contenido con demanda, deberá instalarse en el límite de la propiedad privada y la propiedad pública, y estará ubicado en un lugar con acceso desde la vía pública.
- De no ser posible la instalación del medidor de energía eléctrica en el límite de la propiedad pública y la propiedad privada, y a requerimiento del usuario, se podrá instalar en un lugar interior del inmueble, en cuyo caso el usuario debe garantizar el acceso desde la vía pública; desde el límite de ambas propiedades el usuario construirá, operará y mantendrá todas las instalaciones necesarias por cuenta propia.
- La altura de la caja del medidor debe ser de 1.80 ± 0.1 metros, se debe utilizar una caja socket para medidor polifásico clase 200 amperios, con caja metálica de resguardo con puerta y cerradura normalizada por Empresa Eléctrica de Guatemala, S. A. El diámetro del tubo conduit debe ser de 2 pulgadas, para acometidas hasta 75 KVA.

Cuando la carga a conectarse sea mayor a 75 kVA y menor a 500 kVA, el servicio deberá cumplir con los siguientes requisitos constructivos:

- El punto de medición, será determinado por Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A., de común acuerdo con el usuario.
- De no ser posible la instalación del medidor de energía eléctrica en el límite de la propiedad pública y la propiedad privada, y a requerimiento del usuario, se podrá instalar en un lugar interior del inmueble, en cuyo caso el usuario debe garantizar el acceso desde la vía pública; desde el límite de ambas propiedades el usuario construirá, operará y mantendrá todas las instalaciones necesarias por cuenta propia.

- El equipo de medida irá en un armario o celda, en el lado de baja tensión y estará ubicado en un local cerrado, para ese uso específico, con acceso desde la vía pública y provisto de puerta y cerradura normalizada por Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A. de tal modo que facilite la lectura, inspección y verificación del equipo.

Para tensiones superiores a 480V entre fases el usuario consultará a la Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A. En los casos de suministro de energía eléctrica a Grandes Usuarios, siempre que sean participantes del Mercado Mayorista, deberán cumplir con las disposiciones establecidas en las Normas de coordinación comercial del administrador del mercado mayorista, en lo que les corresponda. En el caso de edificios, apartamentos, condominios cerrados y locales comerciales, cuando las cargas individuales a conectarse sean monofásicas y/o trifásicas, y la carga total sea igual o menor a 1000 KVA, el servicio deberá cumplir con los siguientes requisitos constructivos:

- Los medidores de energía estarán concentrados en armarios múltiples de medidores.
- Los armarios de medidores podrán estar ubicados únicamente en un local cerrado, para ese uso específico, provisto de puerta y cerradura normalizada por Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A.
- En la vía pública, contiguo al edificio que sirve, si este fuera el caso, cada armario de contadores deberá ir resguardado por una construcción cerrada, de 0.75 m de ancho interno por el largo y alto que requieran la cantidad de medidores a instalar y provistos de puerta y cerradura normalizada por Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A. Cada armario deberá asentarse sobre una base de concreto no menor de 0.20 m de alto.

- De no ser posible la instalación del medidor de energía eléctrica en el límite de la propiedad pública y la propiedad privada, y a requerimiento del usuario, se podrá instalar en un lugar interior del inmueble, en cuyo caso el usuario debe garantizar el acceso desde la vía pública; desde el límite de ambas propiedades el usuario construirá, operará y mantendrá todas las instalaciones necesarias por cuenta propia.
- El usuario proveerá el local para la instalación de los armarios de medidores y del centro de transformación, la obra civil y materiales para canalización, así como el armario de medidores, son por cuenta del cliente Véase figura 20.

Figura 20 **Armario tableros múltiples de contadores y medición en caja tipo III**



Fuente: EEGSA. **Manual de acometidas de la empresa eléctrica de Guatemala.** Pág. 29

Cuando las cargas individuales a conectarse excedan de 5 medidores y se encuentren en urbanizaciones, la distribución podrá ser monofásica o trifásica, conforme al diseño acordado entre solicitante y Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A.

Los centros de transformación podrán estar ubicados a lo largo de la urbanización y los mismos podrán ir montados en poste, plataforma, a la intemperie o en un local cerrado. Si el armario múltiple de contadores se instala en la vía pública, a la intemperie, el mismo deberá ir resguardado por una construcción cerrada, de 0.75 m de ancho interno por el largo y alto que requieran la cantidad de medidores a instalar y provistos de puerta y cerradura normalizada por Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A. para uso exclusivo.

2.2 Configuración de sistemas eléctricos de baja tensión

El sistema nacional interconectado de Guatemala esta enlazado a través de una serie de subestaciones que están en todo el país, para conectarnos a la red de distribución en baja tensión pueden existir diferentes configuraciones, entre las cuales tenemos delta-delta, delta-estrella, estrella-delta y estrella-estrella, las siguientes figuras muestran las configuraciones mencionadas.

Figura 21 **Circuito de conexión delta-delta**

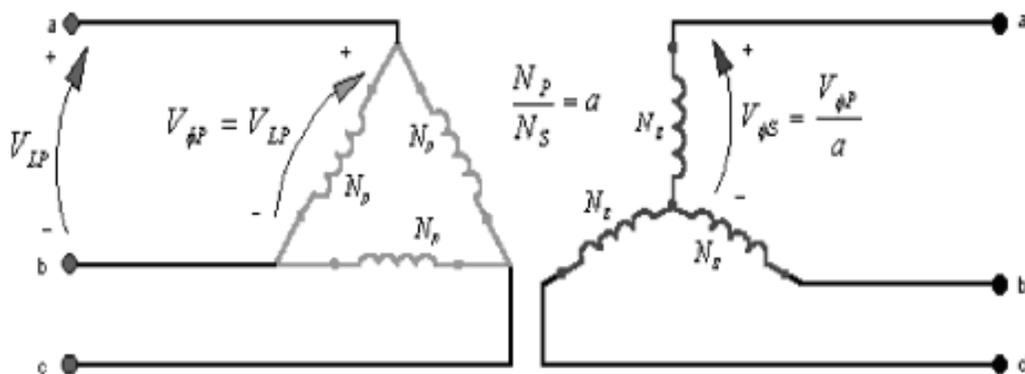


Fuente: A.E. Fitzgerald. **Maquinas Eléctricas**. Pág. 88

Los voltajes primarios de línea y de fase son iguales a $V_{LP} = V_{\phi P}$, las tensiones secundarias cumplen la relación $V_{LS} = \sqrt{3} \cdot V_{\phi S}$, la relación entre tensiones de fase es $\frac{V_{\phi P}}{V_{\phi S}} = a$, la relación entre los voltajes de línea es

$$\frac{V_{LP}}{V_{LS}} = \frac{a}{\sqrt{3}}$$

Figura 22 Circuito de conexión delta-estrella



Fuente: A.E. Fitzgerald. **Maquinas Eléctricas**. Pág. 88

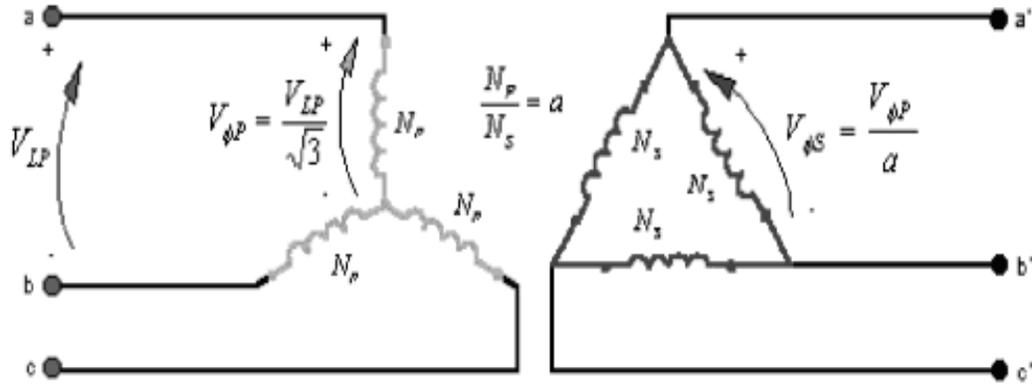
Los voltajes de línea y de fase son iguales en el primario y en el secundario según la expresión siguiente:

$$V_{LP} = V_{\phi P}$$

Y los voltajes de línea de primario y secundario guardan la relación

$$\frac{V_{LP}}{V_{LS}} = a$$

Figura 23 **Circuito de conexión estrella-delta**



Fuente: A.E. Fitzgerald. **Maquinas Eléctricas**. Pág. 88

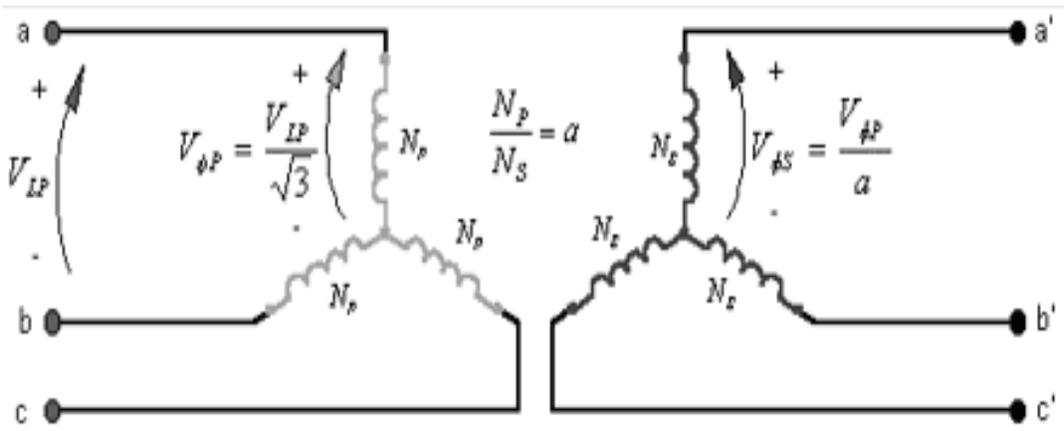
Los voltajes primarios de línea y de fase cumplen la relación $V_{LP} = \sqrt{3} \cdot V_{\phi P}$

Las tensiones secundarias de línea y de fase son iguales $V_{LS} = V_{\phi S}$

La relación de tensiones de fase es $\frac{V_{\phi P}}{V_{\phi S}} = a$

La relación entre los voltajes del primario y del secundario es $\frac{V_{LP}}{V_{LS}} = \sqrt{3} \cdot a$

Figura 24 **Circuito de conexión Estrella-Estrella**



Fuente: A.E. Fitzgerald. **Maquinas Eléctricas**. Pág. 88

Los voltajes de línea se relacionan con los voltajes de fase según las expresiones $V_{LP} = \sqrt{3} \cdot V_{\phi P}$ y $V_{LS} = \sqrt{3} \cdot V_{\phi S}$, los voltajes de línea de primario y secundario guardan la relación $\frac{V_{LP}}{V_{LS}} = a$

2.2.1 Diagramas trifilares

Son diagramas detallados de un sistema eléctrico, se les llama diagramas trifilares o de tres líneas. Indican cada una de las línea por símbolos estándar, cómo se conectan las líneas de transmisión con los aparatos asociados de un sistema eléctrico. El propósito de un diagrama trifilar es el de suministrar en forma concisa y detallada información significativa acerca del sistema.

2.2.2 Diagramas unifilares

Los diagramas unifilares representan todas las partes que componen a un sistema de potencia de modo gráfico, completo, tomando en cuenta las conexiones que hay entre ellos, para lograr así una visualización completa del sistema de la forma más sencilla, indican por una sola línea y por símbolos estándar, cómo se conectan las líneas de transmisión con los aparatos asociados de un sistema eléctrico.

Ya que un sistema trifásico balanceado siempre se resuelve como un circuito equivalente monofásico, o por fase, compuesto de una de las tres líneas y un neutro de retorno, es rara vez necesario mostrar más de una fase y el neutro de retorno cuando se dibuja un diagrama del circuito.

El propósito de un diagrama unifilar es el de suministrar en forma concisa información significativa acerca del sistema, la importancia de las diferentes

partes de un sistema varía con el problema, y la cantidad de información que se incluye en el diagrama depende del propósito para el que se realiza.

2.3 Norma IEC 60354, IEEE y NEC

La norma IEC 60354 es el equivalente a las NEC o NFPA 70 y 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. El esquema TN donde el neutro de transformador está puesto a tierra y las masas de los receptores eléctricos están conectadas al neutro.

El defecto de aislamiento se convierte en un cortocircuito actuando la protección contra cortocircuitos que desconecta la parte del circuito que tiene el defecto, la tensión de defecto (masa / tierra profunda, llamada contacto indirecto) es mucho mayor que $U_0/2$ si la impedancia del circuito de ida es igual a la del circuito de retorno.

El esquema TT, el neutro del transformador está conectado a tierra y las masas de los receptores eléctricos están también conectadas a la toma de tierra. La corriente de defecto de aislamiento está limitada por la impedancia de la toma de tierra y la parte con el defecto la desconecta un dispositivo diferencial residual (DDR). El esquema IT, el neutro del transformador no está conectado a tierra. Teóricamente está aislado, pero, de hecho, está conectado a tierra a través de las capacidades parásitas de la red y/o por una gran impedancia, de un valor igual a 1500 ohms (neutro impedante).

Las masas de receptores eléctricos están conectadas a tierra, si se produce un defecto de aislación, de hecho circula una pequeña corriente a través de las capacidades parásitas de la red. La tensión desarrollada en las tomas de tierra de las masas (de unos pocos voltios) no es peligrosa, si se presenta un segundo defecto, cuando el primer defecto no ha sido eliminado, hay una corriente de cortocircuito y son los dispositivos de protección contra corto circuitos (DPCC) los que aseguran la protección necesaria.

2.3.1 Explicación de las normas

Existen muchas normas aplicables a la electricidad entre las cuales están las IEC, IEEE, ANSI, DIN, entre otras, cada una es válida para su región pero en Guatemala estamos muy influenciados por las IEEE y las ANSI aunque también hay varias empresas que se rigen por las IEC y DIN, un ejemplo es la empresa alemana de medicinas Bayer que en sus laboratorios tiene todo el sistema eléctrico regido bajo las normas DIN. En general lo importante es la aplicación de ellas en nuestro entorno profesional para poder estar en un estándar definido al realizar cualquier proyecto nuevo o modificar alguno ya hecho siempre siguiendo el mismo régimen de normas usado.

Antes se daba el problema de que al sincronizar todos los elementos para poner a funcionar un proyecto los equipos utilizados estaban fabricados bajo diferentes normas y esto provocaba que no funcionara todo al 100% o presentara problemas de sincronización. Para solucionar esta clase de problemas es que fueron creadas las normas, si en un proyecto se utilizan todos los equipos de fabricación bajo una sola norma por ejemplo IEC, se debe seguir en el diseño solo con normas IEC para no tener ningún tipo de problema con sincronización o coordinación de equipos.

2.3.2 Falla en sistemas eléctricos

Aunque los sistemas sean diseñados tomando en cuenta las normas para tal efecto, un sistema 100% infalible es imposible de diseñar y construir, pues además de la imposibilidad natural para obtener un producto perfecto, tampoco es adecuado hacerlo, desde el punto de vista económico, por lo que cualquier sistema eléctrico está expuesto a las contingencias asociadas con las fallas en su operación. Además el envejecimiento natural de los componentes de dichos sistemas, es una de las causas naturales de la presencia de fallas en los sistemas. Por otro lado existen fenómenos de carácter aleatorio y debido a la naturaleza, que también son causa muy frecuente de dichos problemas.

Debido a lo mencionado en el párrafo anterior, es obvio pensar que la única forma de enfrentar dichos fenómenos, es a través de sistemas de protección. El sistema de protección lo forman una parte, que podríamos decir es la parte “inteligente” del sistema de protección, y que está compuesta por todos los instrumentos de transformación, TP’s y TC’s por ejemplo, y además por los instrumentos de medición y por supuesto por los relés de protección, que son los instrumentos principales de este conjunto de componentes. Sin embargo esta parte es la encargada de enviar las ordenes pertinentes al sistema que actuará para liberar la falla; esta otra parte, la parte actuante por decirlo de alguna manera, la conforman otro conjunto de elementos, de los cuales el más importante es el interruptor de potencia.

El análisis de fallas proporciona la cuantificación de ajustes y capacidades requeridas por el sistema de protección, para hacer su trabajo en forma correcta, en el caso de los relés ó relevadores se requiere ajustarlos a los valores en que deben operar, con el fin de que no operen en situaciones en que no lo deben hacer; lo anterior está asociado con lo que se denomina

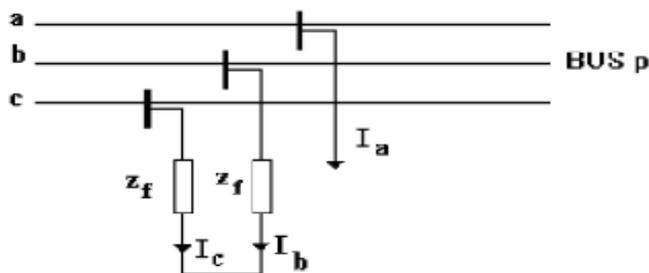
coordinación de protecciones, que consiste en la determinación de los ajustes precisos de los relevadores, con el fin de que estos operen aislando la parte justamente necesaria para eliminar la falla, y evitar de esta manera el dejar sin servicio de manera innecesaria partes del sistema.

Por otro lado, existe la necesidad de determinar la capacidad de los interruptores, es importante hacerlo en función de obtener una operación de éstos correcta, pues de no poseer la capacidad necesaria el efecto puede ser catastrófico e implicar pérdidas materiales y humanas. Ambas tareas mencionadas requieren de un conocimiento preciso de los valores asociados con las fallas, que pueden ocurrir en el sistema, dichos valores son obtenidos a través de un estudio de fallas del sistema. Existen más aplicaciones del análisis de fallas, pero con el objeto de no hacer voluminoso de manera innecesaria este material, exponemos únicamente el caso de protección de los sistemas eléctricos, que es, sino la más importante, una de las aplicaciones más importantes de dicho estudio.

2.3.3 Falla entre fases o fase y neutro

El modelo de dicha falla, entre las fases b y c, se muestra a continuación.

Figura 25 **Falla entre fases**



Fuente: William Stevenson. **Análisis de Sistemas de Potencia**. Pág. 449

Las condiciones en el punto de falla, para el caso de las corrientes son:

$$I_a = 0 \text{ e } I_b = -I_c$$

Si aplicamos LVK a la trayectoria cerrada por las fases b y c con tierra, tendremos que $V_b - Z_f I_b + Z_f I_c - V_c = 0$ de donde $V_b - V_c = Z_f (I_b - I_c)$. Para transformar esta última ecuación al dominio de las componentes simétricas, recordemos que:

$$V_a = V_0 + V_1 + V_2 \text{ (Ec1), } V_b = V_0 + a^2 V_1 + a V_2 \text{ (Ec2), } V_c = V_0 + a V_1 + a^2 V_2 \text{ (Ec3)}$$

Relaciones similares son validas para las corrientes. Si restamos la 3ra de la 2da ecuación, del conjunto mostrado arriba, tendremos lo siguiente:

$$V_b - V_c = (a^2 - a)V_1 - (a^2 - a)V_2$$

mientras que para las corrientes tenemos:

$$I_b - I_c = (a^2 - a)I_1 - (a^2 - a)I_2$$

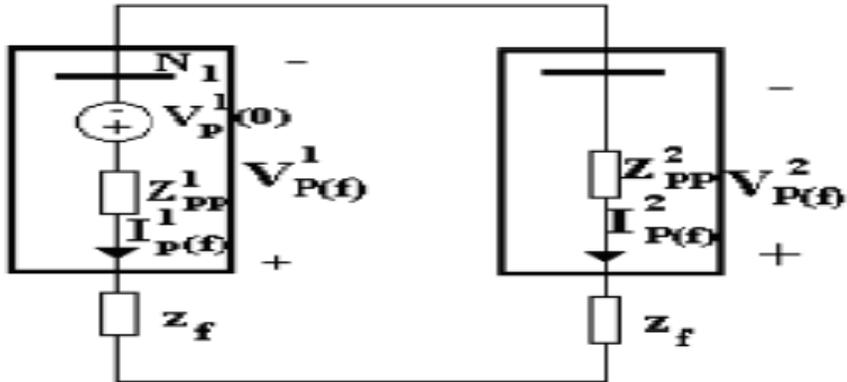
sustituyendo estas dos ultimas ecuaciones en la ecuación de voltajes tenemos

$$(a^2 - a)V_1 - (a^2 - a)V_2 = Z_f [(a^2 - a)I_1 - (a^2 - a)I_2] \text{ (Ec4)}$$

de donde simplificando tenemos $V_1 - Z_f I_1 = V_2 - Z_f I_2$ además $I_0 = 0$ significa que la red de secuencia cero está inactiva, lo que implica que está desconectada de la red de secuencia positiva, que es la única activa de las tres redes de secuencia.

La Ec 4 significa que las redes de secuencia positiva y negativa se conectan en paralelo, con impedancias Z_f en serie con estas redes, como puede corroborarse aplicando LVK a la red que se muestra a continuación.

Figura 26 **Modelo de la falla de dos fases**



Fuente: William Stevenson. **Análisis de Sistemas de Potencia**. Pág. 458

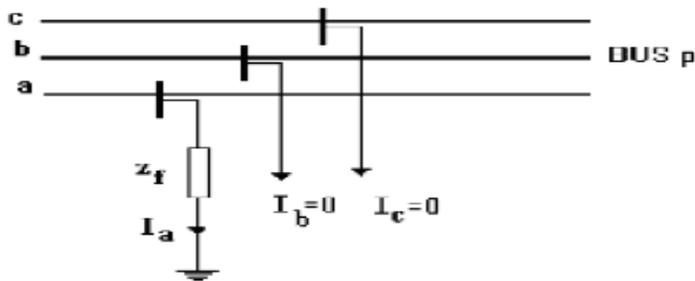
de la red anterior obtenemos $I_{p(f)}^1 = \frac{V_{p(0)}^1}{Z_{pp}^1 + Z_{pp}^2 + 2Z_f}$, $I_{p(f)}^2 = -I_{p(f)}^1$ y $I_{p(f)}^0 = 0$

la transformación inversa nos daría las componentes $I_{p(f)}^{abc}$

2.3.4 Falla entre fases y tierra

El modelo de esta falla se muestra a continuación en la figura 27.

Figura 27 **Falla de línea a tierra**



Fuente: William Stevenson. **Análisis de Sistemas de Potencia**. Pág. 449

Las condiciones en el bus de falla son $I_b = I_c = 0$ y $V_a = Z_f$

Recordando que $I_p^{012} = T_s^{-1} I_p^{abc}$ tenemos $I_{p(f)}^0 = \frac{1}{3}(I_a + I_b + I_c)$ con $I_b = I_c = 0$

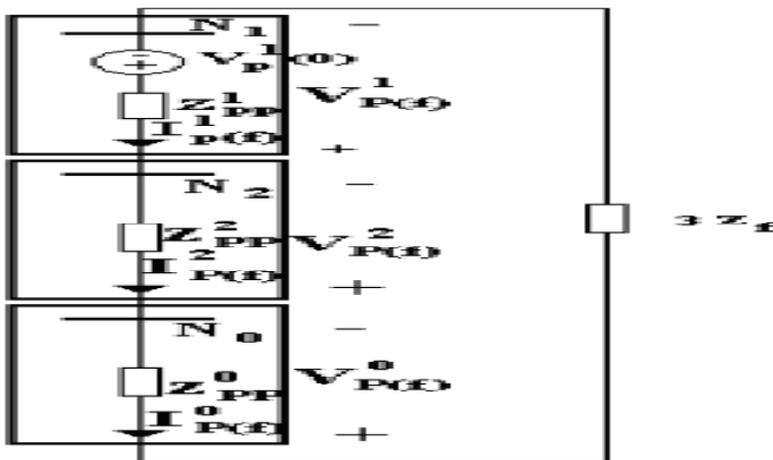
tenemos $I_{p(f)}^0 = \frac{1}{3} I_a = I_{p(f)}^1 = I_{p(f)}^2$ es decir $I_{p(f)}^0 = I_{p(f)}^1 = I_{p(f)}^2$ también

$V_a = V_0 + V_1 + V_2 = Z_f I_a$, entonces $V_0 + V_1 + V_2 = 3Z_f I_0$ dado que $I_0 = \frac{1}{3} I_a$ para

esta falla.

Interpretamos las ecuaciones anteriores desde el punto de vista de redes, vemos que implican que las redes (+, - y 0) están conectadas en serie; además, para que se cumplan LVK se requiere que dichas redes se interconecten en serie y se cierren a través de una impedancia de valor $3z_f$, como se muestra en la figura 29 a continuación.

Figura 28 Modelo de falla de línea a tierra



Fuente: William Stevenson. **Análisis de Sistemas de Potencia**. Pág. 454

De la red que modela la falla línea a tierra que se muestra arriba y obtenemos

$$I_{p(f)}^1 = I_{p(f)}^2 = I_{p(f)}^0 = \frac{V_{p(0)}^1}{Z_{pp}^1 + Z_{pp}^2 + Z_{pp}^0 + 3Z_f} \quad \text{y} \quad I_a = 3I_{p(f)}^0 = 3I_{p(f)}^1 = 3I_{p(f)}^2$$

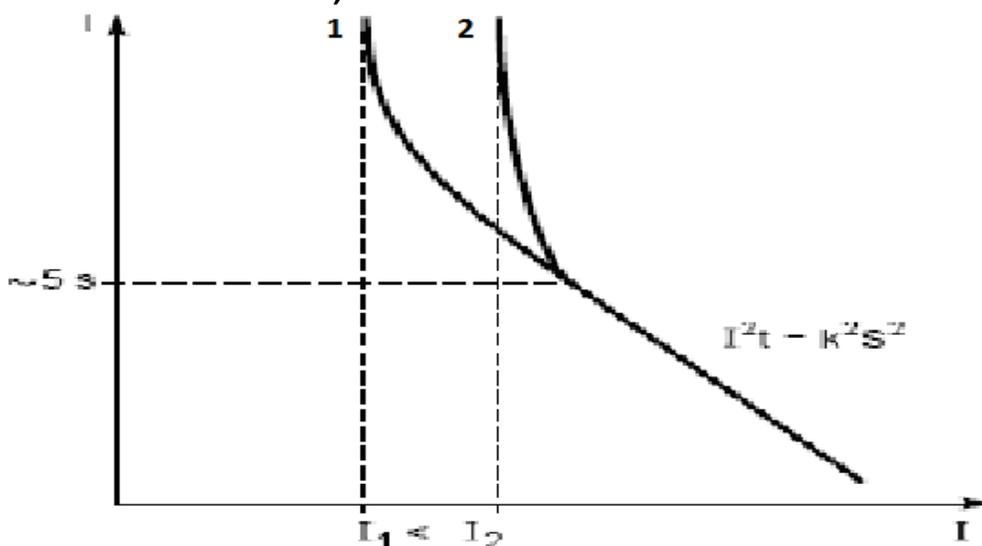
con $I_b = 0$ e $I_c = 0$

3. CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO

Cualquier instalación eléctrica debe de estar protegida contra los cortocircuitos y esto, salvo excepción, en cada punto que presenta una discontinuidad eléctrica, lo que corresponde casi siempre con un cambio de sección de los conductores.

La intensidad de la corriente de cortocircuito debe calcularse para cada uno de los diversos niveles de la instalación para poder determinar las características de los componentes que deberán soportar o cortar la corriente de defecto. Para elegir y regular convenientemente las protecciones se utilizan las curvas de intensidad en función del tiempo (figuras 29, 30 y 31).

Figura 29 **Característica I^2t de un conductor en función de la temperatura ambiente (1 y 2 representan el valor eficaz de la corriente)**



Fuente: Georges Thomasset. **Cálculo de corrientes de corto circuito.** Pág. 7

Es necesario conocer los dos siguientes valores de corriente de cortocircuito:

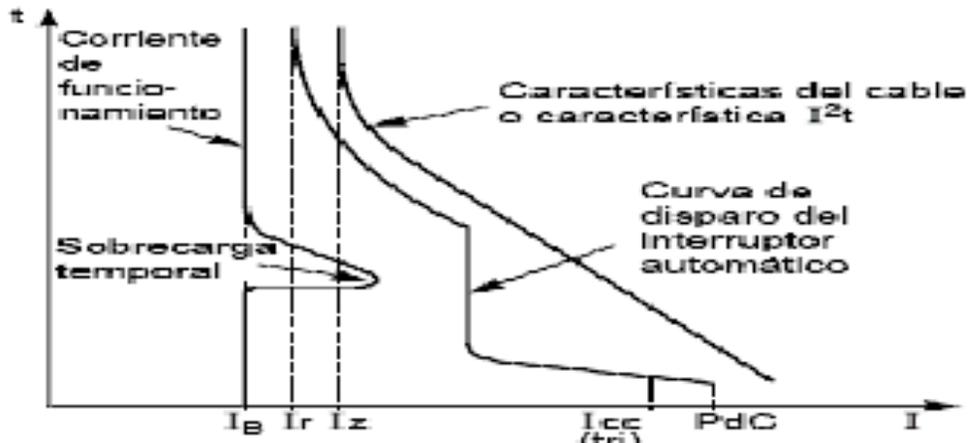
- 1) La corriente máxima de cortocircuito, que determina el poder de corte (PdC) de los interruptores automáticos, el poder de cierre de los dispositivos de maniobra y la sollicitación electrodinámica de conductores y componentes, valor que corresponde a un cortocircuito inmediatamente aguas abajo de los bornes del elemento de protección.
- 2) La corriente mínima de cortocircuito, indispensable para elegir la curva de disparo de los interruptores automáticos y fusibles especialmente cuando la longitud de los cables es importante y/o la fuente o generador es relativamente de alta impedancia.

Recordemos que la corriente mínima de cortocircuito corresponde a un cortocircuito producido en el extremo de una derivación protegida, cuando se produce un defecto bifásico en las condiciones de explotación menos severas y que en todos los casos cualquiera que sea la corriente de cortocircuito (de mínimo a máximo), la protección debe de eliminar el defecto en un tiempo (t_c) compatible con la sollicitación térmica que puede soportar el cable a proteger, lo anterior descrito se puede expresar de la siguiente forma:

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

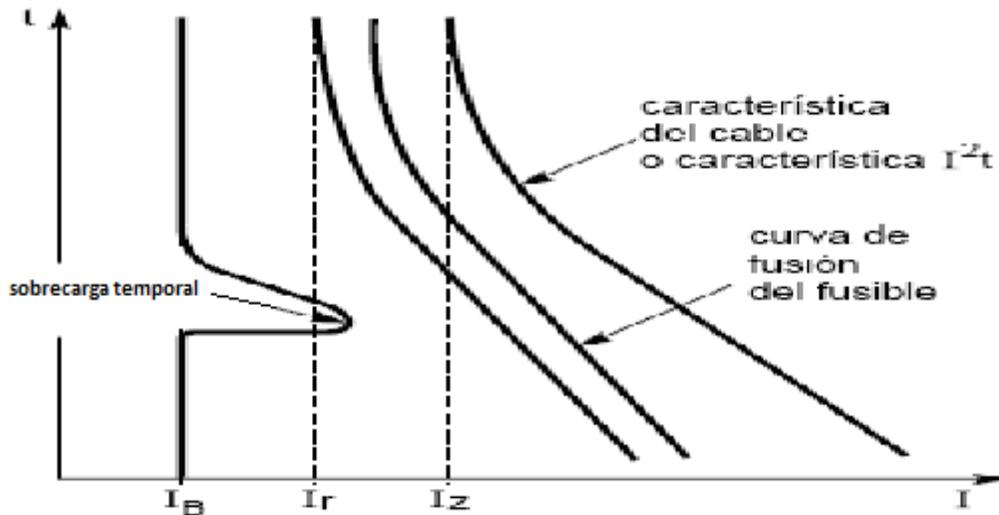
Donde S es la sección de los conductores y K una constante calculada a partir de diferentes factores de corrección que dependen del modo de instalación, de los circuitos contiguos, naturaleza del suelo, etc.

Figura 30 Protección de un circuito por interruptor automático



Fuente: Georges Thomasset. Cálculo de corrientes de corto circuito. Pág. 7

Figura 31 Protección de un circuito por fusible aM



Fuente: Georges Thomasset. Cálculo de corrientes de corto circuito. Pág. 6

3.1 Cálculo de corrientes de corto circuito

El método de las impedancias, que permite calcular las corrientes de defecto en cualquier punto de una instalación, con una precisión aceptable, consiste en sumar separadamente las diferentes resistencias y reactancias del bucle del defecto, añadiendo después también los generadores, hasta el punto considerado, calculando también la impedancia correspondiente.

La lcc se obtiene aplicando la ley de Ohm: $I_{cc} = \frac{U_n}{\sum Z}$

Para aplicar este método es imprescindible conocer todas las características de los diferentes elementos del bucle de defecto (fuentes y conductores). El método de composición se puede utilizar cuando no se conocen las características de la alimentación, la impedancia aguas arriba del circuito considerado se calcula a partir de una estimación de la corriente de cortocircuito en su origen.

El $\cos(\varphi_{cc}) = R/Z$ se toma, igual tanto en el origen del circuito como en el punto del defecto, en otras palabras, consiste en admitir que las impedancias elementales de dos partes sucesivas de la instalación tienen los valores de sus argumentos suficientemente próximos como para justificar la sustitución de las sumas vectoriales de las impedancias por sumas algebraicas de las mismas, esta aproximación permite obtener el valor del módulo de las corrientes de cortocircuito, con una aproximación suficiente para los cálculos del circuito, este método aproximado sólo se aplica a instalaciones de potencia inferior a 800 Kva.

El método llamado convencional, permite calcular las corrientes de cortocircuito mínimas y las corrientes de defecto en el extremo de una red, sin conocer las impedancias o la lcc de la instalación aguas arriba del circuito considerado. Se basa en la hipótesis de que la tensión en el origen del circuito, durante el tiempo de cortocircuito o defecto, es igual al 80% de la tensión nominal, este método no tiene en cuenta la resistencia de los conductores para secciones importantes; se aplica un coeficiente corrector para incluir su inductancia (1,5 para 150 mm^2 , 1,20 para 185 mm^2).

El método llamado simplificado utiliza unas tablas con diversas hipótesis simplificadas, y da directamente, para cada sección de conductor lo siguiente:

- La corriente asignada del dispositivo, que asegura la protección contra las sobrecargas.
- Las longitudes máximas de conductores protegidos contra contactos indirectos.
- Las longitudes admisibles, teniendo en cuenta las caídas de tensión.

Existen otros métodos que utilizan el principio de superposición y necesitan un cálculo previo de la corriente de carga. Merece especial mención la norma IEC 60865 que se basa en el cálculo de la corriente de cortocircuito térmicamente equivalente, para estos cálculos de corrientes de cortocircuito se necesitan hipótesis que justifiquen su validez, normalmente, estas hipótesis, simplificadoras y que introducen aproximaciones justificadas, hacen más comprensibles los fenómenos físicos y, por tanto, el cálculo de las corrientes de cortocircuito, manteniendo una precisión aceptable. Las hipótesis empleadas en nuestro caso son:

- La red considerada es radial y su tensión nominal está comprendida entre la BT y la AT (sin rebasar los 230 kV, límite impuesto por la norma IEC 60909).
- La corriente de cortocircuito, al producirse un cortocircuito trifásico, se supone establecida simultáneamente en las tres fases.
- Durante el cortocircuito, el número de fases afectadas no se modifica: un defecto trifásico sigue siendo trifásico y un defecto fase-tierra sigue siendo fase-tierra.

- Durante todo el tiempo del cortocircuito, tanto las tensiones que han provocado la circulación de corriente como la impedancia de cortocircuito no varían de forma significativa.
- Los reguladores o conmutadores de tomas de los transformadores se suponen situados en posición intermedia (en el caso de un cortocircuito alejado de los alternadores, se puede ignorar las posiciones reales de los conmutadores de tomas de los transformadores).
- No se tienen en cuenta las resistencias del arco.
- Se desprecian todas las capacidades de las líneas.
- Se desprecian las corrientes de carga.
- Se tienen en cuenta todas las impedancias homopolares.

En la sección dedicada al proyecto del capítulo 5 veremos el cálculo de las corrientes de cortocircuito y su empleo para el cálculo de las protecciones.

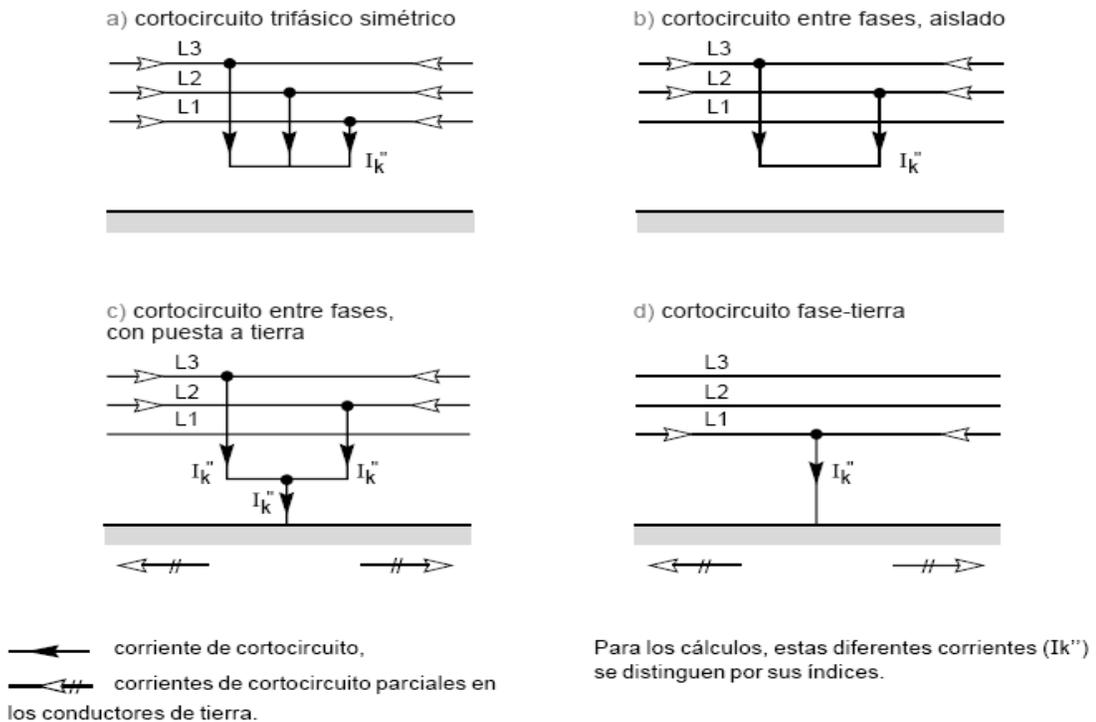
3.1.1 Principales efectos del corto circuito

En las instalaciones eléctricas pueden producirse diferentes tipos de cortocircuitos, las principales características de los cortocircuitos son:

- Su duración: autoextinguible, transitorio, permanente.
- Su origen por factores mecánicos (rotura de conductores, conexión eléctrica accidental entre dos conductores producida por un objeto conductor extraño como herramientas o animales).
- Debidos a sobretensiones eléctricas de origen interno o atmosférico.
- Causados por la degradación del aislamiento provocada por el calor, la humedad o un ambiente corrosivo.
- Su localización dentro o fuera de una máquina o un tablero eléctrico.

Desde otro punto de vista, los cortocircuitos pueden ser monofásicos el 80% de los casos, bifásicos el 15% de los casos. Los de este tipo, suelen degenerar en trifásicos, los trifásicos de origen son sólo el 5% de los caso, en la figura 32 se representan estos diferentes tipos de cortocircuitos y sus corrientes, el sentido de las flechas indicando las corrientes es arbitrario (IEC 60909).

Figura 32 **Los diferentes cortocircuitos y sus corrientes**



Fuente: Georges Thomasset. **Calculo de corrientes de corto circuito.** Pág. 8

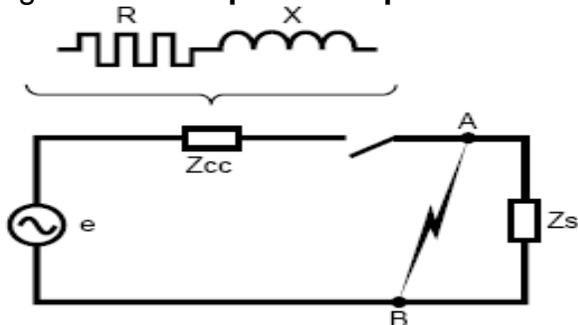
Las consecuencias de los cortocircuitos dependen de la naturaleza y duración de los defectos del punto de la instalación afectado y de la magnitud de la intensidad, a continuación se relatan las consecuencias más comunes:

- Según el lugar del defecto, la presencia de un arco puede: o degradar los aislantes, o fundir los conductores, o provocar un incendio o representar un peligro para las personas.
- Según el circuito afectado, pueden presentarse con sobre-esfuerzos electrodinámicos con deformación de los JdB (juegos de barras) y arrancado o desprendimiento de los cables.
- Sobrecalentamiento debido al aumento de pérdidas por efecto Joule, con riesgo de deterioro de los aislantes.
- Para los otros circuitos eléctricos de la red afectada o de redes próximas, bajadas de tensión durante el tiempo de la eliminación del defecto, de algunos milisegundos a varias centenas de milisegundos, desconexión de una parte más o menos importante de la instalación, según el esquema y la selectividad de sus protecciones, inestabilidad dinámica y/o pérdida de sincronismo de las máquinas, perturbaciones en los circuitos de mando y control.

3.1.2 Establecimiento de la intensidad de corto circuito I_{cc}

Una red simplificada se reduce a una fuente de tensión alterna constante, un interruptor, una impedancia Z_{cc} , que representa todas las impedancias situadas aguas arriba del interruptor, y una impedancia Z_s de la carga según la siguiente figura.

Figura 33 **Esquema simplificado de una red**



La impedancia del generador está compuesta de todo lo que hay aguas arriba del cortocircuito, incluidas todas las redes de las diversas tensiones (AT, BT) y el conjunto de conductores serie, con sus diferentes secciones y longitudes. En el esquema de la figura 33, con el interruptor cerrado, circula por la red la intensidad de servicio I_s , cuando se produce un defecto de impedancia despreciable entre los puntos A y B, aparece una intensidad de cortocircuito, I_{cc} , muy elevada, limitada únicamente por la impedancia Z_{cc} .

La intensidad I_{cc} se establece siguiendo un régimen transitorio en función de las reactancias X y de las resistencias R que son las componentes de la impedancia Z_{cc} :

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

En una distribución de potencia, la reactancia $X = L \cdot \omega$ es generalmente mucho mayor que la resistencia R , y la razón R/X está entre 0.1 y 0.3. Este valor sigue siendo prácticamente igual para valores bajos del $\cos_{\varphi_{cc}}$ (factor de potencia durante el cortocircuito), o sea:

$$\cos(\varphi_{cc}) = \frac{R}{\sqrt{R^2 + X^2}}$$

Sin embargo, el régimen transitorio de establecimiento de una corriente de cortocircuito depende normalmente de la distancia del punto de defecto a los alternadores, esta distancia no implica necesariamente una distancia geográfica, sino que se sobreentiende que las impedancias de los alternadores son inferiores a las de las conexiones entre ellos y el punto de defecto. El defecto alejado de los alternadores es el caso más frecuente, entonces el régimen transitorio es el resultante de la aplicación a un circuito autoinductivo de una tensión que se expresa así

$$e = E \cdot \text{sen}(\omega t + \alpha)$$

Así, la intensidad i es la suma de dos componentes: $i = i_a + i_c$, una (i_a) es alterna y senoidal: $i_a = I \cdot \text{sen}(\omega t + \alpha)$, en donde:

$$I = \text{Intensidad máxima} = \frac{E}{Z_{cc}}$$

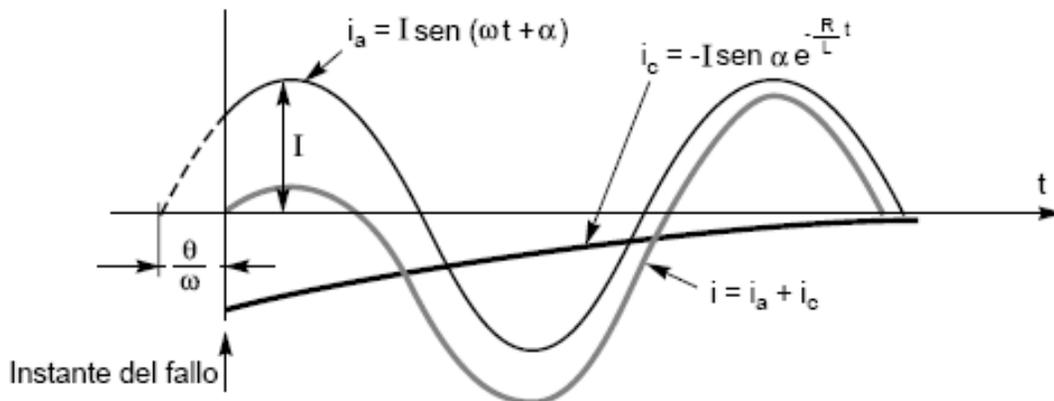
α = ángulo eléctrico que caracteriza el desfase en el tiempo entre el instante inicial del defecto y el origen de la onda de tensión.

La otra (i_c) es una componente unidireccional: $i_c = -I \cdot \text{sen} \alpha \cdot e^{-\frac{R}{L}t}$, su valor inicial depende de α , y su amortiguamiento es tanto más rápido cuanto mayor es la relación $\frac{R}{L}$. En el instante inicial del cortocircuito, i es nula por definición (puesto que el valor de la intensidad de servicio I_s es despreciable), por lo que tendríamos

$$i = i_a + i_c = 0$$

La figura 34 nos muestra la representación gráfica de i mediante la suma algebraica de los valores de sus 2 componentes, i_a e i_c

Figura 34 **Representación grafica y descomposición de la corriente de un cortocircuito producido en un punto alejado del alternador**

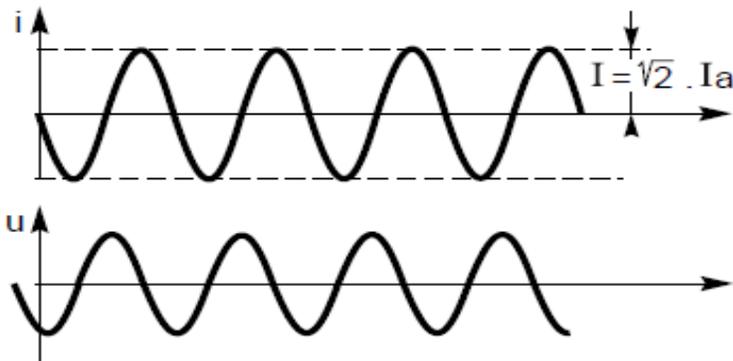


Fuente: Georges Thomasset. **Calculo de corrientes de corto circuito**. Pág. 10

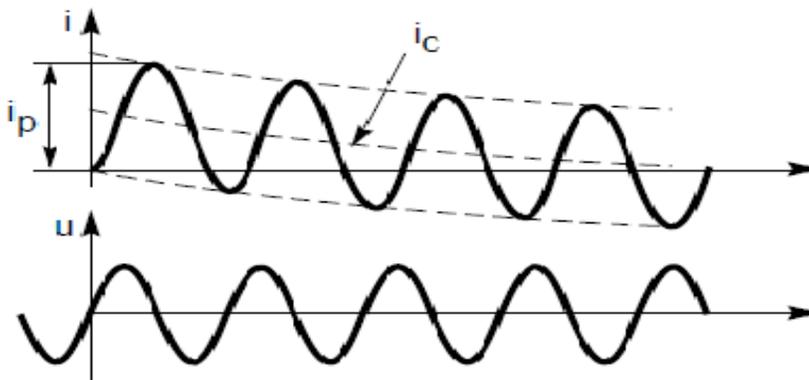
La figura 35 presenta los dos casos extremos posibles de establecimiento de una corriente de cortocircuito I_{cc} , que para facilitar la comprensión, se representan con una tensión alterna monofásica.

Figura 35 **Presentación gráfica de los dos casos extremos de una corriente de cortocircuito simétrica y asimétrica**

a) simétrico



b) asimétrico



Fuente: Georges Thomasset. **Calculo de corrientes de corto circuito.** Pág. 11

Es pues necesario calcular i_p para determinar el poder de cierre de los interruptores automáticos a instalar y también para definir los esfuerzos electrodinámicos que deberá soportar el conjunto de la instalación. Puesto que el instante de aparición del defecto o de cierre está caracterizado, con relación

al valor de la tensión de la red, por su ángulo de desfase a la aparición del defecto, la tensión se puede expresar como:

$U = E \cdot \text{sen}(\omega t + \alpha)$ y la evolución de la corriente es de la forma:

$$i = \frac{E}{Z} \left[\text{sen}(\omega t + \alpha + \varphi) - \text{sen}(\alpha - \varphi) e^{-\frac{R}{L}t} \right]$$

Con sus dos componentes: una alterna senoidal, desfasada φ respecto a la tensión, y la otra, unidireccional tendiendo a 0 cuando t tiende a infinito.

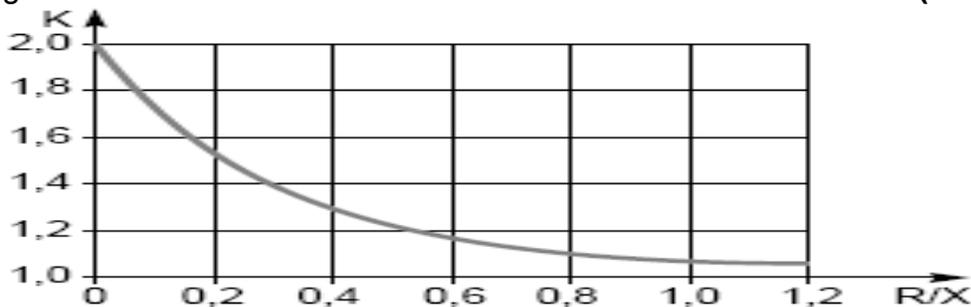
De donde, los dos casos extremos de α son:

$$\alpha = \varphi \approx \frac{\pi}{2} \text{ o régimen simétrico y } \alpha = 0 \text{ régimen asimétrico}$$

$$\text{donde la corriente de defecto es de la forma } i = \frac{E}{Z} \left[\text{sen}(\omega t - \varphi) - \text{sen}\varphi \cdot e^{-\frac{R}{L}t} \right]$$

La corriente de defecto es de la forma: $I = E/Z \cdot \text{sen}\omega t$ que, desde el principio, tiene los mismos valores que en régimen permanente, con un valor pico E/Z , su valor se deduce del valor eficaz de la corriente de cortocircuito simétrica I_a mediante la relación $i_p = K \cdot \sqrt{2} \cdot I_a$ en la que el coeficiente K viene dado por la curva de la figura 36 en función de la razón R/X o R/L .

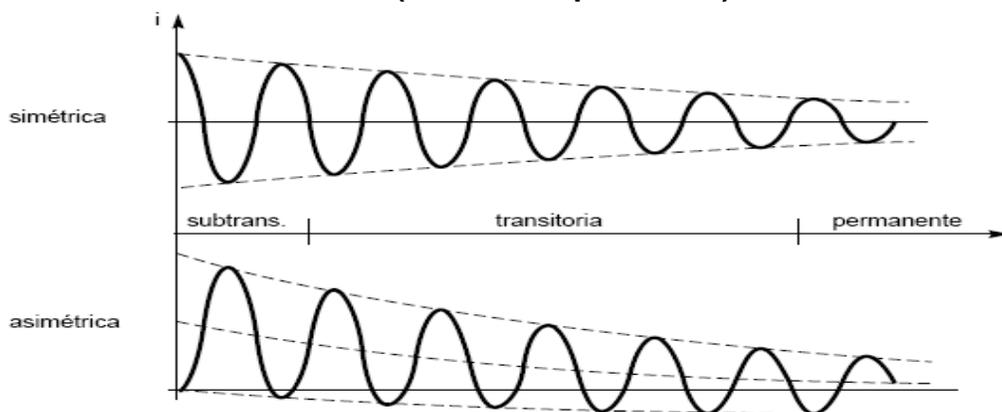
Figura 36 Variación del factor K en función de R/X o R/L IEC(60909)



Fuente: Georges Thomasset. **Cálculo de corrientes de corto circuito.** Pág. 11

Ahora veamos en figura 37 el defecto en la proximidad de los alternadores, cuando el defecto se produce muy cerca del alternador que alimenta el circuito afectado, la variación de la impedancia del alternador, que ahora pasará a ser preponderante, provoca la amortiguación de la corriente de cortocircuito.

Figura 37 **Defecto de las corrientes de cortocircuito cerca de un alternador (trazado esquemático)**



Fuente: Georges Thomasset. **Calculo de corrientes de corto circuito.** Pág. 13

La gráfica anterior muestra que en este caso, el régimen transitorio de establecimiento de la corriente se complica por la variación de la f.e.m. (fuerza electromotriz) resultante del cortocircuito. Como simplificación, consideramos el valor de la f.e.m. constante, pero la reactancia interna de la máquina como variable; esta reactancia evoluciona en tres etapas o estados:

- El subtransitorio, corresponde a los 10 ó 20 primeros milisegundos del defecto.
- El transitorio, a continuación del anterior y que se prolonga hasta 500 milisegundos.
- El permanente o reactancia síncrona.

Esta reactancia, a cada período, va tomando un valor cada vez mayor, según el orden indicado, la reactancia subtransitoria es inferior a la transitoria y ésta inferior a la permanente. Esta intervención sucesiva de las tres reactancias provoca una disminución progresiva de la intensidad de cortocircuito.

En la práctica, el conocimiento de la evolución de la corriente de cortocircuito en función del tiempo no es siempre indispensable, en baja tensión, como consecuencia de la velocidad de actuación de los aparatos de corte, el conocimiento de la corriente de cortocircuito subtransitoria, denominada I_K'' y de la amplitud máxima de cresta asimétrica i_p es suficiente para la determinación del poder de corte (PdC) de los aparatos de protección y de los esfuerzos electrodinámicos que soportará el circuito. En distribución BT de potencia y en MT, es frecuente utilizar la corriente de cortocircuito transitoria si la ruptura o interrupción se produce antes de que llegue a aparecer la corriente de cortocircuito permanente.

En este caso, es interesante introducir la corriente de cortocircuito cortada o interrumpida por el dispositivo de protección denominada i_b que es la que determina el PdC de los interruptores automáticos temporizados o retardados, i_b es el valor de la corriente de cortocircuito en el instante del corte efectivo.

El tiempo $t_{\text{mín}}$ (tiempo muerto mínimo) es la suma del retardo (temporización) mínimo de funcionamiento del relé de protección y del tiempo de apertura más corto del interruptor automático al que está asociado. Se trata del menor tiempo transcurrido entre la aparición de la corriente de cortocircuito y la primera separación de los contactos de uno de los polos del aparato de maniobra.

3.2 Método de las impedancias

El método de las impedancias que permite calcular las corrientes de defecto en cualquier punto de una instalación con una precisión aceptable, consiste en sumar separadamente las diferentes resistencias y reactancias del bucle del defecto añadiendo después también los generadores, hasta el punto considerado, calculando también la impedancia correspondiente.

La I_{cc} se obtiene aplicando la ley de Ohm: $I_{cc} = U_n / \sum(Z)$, para aplicar este método es imprescindible conocer todas las características de los diferentes elementos del bucle de defecto (fuentes y conductores).

3.2.1 Cálculo por el método de las impedancias

Se calculara la I_{cc} según los diversos cortocircuitos empezando por el cortocircuito trifásico, es el defecto que corresponde a la unión de las tres fases, la intensidad de cortocircuito I_{cc3} se da como:

$$I_{cc_3} = \frac{U/\sqrt{3}}{Z_{cc}} \text{ siendo:}$$

U la tensión compuesta entre fases y corresponde a la tensión de vacío del transformador, cuyo valor es superior entre un 3% y 5% a la tensión en bornes de la carga. El cálculo de la intensidad de cortocircuito se reduce entonces al cálculo de la impedancia Z_{cc} , impedancia equivalente a todas las impedancias de la fuente y las líneas recorridas por I_{cc} desde el generador hasta el punto de defecto. Es de hecho la impedancia directa por fase: $Z_{cc} = \sqrt{(\sum R)^2 + (\sum X)^2}$ siendo:

$$\sum R = \text{suma de todas las resistencias en serie}$$

$\sum X$ = suma de todas las reactancias en serie

Se considera normalmente que el defecto trifásico es el que provoca las corrientes más elevadas porque, la corriente de defecto, en el esquema equivalente a un sistema polifásico, sólo está limitada por la impedancia de una fase bajo la tensión simple o de fase de la red.

Cortocircuito bifásico aislado, corresponde a un defecto entre dos fases alimentado por una tensión compuesta U , la intensidad I_{cc2} que circulará es inferior a la provocada por un defecto trifásico y se define como:

$$I_{cc_2} = \frac{U}{2 \cdot Z_{cc}} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{cc_3} \approx 0.86 \cdot I_{cc_3}$$

Cortocircuito monofásico aislado, corresponde a un defecto entre una fase y el neutro, alimentado por una tensión simple $V = \frac{U}{\sqrt{3}}$.

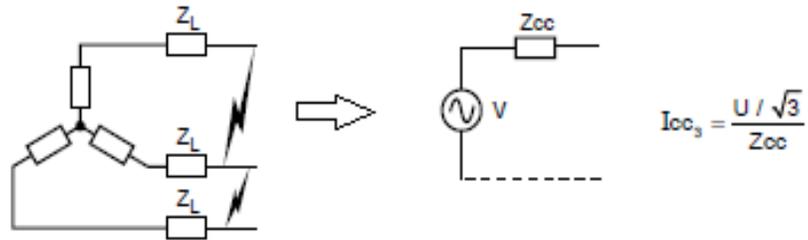
La intensidad I_{cc_1} , que circulará en este caso será: $I_{cc_1} = \frac{U/\sqrt{3}}{Z_{cc} + Z_{LN}}$

Cortocircuito a tierra (monofásico o bifásico), este tipo de defecto provoca la intervención de la impedancia homopolar (Z_0) salvo en presencia de máquinas rotativas en las que la impedancia homopolar se encuentra reducida, la intensidad I_{cc_h} que circulará es siempre inferior a la del defecto trifásico.

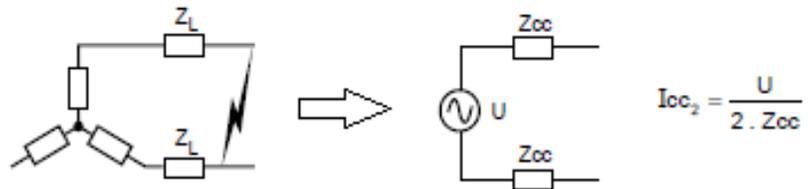
El cálculo de esta intensidad puede ser necesario según el régimen de neutro (esquema de conexión a tierra) para la elección de los niveles de regulación de los dispositivos de protección homopolar (AT) o diferencial (BT), la siguiente figura muestra las diferentes corrientes de cortocircuito

Figura 38 **Diferentes corrientes de cortocircuito**

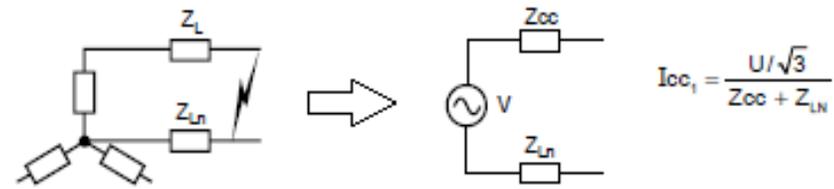
Defecto trifásico



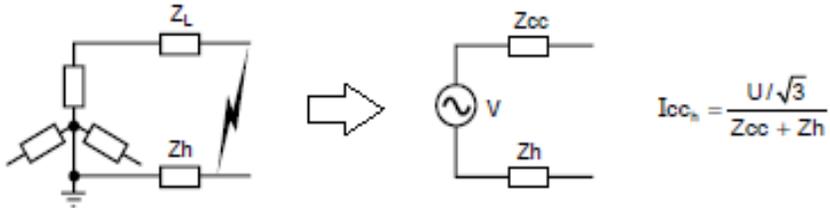
Defecto bifásico



Defecto monofásico



Defecto a tierra



Fuente: Georges Thomasset. **Calculo de corrientes de corto circuito.** Pág. 16

3.2.2 Determinación de las impedancias del corto circuito

El principio de este método para el cálculo de la impedancia de cortocircuito, está basado en determinar las corrientes de cortocircuito a partir de la impedancia que representa el circuito recorrido por la corriente del defecto, esta impedancia se calcula una vez se han totalizado separadamente las diferentes resistencias y reactancias del circuito del defecto, incluida la fuente de alimentación, hasta el punto considerado.

Las impedancias de la red aguas arriba: en la mayor parte de los cálculos no va más allá del punto de suministro de energía, el conocimiento de la red aguas arriba se limita generalmente a las indicaciones facilitadas por la compañía distribuidora, es decir, únicamente a la potencia de cortocircuito S_{cc} (en MVA) en el punto de conexión a la red. La impedancia equivalente a la red aguas arriba es:

$$Z_a = \frac{U^2}{S_{cc}}, \text{ siendo } U \text{ la tensión línea de la red en vacío.}$$

La impedancia interna del transformador se calcula a partir de la tensión de cortocircuito U_{cc} expresada en %:

$$Z_T = U_{cc} \cdot \frac{U^2}{S_n}, \text{ siendo}$$

U = tensión de línea, en vacío, del transformador

S_n = potencia aparente del transformador

$U \cdot U_{cc}$ = tensión que debemos aplicar al primario del transformador para que el secundario sea recorrido por la intensidad nominal I_n , estando los bornes del secundario BT en cortocircuito.

Al tomar en cuenta la impedancia aguas arriba del transformador y la impedancia interna de éste, la corriente de cortocircuito se expresa por:

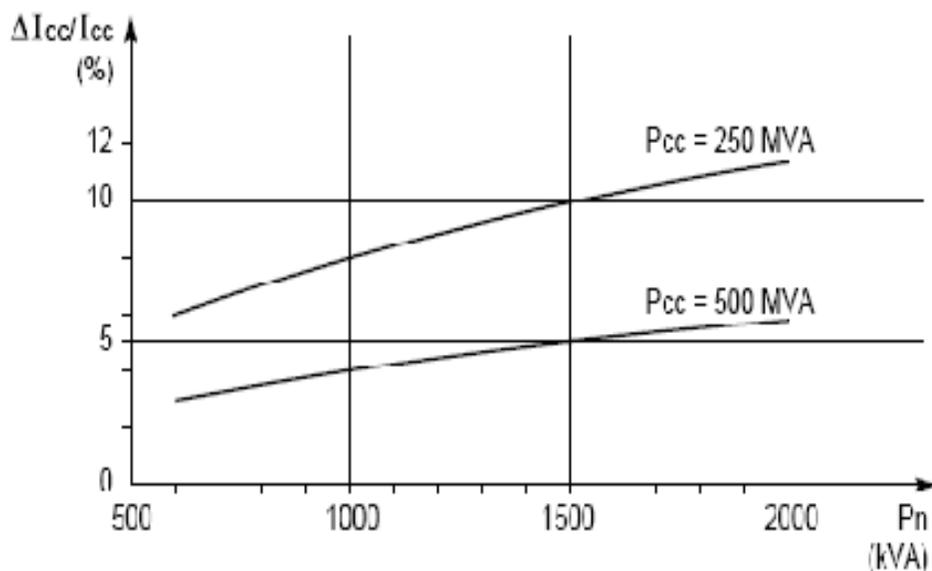
$$I_{cc} = \frac{U}{\sqrt{3}(Z_a + Z_T)}$$

En este caso, la impedancia de la red aguas arriba puede despreciarse, con lo que el valor de la corriente es:

$$I_{cc}' = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot Z_T}$$

La figura 39 indica el nivel de error que representa el hecho de despreciar la impedancia de la red aguas arriba en el cálculo de I_{cc} . Esta gráfica muestra claramente que podemos despreciar también esta impedancia para redes en las que la potencia de cortocircuito S_{cc} es importante con relación a la potencia S_n del transformador.

Figura 39 **Error previsto en el cálculo de la I_{cc} cuando se desprecia la impedancia de la red aguas arriba del transformador Z_a**



Fuente: Georges Thomasset. **Calculo de corrientes de corto circuito.** Pág. 19

La impedancia de las líneas Z_L de baja tensión depende de sus componentes (resistencia y reactancia unitarias) y de su longitud, o la resistencia unitaria R_L de las líneas áreas, cables y juegos de barras se calcula

con la ecuación $R_L = \frac{\rho}{S}$ donde:

S = sección del conductor

ρ = resistividad del conductor, teniendo en cuenta que el valor a adoptar depende de la corriente de cortocircuito calculada, máxima o mínima.

Tabla X Valores de resistividad de casos probables

Regla	Resistividad (*)	Valor de la resistividad		Conductores afectados
		($\Omega \text{ mm}^2/\text{m}$)		
		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 sollicitaciones térmicas de los conductores	$\rho_1 = 1,5 \rho_{20}$	0,027	0,043	Fase-Neutro 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: Georges Thomasset. **Cálculo de corrientes de corto circuito.** Pág. 19

La tabla XI, da estos valores para cada uno de los casos probables pero en realidad en BT y para conductores de sección inferior a 150 mm^2 , sólo se tiene en cuenta el valor de la resistencia o la reactancia unitaria de las líneas aéreas, cables y juegos de barras.

Tabla XI **Valores de las reactancias de los cables según su tipo de conexión**

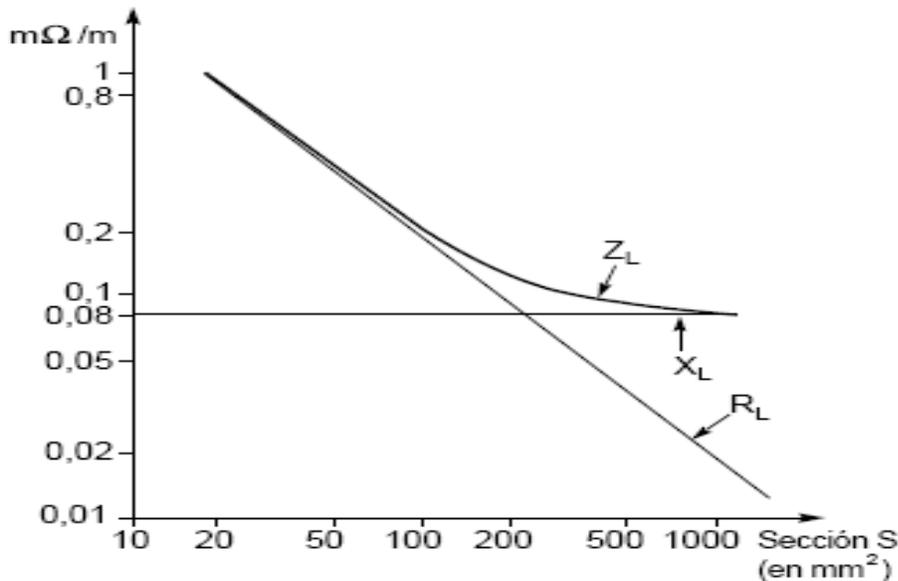
Tipo de instalación	Juego de barras	Cable trifásico	Cables unipolares separados	Cables unipolares colocados en triángulo	3 cables en línea juntos	3 cables en línea separados «d»: $d = 2r$ $d = 4r$
Esquema						
Reactancia unitaria valores extremos en $m\Omega/m$	0,15	0,08	0,15	0,085	0,095	0,145 0,19
Reactancia unitaria valores extremos en $m\Omega/m$	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: Georges Thomasset. **Cálculo de corrientes de corto circuito.** Pág. 20

La impedancia de las conexiones cortas entre el punto de distribución y el transformador MT/BT puede despreciarse si se admite un error, en exceso, en la corriente de cortocircuito; error tanto mayor cuanto mayor sea la potencia del transformador, la capacidad de los cables respecto a tierra (modo común), de 10 a 20 veces mayor que la de las líneas, debe de tenerse en cuenta en los casos de defecto a tierra.

La utilización de las curvas de RL y de XL de la figura 40 permite deducir las secciones de los cables para las que la impedancia puede considerarse igual a la resistencia o la reactancia.

Figura 40 Impedancia ZI de un cable trifásico a 20 °C conductor de cobre



Fuente: Georges Thomasset. **Cálculo de corrientes de corto circuito.** Pág. 20

Las curvas de R_L y de X_L (figura 40) nos muestran que la impedancia Z_L admite dos asíntotas, la recta R_L para las secciones pequeñas y la recta $X_L = 0,08 \text{ mW/m}$ para las mayores, la curva de impedancia Z_L , se confunde con sus asíntotas, pero sólo para secciones inferiores a 120 mm^2 o superiores a 1000 mm^2 . Las impedancias de las máquinas giratorias se expresan generalmente bajo la forma de un porcentaje como $I_{cc} / I_n = 100 / x$ (donde x es equivalente a la u_{cc} de los transformadores), o sea: $Z = \frac{X}{100} \cdot \frac{U^2}{S_n}$ donde:

U = tensión de línea del alternador en vacío

S_n = potencia aparente (en VA) del alternador

Además, para valores bajos de R/X , del orden de 0.1 a 0.2 en BT, los valores de la impedancia Z y de la reactancia X se confunden.

Motores y compensadores asíncronos, el comportamiento de estas máquinas en cortocircuito es semejante al de los alternadores, suministran a la red una intensidad que es función de su reactancia en % (Tabla XII).

Tabla XII **Reactancia en % de motores y compensadores síncronos**

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

Un motor asíncrono, separado bruscamente de la red, mantiene en sus bornes una tensión que se amortigua en pocas centésimas de segundo, cuando en sus bornes se produce un cortocircuito, el motor genera una intensidad que se amortigua más rápidamente, con una constante de tiempo de aproximadamente: 2/100 segundos para los motores a jaula simple de hasta 100 kW y de 3/100 segundos para los motores de doble jaula de más de 100 kW. El motor asíncrono ante un cortocircuito es un generador al que podemos atribuir una impedancia (sólo subtransitoria) del 20% al 25%.

Ahora encontramos el problema que plantea la existencia de gran cantidad de motores de pequeña potencia unitaria que se hallan instalados en las redes industriales, es difícil prever el número medio de motores en servicio que aportarán energía en el momento de un cortocircuito. Por eso es habitual considerar globalmente la contribución a la corriente total de defecto del conjunto de los motores asíncronos de una instalación BT.

Se comparan con una fuente única, que aporta al JdB una intensidad igual a $\frac{I_{arranque}}{I_n}$ veces la suma de las intensidades nominales de todos los motores instalados.

Para los interruptores automáticos BT, es correcto tomar un valor de 0.15 mW para su reactancia y despreciar la resistencia, para los aparatos de corte hay que hacer una distinción según la velocidad de apertura o corte.

Ciertos aparatos abren muy rápidamente y reducen notablemente las corrientes de cortocircuito, son los llamados rápidos o limitadores, con ellos los esfuerzos electrodinámicos y las sollicitaciones térmicas que se presentan en la instalación son notablemente inferiores a los teóricos, los otros aparatos, como los interruptores automáticos con retardo a la apertura, no tienen esta ventaja.

La influencia de los arcos en el punto de falla se debe a la corriente de cortocircuito que atraviesa normalmente un arco en el punto del defecto, cuya resistencia es apreciable y muy variable, de hecho la caída de tensión en un arco de defecto varía entre 100 y 300 V.

Hay otros elementos que pueden presentar impedancias no despreciables es el caso de los filtros antiarmónicos y bobinas de choque, destinadas a limitar las corrientes de cortocircuito, que evidentemente deben de tenerse en cuenta en el cálculo, y también los transformadores de corriente con primario bobinado cuya impedancia varía según el calibre y la construcción.

3.2.3 Relación entre las impedancias de los diversos niveles de tensión

Las impedancias en función de la tensión y la potencia de cortocircuito S_{cc} en un punto determinado de la red, viene definida por:

$$S_{cc} = U \cdot I \sqrt{3} = \frac{U^2}{Z_{cc}}$$

Esta expresión de la potencia de cortocircuito implica, por definición, que S_{cc} es invariable, en un punto determinado de la red, cualquiera que sea la tensión la expresión es $I_{cc_3} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot Z_{cc}}$ y nos indica que todas las impedancias deben de calcularse refiriéndolas a la tensión del punto del defecto.

Así, la impedancia de una línea AT ha de multiplicarse por el cuadrado de la inversa de la relación de transformación, para el cálculo de un defecto, lado BT del transformador:

$$Z_{BT} = Z_{AT} \left(\frac{U_{BT}}{U_{AT}} \right)^2$$

Un método simple permite evitar estas dificultades: el denominado de las impedancias relativas, se trata de un método de cálculo que permite establecer una relación entre las impedancias de los diferentes niveles de tensión de una instalación eléctrica. Este método se apoya sobre la convención de que las impedancias (en ohmios) se dividen por el cuadrado de la tensión de línea (en voltios) a la que es llevada la red en el punto donde están conectadas; se obtienen valores de impedancias relativas para los siguientes casos:

- Para las líneas y los cables, las resistencias y las reactancias relativas son:

$$R_R = \frac{R}{U^2} \quad \text{y} \quad X_R = \frac{X}{U^2}$$

- Para los transformadores, la impedancia se expresa a partir de sus tensiones de cortocircuito U_{cc} y de sus potencias nominales S_n :

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

- Para las máquinas rotativas, la fórmula es idéntica, pero representado la impedancia en %.

Para en conjunto, una vez compuestas todas las impedancias relativas, la potencia de cortocircuito se establece con la siguiente expresión:

$$S_{cc} = \frac{1}{\sum Z_R}$$

Así, S_{cc} es la potencia de cortocircuito en VA en el punto de tensión U.

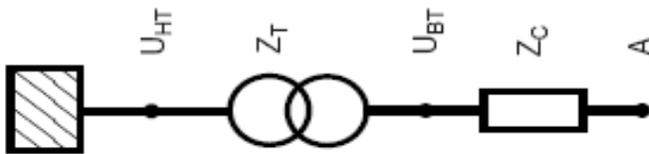
$$I_{cc} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{1}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \sum Z_R} \quad \text{donde}$$

$\sum Z_R$ representa la composición vectorial (y no la suma algebraica) de todas las impedancias relativas aguas arriba.

$\sum Z_R$ es la impedancia relativa de la red aguas arriba, vista desde el punto de tensión U.

Por ejemplo, si se considera el esquema simple de la figura 41.

Figura 41 **Cálculo de S_{cc} en el punto A**

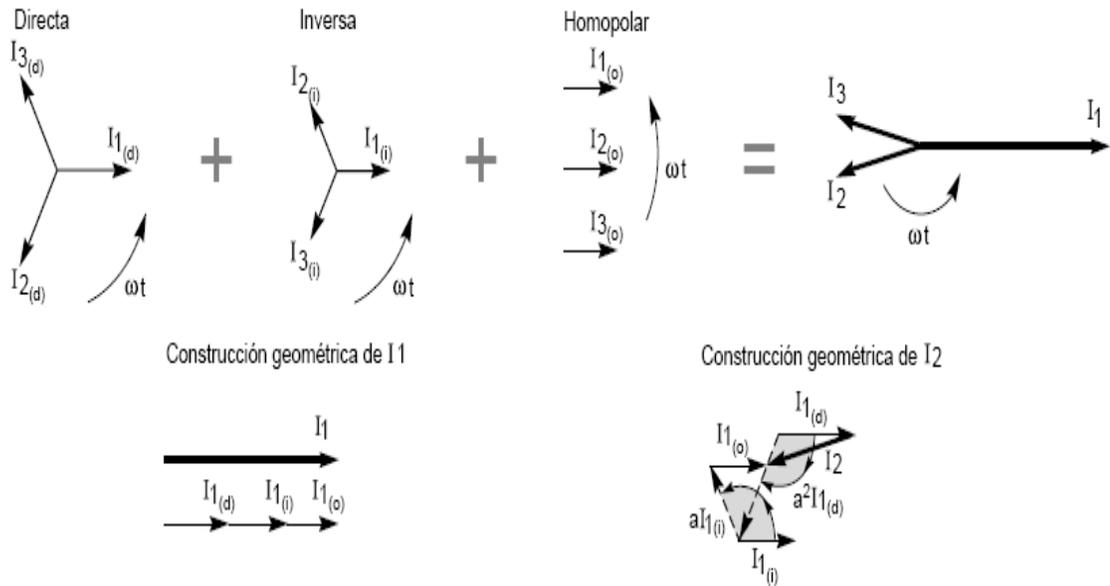


En el punto A: $S_{cc} = \frac{U_{BT}^2}{Z_T \left(\frac{U_{BT}}{U_{AT}} \right)^2 + Z_c}$, donde $S_{cc} = \frac{1}{\frac{Z_T}{U_{AT}^2} + \frac{Z_c}{U_{BT}^2}}$

3.3 Cálculo de I_{cc} en redes radiales con la ayuda de componentes simétricas

Así como el teorema de Leblanc que dice que un campo alterno rectilíneo de amplitud senoidal equivale a dos campos rotativos de sentidos inversos, la definición de las componentes simétricas se basa en la equivalencia entre un sistema trifásico desequilibrado y la suma de tres sistemas trifásicos equilibrados: directo, inverso y homopolar como se observa en la figura 42 a continuación.

Figura 42 **Construcción gráfica de la suma de tres sistemas trifásicos directo, inverso y homopolar**



Fuente: Georges Thomasset. **Cálculo de corrientes de corto circuito.** Pág. 29

Para el cálculo de las corrientes de defecto se utiliza el principio de superposición, para la explicación que sigue, el sistema se define tomando la corriente \bar{I}_1 como referencia de rotación, con:

$\bar{I}_1 d$ como su componente directa

$\bar{I}_1 i$ como su componente inversa

$\bar{I}_1 o$ como su componente homopolar

Por ejemplo, la suma gráfica de vectores da, para \bar{I}_2 , el siguiente resultado

$$\bar{I}_2 = a^2 \cdot \bar{I}_1 d + a \cdot \bar{I}_1 i + \bar{I}_1 o$$

Las corrientes \bar{I}_1 e \bar{I}_3 se expresan de la misma forma, obteniéndose el

sistema:

$$\begin{cases} \bar{I}_1 = \bar{I}_1 d + \bar{I}_1 i + \bar{I}_1 o \\ \bar{I}_2 = a^2 \cdot \bar{I}_1 d + a \cdot \bar{I}_1 i + \bar{I}_1 o \\ \bar{I}_3 = a \cdot \bar{I}_1 d + a^2 \cdot \bar{I}_1 i + \bar{I}_1 o \end{cases}$$

Estas componentes simétricas de corriente están relacionadas con las componentes simétricas de tensión por las impedancias correspondientes:

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

Estas impedancias se definen a partir de las características de los diferentes elementos (indicados por los constructores) de la red eléctrica estudiada. Con estas características hay que resaltar que $Z_i \gg Z_d$ salvo para las máquinas rotativas, cuando Z_o varía según los elementos. La siguiente tabla da la característica homopolar de los diferentes elementos de una red eléctrica.

Tabla XIII Característica homopolar para diferentes elementos

Elementos	Z_o
Transformador (visto lado secundario) sin Neutro	∞
Yyn o Zyn	∞
Flujo libre	∞
Flujo Forzado	10 a 15 X_d
Dyn ó YNyn	X_d
Primario D o Y + zn	0.1 a 0.2 X_d
Maquina Sincronía	- 0.5 Z_d
Maquina Asíncrona	-0
Línea	= 3 Z_d

3.3.1 Método de componentes simétricas

El cálculo con la ayuda de las componentes simétricas resulta útil para el caso de defectos en redes trifásicas desequilibradas, porque las impedancias clásicas, R y X, llamadas cíclicas no se pueden utilizar debido a los fenómenos magnéticos, por lo tanto, es necesario este tipo de cálculo en los siguientes casos:

- Si se trata de un sistema no simétrico de tensiones y corrientes (vectores de Fresnel con módulos diferentes y desfases diferentes de 120 grados), es el caso de un cortocircuito monofásico (fase-tierra), bifásico, o bifásico con tierra.
- Si la red tiene sobre todo máquinas rotativas y transformadores especiales conexión estrella-estrella.

Este método es aplicable a cualquier tipo de red de distribución radial y para cualquier tensión.

3.3.2 Cálculo según la norma IEC 60909 y norma IEEE

La norma IEC 60909 define y presenta un procedimiento, que pueden usar los ingenieros no especializados, que utiliza las componentes simétricas. Se aplica a redes eléctricas con una tensión de servicio que sea inferior a 230 kV.

Desarrolla el cálculo de las corrientes de cortocircuito máximas y mínimas, las primeras permiten determinar las características que hay que asignar a los materiales eléctricos y las segundas son necesarias para ajustar el calibre de las protecciones de sobreintensidad. Esta norma se completa para su aplicación sobre redes BT, con la guía IEC 60781 cuyo procedimiento es el siguiente:

- 1) Cálculo de la tensión equivalente en el punto de defecto, igual a:

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

Se introduce un factor "c" de la tensión porque es necesario para tener en cuenta los siguientes aspectos.

- Las variaciones de tensión en el espacio y en el tiempo.
- Los cambios eventuales en las conexiones de los transformadores.
- El comportamiento subtransitorio de los alternadores y de los motores.

Según los cálculos a efectuar y los márgenes de tensión considerados, los valores normativos de este factor de tensión están indicados en la tabla XIV.

- 2) Determinación y suma de la impedancia equivalente, directa, inversa y homopolar, aguas arriba del punto de defecto.
- 3) Cálculo de la corriente de cortocircuito inicial, con ayuda de las componentes simétricas.
- 4) A partir del valor de I_{cc} (I_k''), se calculan otras magnitudes como I_{cc} de cresta, I_{cc} permanente o incluso I_{cc} permanente máxima.

Tabla XIV Valores del factor c para baja y alta tensión

Tensión Nominal Un Baja Tensión	Factor de tensión c para el calculo de I_{cc} max.	Factor de tensión c para el calculo de I_{cc} min.
230-400 V	1	0.95
Otros	1.05	1
En alta Tensión de 1 a 230 Kv	1.1	1
Valores del factor de tensión c (IEC 60909)		

En la práctica, según el tipo de defecto, las fórmulas a emplear para el cálculo de I_{cc} están indicadas en la tabla de XV.

Tabla XV **Valores de las corrientes de cortocircuito en función de la impedancia directa, inversa y homopolar de una red (IEC60909)**

Tipo de cortocircuito	I_k'' Caso general	Defecto alejado de los generadores
Trifásico (Z_t 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 reactancias de una fase conectadas en serie</p>		
Bifásico aislado ($Z_t = \infty$)	$= \frac{c \cdot U_n}{ Z_d + Z_i }$	$= \frac{c \cdot U_n}{2 Z_d }$
Monofásico	$= \frac{c \cdot U_n \sqrt{3}}{ Z_d + Z_i + Z_o }$	$= \frac{c \cdot U_n \sqrt{3}}{ 2 Z_d + Z_o }$
Bifásico a tierra (Z_{cc} entre fases = 0)	$= \frac{c \cdot U_n \sqrt{3} Z_i }{ Z_d \cdot Z_i + Z_i \cdot Z_o + Z_d \cdot Z_o }$	$= \frac{c \cdot U_n \sqrt{3}}{ Z_d + 2 Z_o }$

Fuente: Georges Thomasset. **Calculo de corrientes de corto circuito**. Pág. 31

Los datos de la tabla XV presentada anteriormente son, tensión eficaz compuesta de la red trifásica, corriente de cortocircuito en valor modular = I_k'' , impedancias simétricas (Z_d , Z_i , Z_o), impedancia de cortocircuito (Z_{cc}), impedancia de tierra (Z_t). La Influencia de la distancia de separación entre el defecto y el alternador usando el método de las impedancias nos hace distinguir dos casos:

- El de los cortocircuitos alejados de los alternadores, que corresponde a las redes en las que las corrientes de cortocircuito no tienen componente alterna amortiguada, generalmente el caso de circuitos BT.
- El de los cortocircuitos próximos a los alternadores, que corresponde a las redes para las que las corrientes de cortocircuito tienen componentes alternas amortiguadas.

Este segundo caso se presenta generalmente en AT, pero, alguna vez puede también presentarse en BT cuando, por ejemplo, un grupo generador de emergencia alimenta derivaciones preferentes o prioritarias.

Hay que destacar que los motores asíncronos pueden también alimentar un cortocircuito, pudiendo alcanzar su aportación el 30% del valor de I_{cc} de la red durante los treinta primeros milisegundos.

Las condiciones a respetar para el cálculo de las corrientes de cortocircuito máxima y mínima son:

- 1) El factor de tensión "c" a aplicar corresponde al cálculo de cortocircuito máximo.
- 2) De las hipótesis y aproximaciones citadas en norma IEC 60909 sólo deben considerarse las que nos conducen a un cálculo por exceso.
- 3) Las resistencias R_L de las líneas (líneas aéreas, cables, conductores de fase y neutro) hay que considerarlas a una temperatura de 20 °C.

Para el cálculo de las corrientes de cortocircuito mínimas, hay que considerar:

- 1) Aplicar el valor del factor de tensión c correspondiente a la tensión mínima autorizada para la red.
- 2) Elegir la configuración de la red y, en ciertos casos, la alimentación mínima para generadores y líneas de alimentación de la red, de tal manera que nos conduzcan al valor mínimo de la corriente de cortocircuito en el punto del defecto.
- 3) Tener en cuenta la impedancia de los JdB, la de los transformadores de corriente, etc.
- 4) Ignorar los motores.

5) Considerar las resistencias R_L a la temperatura más elevada previsible:

$$R_L = \left[1 + \frac{0.004}{^\circ C} (\theta_e - 20^\circ C) \right] \cdot R_{L20}$$

donde R_{L20} es la resistencia a la temperatura de 20 °C y θ_e la temperatura (en °C) admisible para el conductor al acabar el cortocircuito, el factor 0.004 / °C se aplica al cobre, al aluminio y a las aleaciones de aluminio.

3.3.3 Norma IEC 60947-2 y norma IEEE

Los interruptores automáticos de tipo industrial responden a la norma IEC 60947-2. El peso cada vez más importante de los problemas del entorno, en especial la compatibilidad electromagnética (CEM), ha llevado a los jerarquías de normalización a integrar en la norma de los interruptores automáticos las recomendaciones relativas a estos fenómenos según tabla XVI.

Tabla XVI **Cuadro de ensayos CEM que sigue al anexo F de la norma IEC 60947-2**

ensayo	perturbaciones	ensayos realizados
F.4.1	corrientes no senoidales	3 ensayos con factor de cresta ≈ 2 $H_3 \approx 80\%$; $H_5 \approx 50$ y $H_3 \geq 60\% + H_5 \geq 14\% + H_7 \geq 7\%$
F.4.2	caídas de tensión e interrupciones	reducción de la corriente del 30%, 60%, 100% durante 0,5 a 50 periodos
F.4.3	variaciones de frecuencia	gama de frecuencias del interruptor automático. Paso: 1 Hz
F.5	transitorios conducidos y perturbaciones AF:	
F.5.2.2.1	IEC 61000-4-4: transitorios rápido	onda de 5/50 ns (Fr: 2,5 kHz) valor 4 kV,
F.5.2.2.2	IEC 61000-4-5: ondas de choque	onda de 1,2/50 μ s - 6 kV; y 8/20 μ s - 3 kA
F.6	perturbaciones electrostáticas IEC 61000-4-2	descargas por contacto 8 kV
F.7	perturbaciones por campos electromagnéticos IEC 61000-4-3	de 26 a 1000 MHz 10 V/m modulación de amplitud 80% 1 MHz

Fuente: Michel Collombet. **Las corrientes armónicas, transitorias y cíclicas.** Pág. 23

La garantía aportada por la norma es el respeto de la norma IEC 60947-2, en especial al anexo F, y un diseño adaptado son la garantía de fiabilidad para un interruptor automático electrónico.

Además, las pruebas exigidas por la IEC 60947-2 garantizan al diseñador de la instalación y al usuario una perfecta aptitud para la función de protección.

3.3.4 Ecuaciones de las corrientes y ejemplos

El cálculo de las diferentes corrientes de cortocircuito iniciales I_K'' se efectúa por aplicación de las fórmulas. El valor de cresta i_p de la corriente de cortocircuito, en las redes no malladas, puede calcularse, cualquiera que sea la naturaleza del defecto, a partir de la fórmula:

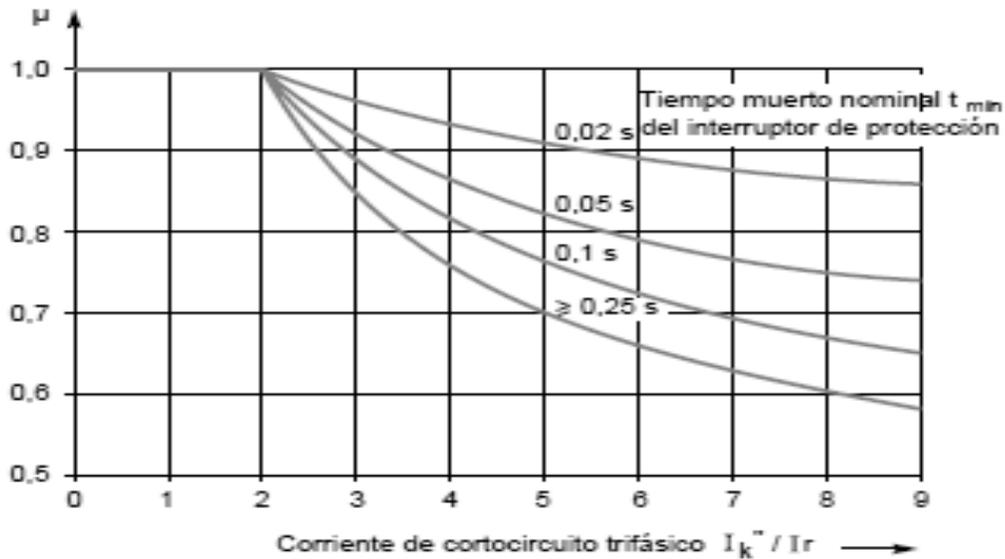
$$i_p = K\sqrt{2}I_K'' \quad \text{donde:}$$

I_K'' = corriente de cortocircuito inicial

K = factor, función de la relación R/X del circuito, que se determina sobre la curva de la figura 44, o también puede calcularse por la fórmula aproximada:

$$K = 1.02 + 0.98 \cdot e^{-3\frac{R}{X}}$$

Figura 43 Corriente de cortocircuito cortada



Fuente: Georges Thomasset. **Calculo de corrientes de corto circuito.** Pág. 33

El cálculo de la corriente de cortocircuito cortada I_b sólo es necesario en el caso de un defecto cercano a los alternadores y cuando la protección queda asegurada por interruptores automáticos retardados. Recordamos que esta corriente sirve para determinar el poder de corte de los interruptores automáticos, esta corriente puede calcularse, con una buena aproximación, con la ayuda de la siguiente fórmula:

$$I_b = \mu \cdot I_K'' \text{ en la que:}$$

La corriente de cortocircuito permanente I_K depende del estado de saturación del circuito magnético de los alternadores, su cálculo es menos preciso que el de la corriente simétrica inicial. Los métodos de cálculo propuestos podemos considerarlos como orientados a obtener una estimación suficientemente precisa de los valores superior e inferior para el caso en que el cortocircuito es alimentado por un alternador o por una máquina sincrónica.

La corriente de cortocircuito mínima permanente se obtiene para una excitación constante (mínima) en vacío de la máquina síncrona y nos viene dada por:

$$I_{K_{\min}} = \lambda_{\min} \cdot I_r$$

donde

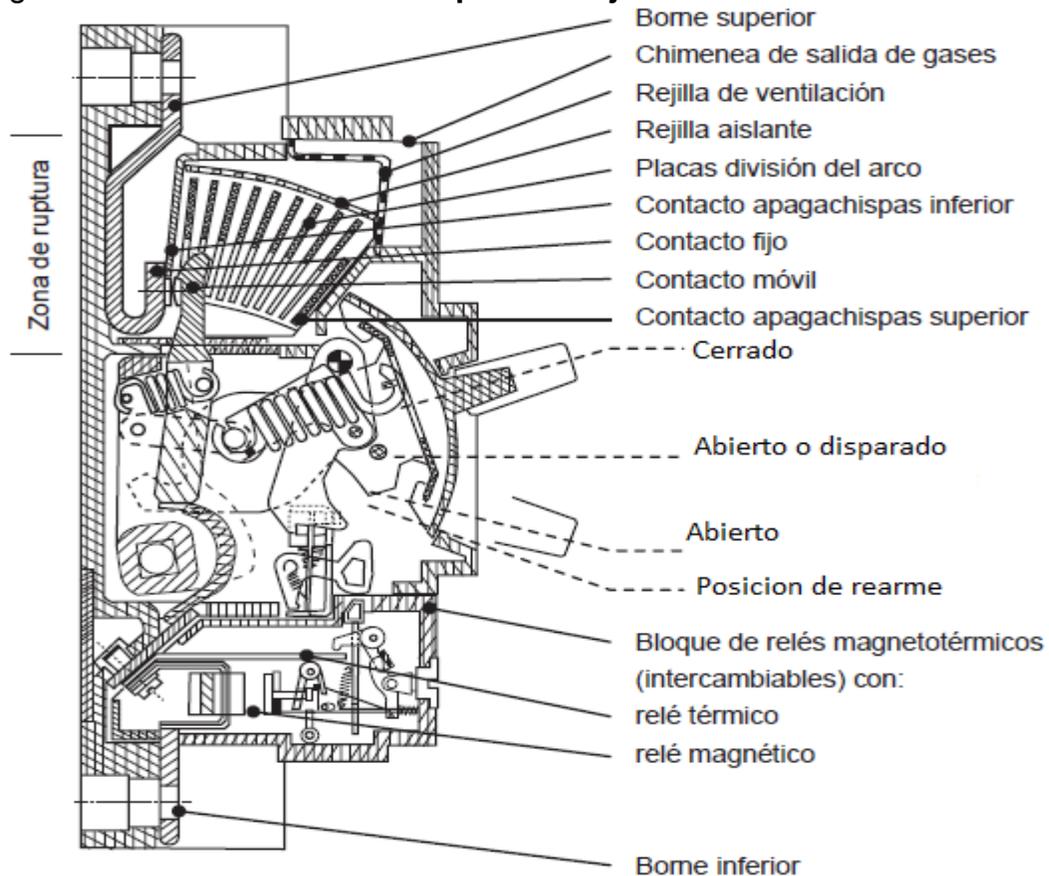
I_r = valor asignado de corriente en los bornes del alternador.

λ = factor dependiente de la inductancia de saturación $X_{d_{sat}}$.

4. INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS DE BAJA TENSIÓN

Un interruptor automático (figura 45) es un aparato de conexión capaz de cerrar e interrumpir un circuito ante cualquier valor de la corriente hasta su poder de ruptura último: I_{cu} (norma IEC 60947-2). Aunque su función básica es la interrupción de las corrientes de cortocircuito y de sobrecarga por acción reflejante, permite también, mediante una acción exterior voluntaria, el corte de corrientes de sobrecarga y normales, además una vez abierto asegura un aislamiento en tensión del circuito interrumpido.

Figura 44 Corte de un interruptor de baja tensión industrial



Fuente: Robert Morel. *Las técnicas de corte de los interruptores automáticos BT*. Pág. 23

El diseño de un interruptor automático que reúna en una misma caja todas estas funciones ha hecho adoptar soluciones específicas en cuanto a mecanismos de cierre y apertura, relés, circuitos eléctricos de los polos, elementos de corte (contactos, cámaras de corte, etc).

La misión principal asignada a un interruptor automático es proteger contra condiciones anormales de funcionamiento (sobrecargas y cortocircuitos) la instalación eléctrica y los conductores situados aguas abajo. Para asegurar eficazmente esta función, el relé del interruptor automático debe tener en cuenta la evolución de los receptores, esta evolución se caracteriza por:

- Una perturbación rica en armónicos, el desarrollo de la electrónica de potencia y por tanto de las cargas no lineales (máquinas de proceso de datos, rectificadores, reguladores, etc) y la evolución de la tecnología de los receptores (lámparas de descarga, lámparas fluorescentes) han aumentado la intensidad de las corrientes armónicas en las redes de distribución.
- Corrientes transitorias más frecuentes debidas tanto a las cargas clásicas como a las nuevas que generan corrientes de arranque importantes como condensadores para la compensación del factor de potencia (cuyo valor de referencia ha aumentado), transformadores BT/BT, pero también rectificadores con entrada a condensador cada vez más utilizados (lámparas con encendido electrónico, ordenadores).
- Receptores automatizados con funcionamiento cíclico debido a la creciente automatización ya que implica maniobras cada vez más repetitivas de los receptores, como por ejemplo los motores de las cadenas de montaje, los mecanismos de producción, la regulación térmica mediante trenes de ondas, etc.

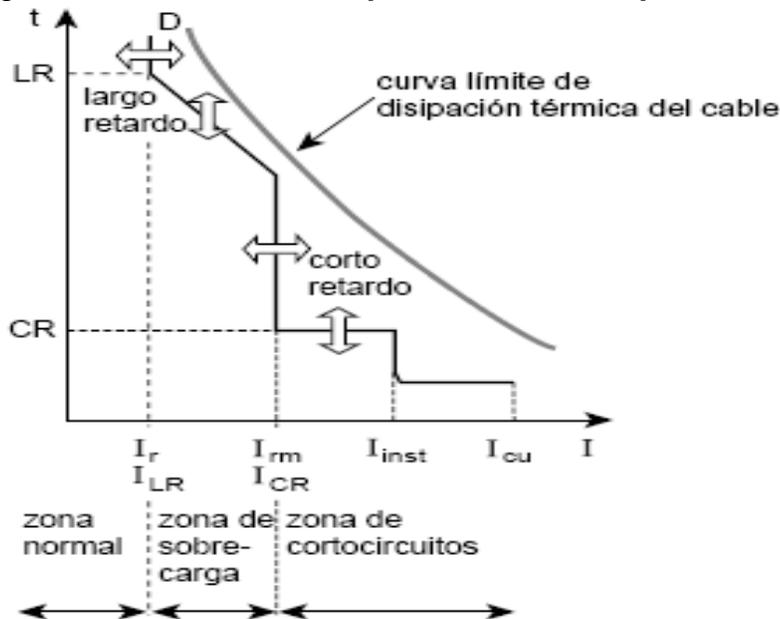
La exigencia de una mayor continuidad y calidad del servicio aumenta con el fin de evitar los cortes de tensión y mejorar la continuidad del servicio obligando a instalar fuentes de alimentación de emergencia como los grupos electrógenos, estos tienen características especiales que la protección deberá integrar, por ejemplo, una impedancia mucho mayor de la fuente, lo que aumenta las perturbaciones debidas a las corrientes armónicas reduciendo el valor de las corrientes de defecto y modificando por tanto los valores de ajuste de las protecciones. Para evitar los disparos intempestivos es fundamental que las protecciones no actúen si no hay un riesgo real, estos disparos son contrarios a las exigencias de seguridad y comodidad del usuario y provocan interrupciones muy costosas en la industria. En las instalaciones de BT se utilizan mucho los interruptores automáticos de 1 a 6500 A, sus relés pueden ser de dos tecnologías diferentes:

- Relés termomagnéticos, se aplican sobre todo en la gama doméstica e industrial de pequeño calibre. En estos aparatos de tipo modular, el relé está integrado en el interruptor automático.
- Relés electrónicos, reservados exclusivamente a los interruptores automáticos de gran calibre, aunque actualmente se utilizan también en toda la gama de valores, porque esta solución ofrece una gran flexibilidad y porque se han hecho cada vez más económicos.

4.1 Curvas de protección

La figura 45 muestra la curva de disparo de un interruptor automático termomagnético en la que se puede observar que depende de tres valores básicos del ajuste térmico, el ajuste magnético y el poder de corte último.

Figura 46 **Curvas de disparo de un interruptor automático electrónico**



Fuente: Michel Collombet. **Los interruptores automáticos de BT.** Pág. 11

4.1.1 Protección térmica

La protección termomagnética, puede tener un relé térmico que funciona a base del calentamiento de un bimetálico se produce según el mismo principio que el de los conductores, es decir, la temperatura de calentamiento es proporcional al aporte de energía proporcionada por el paso de la corriente (I) durante un tiempo dado (t). Por tanto, el disparo lo provoca una energía que sigue la función $t = f(I)$, que está definida en la norma (IEC 60947-2) por un punto concreto (I, t) que corresponde a una sobrecarga del 30% durante 2 horas. Este parámetro determina el bimetálico que corresponde al calibre del relé térmico, un bimetálico es de calentamiento directo e indirecto.

De calentamiento directo para pequeños interruptores automáticos donde la corriente circula hacia el polo del interruptor automático atravesando el propio bimetálico, la constante de tiempo del bimetálico es en este caso baja y comparable con la de los cables a proteger.

De calentamiento indirecto para grandes interruptores automáticos, se enrolla directamente alrededor del bimetálico un cable aislado a través del cual circula la corriente, la distancia (de ahí la expresión de impedancia térmica) introduce un retardo en el calentamiento del bimetálico cuya constante de tiempo aumenta, sin embargo, esta constante de tiempo resulta normalmente mucho menor que la de los cables a proteger. El relé con tecnología digital utiliza el modelo de calentamiento y enfriamiento de un conductor, de hecho, modeliza la temperatura del conductor calculando su calentamiento en tiempo real siguiendo su ecuación térmica. La ecuación térmica del cable es por tanto $d\theta = A \cdot i^2 dt - \lambda \theta dt$ o también $\tau \frac{d\theta}{dt} + \theta = A \cdot i^2 \cdot t$ donde $\tau = 1/\lambda$ = constante de tiempo térmica del conductor.

Si una sobrecarga provoca el disparo de un interruptor automático o si se produce un corte en la alimentación eléctrica aguas arriba (conmutación de la carga sobre la fuente de emergencia, por ejemplo) se produce como consecuencia un enfriamiento continuo, pero en ese caso, al no estar alimentado el circuito electrónico, la tarea es diferente. Al volver la alimentación, por la conexión del interruptor automático o el reenganche de la carga, el circuito electrónico del relé recupera el valor de la tensión residual que se utilizará como nueva temperatura inicial de los conductores. Una protección contra cortocircuitos de corto retardo tiene la función de proteger la red contra sobreintensidades elevadas (en general, en distribución, del orden de 10 In, ajustable por el usuario).

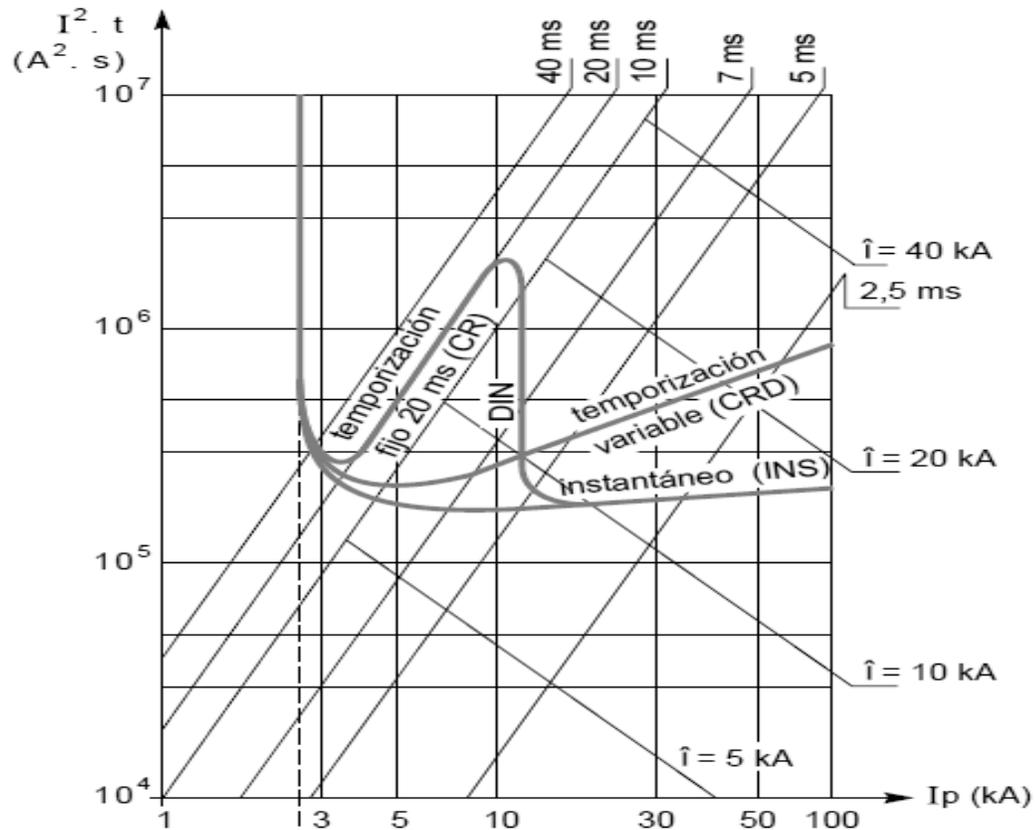
4.1.2 Protección magnética

El relé magnético de una protección termomagnética funciona de la siguiente manera.

En caso de cortocircuito, la corriente de defecto que atraviesa la bobina crea un campo magnético suficiente para provocar el desplazamiento de una lámina móvil, esta libera el mecanismo de retención de los resortes y abre los contactos con una acción brusca.

Este relé instantáneo se constituye generalmente de una U de material magnético que constituye el núcleo y de una armadura, generalmente móvil, que asegura la protección contra los cortocircuitos. Su tiempo de intervención es inferior a 50 ms en su umbral de funcionamiento (situado entre 5 y 10 veces la corriente nominal) y decrece rápidamente por debajo de 10 ms cuando la corriente aumenta (figura 47).

Figura 47 **Curvas de diferentes relés magnéticos**



Fuente: Marc Serpinet. **La selectividad energética en BT.** Pág. 13

4.1.3 Conceptos

Para diseñar un dispositivo de corte no es suficiente conocer únicamente el valor de la corriente a interrumpir. La interrupción de las corrientes es función de múltiples parámetros que dependen del tipo de generador (alternador o transformador), de las líneas y de los receptores.

Un circuito eléctrico es siempre inductivo, por lo que las variaciones de corriente a cortar generan a partir de la apertura del circuito, una contra reacción en tensión que contribuye a mantener la corriente. Esta fuerza contra-electromotriz, de tipo $L \cdot \frac{di}{dt}$, puede tener un valor importante, cualquiera que sea el valor de la corriente i , hasta la anulación de dicha corriente. Si la corriente tiene un valor importante, el valor resistivo del circuito a cortar facilita el corte; pero no supone ninguna ayuda cuando $i \gg 0$: en este caso la caída de tensión óhmica resulta despreciable.

Finalmente, por la tensión permanente producida por el generador el aparato de corte, una vez anulada la corriente, debe de resistir dieléctricamente la tensión de red que siempre está conectada. En la práctica definimos tres tipos de corriente a cortar:

- 1) Corriente de cortocircuito, esta en un punto dado del circuito, no será sistemáticamente igual a $20 i_n$ del generador porque su valor depende de las características del generador, $3\% < U_{cc} < 7\%$, pero también su valor puede ser mayor si hay varios generadores acoplados en paralelo.

- 2) Corriente de sobrecarga, esta corriente puede sobrepasar el valor nominal y resultar inaceptable a partir de un cierto tiempo, durante el periodo transitorio de arranque si en toda o parte de la instalación, la suma de las potencias de los receptores en funcionamiento rebasa las previsiones del diseñador.
- 3) Corriente nominal (o más débil), un interruptor automático destinado a cortar las enormes corrientes de cortocircuito y las prolongadas de sobrecarga, podrá, evidentemente, con corrientes más pequeñas, tal aparato de corte podrá asegurar sin ningún problema el mando y protección de circuitos y receptores.

El arco eléctrico se le presentó a la primera persona que intentó abrir un circuito recorrido por una corriente eléctrica, el efecto se debe a que el circuito inductivo dota a los electrones de suficiente energía para saltar la distancia que aparece en la zona de separación de los conductores. Normalmente, son estos electrones los que ionizan el gas, sea el que sea, y la creación de plasma facilita desde el principio el paso de la corriente.

En estas condiciones podríamos imaginar que la ruptura total es muy difícil de conseguir a no ser que, un mejor conocimiento de este fenómeno nos permita descubrir algunas propiedades entre la que podemos mencionar que el arco aparece en un medio gaseoso por perforación dieléctrica entre dos electrodos, o a partir de un valor de campo eléctrico E/d , que depende de la forma de los electrodos y de la naturaleza y densidad del gas o después de un doble sobre un material aislante con la degeneración del gas ambiente (Ver la figura 48).

Figura 48 El campo eléctrico y la influencia del campo E/d

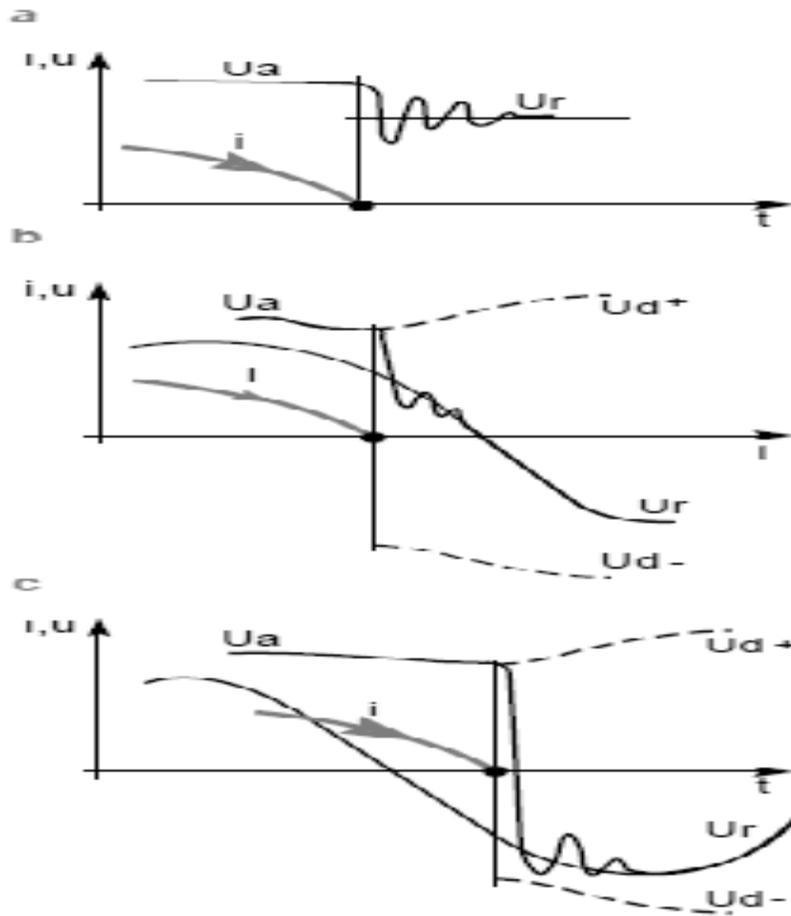


Al abrir un circuito eléctrico recorrido por una corriente como el de la figura 49, aunque el circuito sea puramente resistivo siempre hace falta una cierta separación mínima para evitar la perforación dieléctrica del medio, en realidad, los circuitos suelen ser inductivos, lo que aumenta el peligro de perforación y obliga a aumentar la distancia mínima de separación entre electrodos.

Toda tentativa de disminuir rápidamente la corriente indica la existencia de un $L \frac{di}{dt}$ importante, que favorece el arco, cualquiera que sea el valor de la intensidad, la extinción se produce cuando la corriente del arco pasa a ser cero. Cuando la corriente de arco es o pasa a ser pequeña, inferior a 10 A por ejemplo, los intercambios de energía térmica pueden llegar a ser superiores a la energía interna generada por el arco y éste muere de frío (arco congelado) lo que provoca un aumento de la tensión del arco (figura 49a). Durante este aumento de la tensión, puede aparecer una extinción brutal si las capacidades parásitas cortocircuitan el arco, fenómeno que se produce cuando la tensión de arco es y se mantiene en un valor superior a la tensión de carga de las capacidades repartidas (figura 49b), este fenómeno se denomina recortado, pero no siempre sucede.

Si la corriente de arco es importante, la columna es muy exotérmica y sólo las evoluciones conjuntas de la tensión de arco y de la tensión de la red permiten reducir y anular esta corriente.

Figura 49 El arco en condiciones de extinción
a: con tensión continua,
b: con tensión alterna siendo U_r del mismo signo que U_a en el instante del cero de corriente
c: con tensión alterna siendo U_r un signo opuesto a U_a .



Fuente: Robert Morel. **Las técnicas de corte de los interruptores automáticos BT.** Pág. 11

Una vez que se ha anulado la corriente de arco, esta tensión retorna al valor de la tensión de la red por un fenómeno de oscilación libre entre las capacidades distribuidas y las constantes L y R del circuito (figura 50). Esta acomodación de la tensión se denomina tensión transitoria de reestablecimiento (TTR), si estas capacidades son bajas, las oscilaciones tienen una frecuencia

muy alta y están muy amortiguadas, estas condiciones se dan en los siguientes casos:

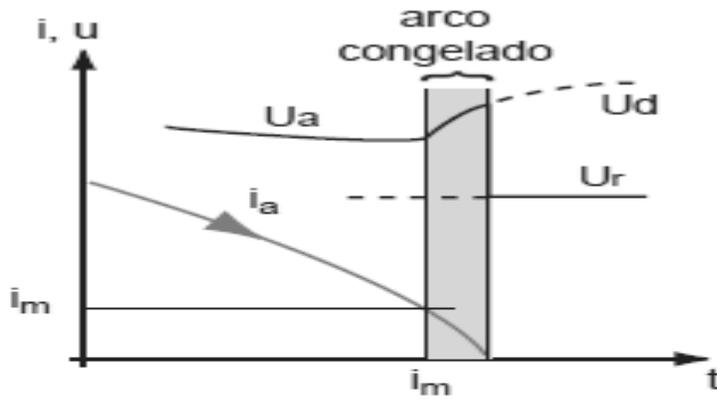
- 1) Con tensión continua (figura 51a), la tensión de arco U_a es superior a la tensión de red U_r cuando la corriente se anula y la característica de regeneración U_d se mantiene superior a U_r con TTR.
- 2) Con tensión alterna: o cuando el valor instantáneo de la tensión de la red es todavía del mismo signo que la tensión de arco en el momento del cero de corriente (figura 51b), la condición de ruptura definitiva se dará cuando la evolución posterior de la tensión de red no supere nunca las características de regeneración tanto en valores positivos como negativos.
- 3) Cuando el valor instantáneo de la tensión de la red es de signo opuesto a la tensión de arco, pero en valor absoluto inferior. La extinción del arco figura 52, es definitiva si la TTR no rebasa las características de regeneración.

En caso contrario, cuando la TTR corta la curva de regeneración, puede provocar la aparición de una corriente post-arco de carácter electroluminiscente provocando las siguientes situaciones:

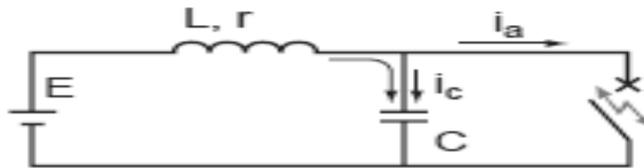
- Si la corriente post-arco persiste con tipo o carácter congelado las condiciones de extinción subsisten.
- Si la corriente post-arco rebasa un valor crítico con una tensión igualmente crítica, se producirá un reencendido de la corriente de arco y deberemos esperar un nuevo cero de la corriente para poder extinguirlo (ver figura 52).

Figura 50 Extinción del arco eléctrico por recortado

a: extinción del arco

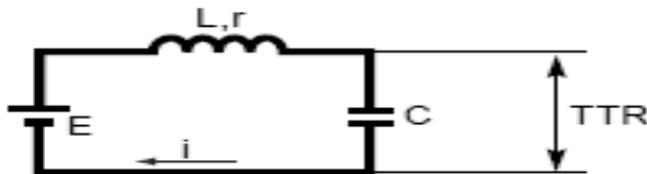
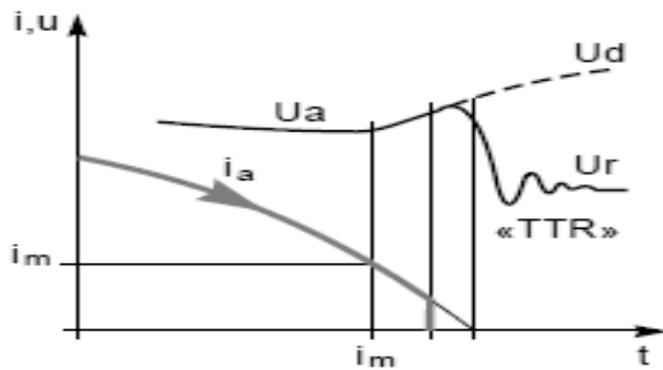


b: las capacidades parásitas «cortocircuitan» el arco



Fuente: Robert Morel. Las técnicas de corte de los interruptores automáticos BT. Pág. 10

Figura 51 La tensión transitoria de reestablecimiento



Fuente: Robert Morel. Las técnicas de corte de los interruptores automáticos BT. Pág. 10

4.1.4 Selectividad

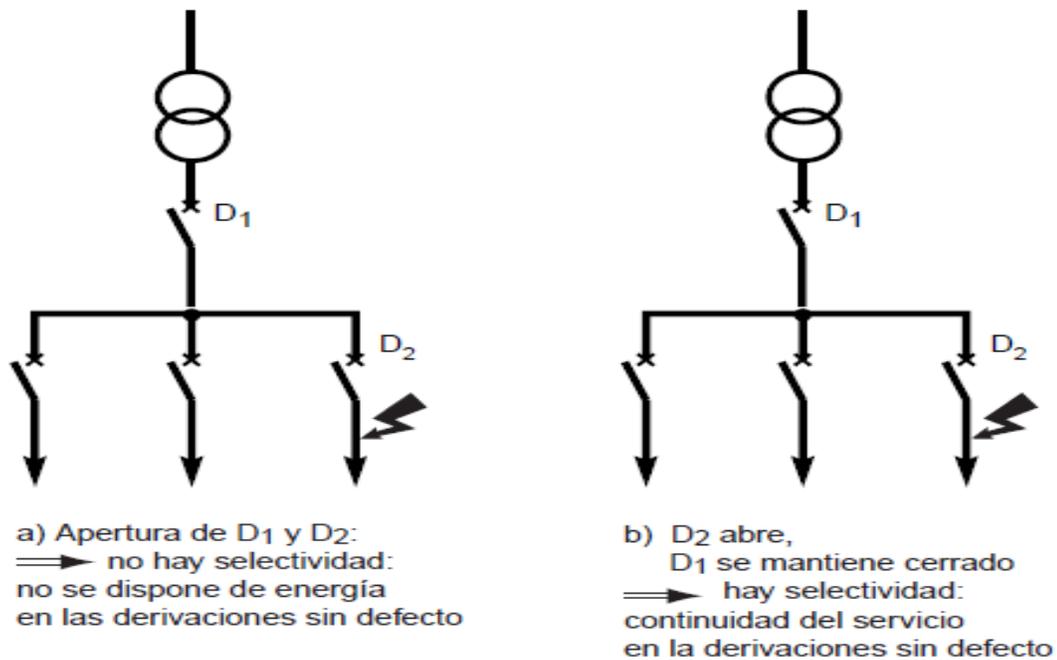
El objetivo de la selectividad es desconectar de la red el receptor o derivación con defecto y sólo ello, para conseguir el objetivo de continuidad de servicio en su grado máximo. Si no se realiza un estudio de selectividad o éste está mal realizado, un defecto eléctrico puede producir el disparo de varios dispositivos de protección, es por ello que un único defecto puede provocar la falta de tensión en una parte más o menos grande de una instalación.

Para garantizar una continuidad máxima de servicio es necesario emplear dispositivos de protección coordinados entre sí considerando que las caídas de tensión pueden provocar la apertura intempestiva de interruptores automáticos por acción de los relés de mínima tensión. A cada tipo de defecto corresponde un dispositivo específico de protección, (protección contra las corrientes de sobrecarga, de cortocircuito, de defecto a tierra, o de ausencia de tensión) pero un defecto puede, por sus características, solicitar simultáneamente a varios tipos de dispositivos de protección, bien directamente o por efecto secundario, actuar.

Para una red determinada, el estudio de la selectividad o plan de protección de una instalación, se basa en las características de los dispositivos de protección determinadas y publicadas por los fabricantes de dichos dispositivos, este estudio se inicia por el análisis de las necesidades en dispositivos específicos de protección para cada tipo de defecto y sigue un análisis de la coordinación de las diferentes protecciones que pueden verse solicitadas. Ello permite obtener la mejor continuidad de servicio garantizando al mismo tiempo la protección de los bienes y las personas.

Más adelante trataremos el problema de la selectividad en el caso de sobreintensidad (sobrecargas y cortocircuitos). La selectividad entre interruptores automáticos se materializa simplemente por la apertura o no de varios interruptores automáticos (figura 52).

Figura 52 **Comportamiento de los interruptores automáticos sobre un defecto**



Fuente: Marc Serpinet. **La selectividad energética en BT.** Pág. 7

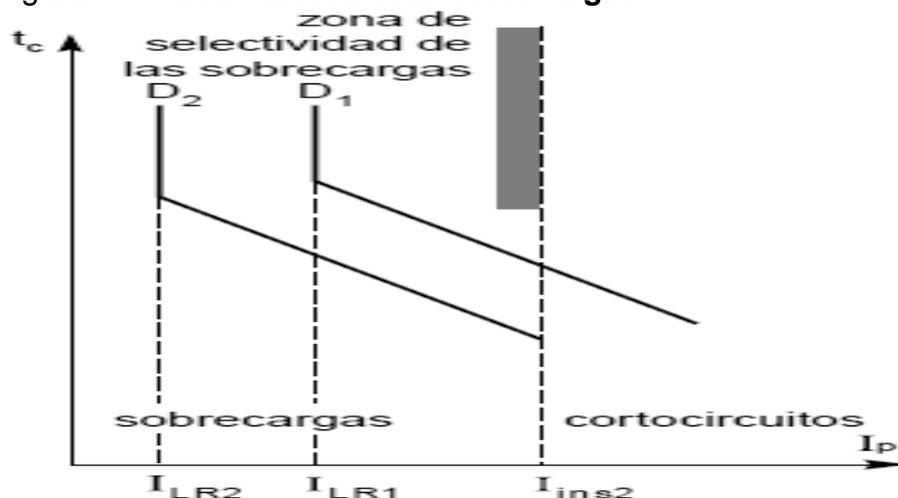
Selectividad total, una distribución la consideraremos totalmente selectiva si, para cualquier valor de corriente de defecto, sólo el dispositivo de protección situado más cerca de la falla (aguas arriba), de entre los solicitados por la corriente del defecto, abre y permanece abierto.

Selectividad parcial, decimos que hay selectividad parcial si la condición anterior no se cumple a partir de un cierto valor de la corriente de defecto. En una instalación de distribución eléctrica pueden presentarse dos tipos de defectos por sobre-intensidad, las sobrecargas y los cortocircuitos.

Generalmente consideramos que las sobrecargas son las sobreintensidades comprendidas entre 1.1 y 10 veces la intensidad de servicio. A partir de este valor, se trata de cortocircuitos que conviene eliminar en el menor tiempo posible, por la intervención de los relés instantáneos (INS), o de corto retardo (CR) de los interruptores automáticos. El estudio de la selectividad difiere según sea el tipo de defecto, en la zona de las sobrecargas se sitúa a partir del umbral de funcionamiento ILR del dispositivo de largo retardo (LR). La curva de disparo es generalmente de tiempo inverso para adaptarse mejor a la curva térmica admisible de los cables.

El método conocido y extensamente difundido consiste en trazar, en un sistema de coordenadas doble logarítmicas las curvas de los relés LR afectados por el defecto (figura 53).

Figura 53 **Selectividad a las sobrecargas**



Fuente: Marc Serpinet. **La selectividad energética en BT.** Pág. 7

Para un valor cualquiera de la sobreintensidad, la selectividad queda asegurada, en sobrecarga, si el tiempo de no desconexión del interruptor situado, aguas arriba D_1 es superior al tiempo máximo de ruptura del interruptor automático D_2 (comprendiendo el tiempo de arco).

En la zona de los cortocircuitos la selectividad se trata por comparación de las curvas del interruptor aguas arriba y del interruptor aguas abajo. Las técnicas que permiten llegar a la selectividad en cortocircuito entre dos interruptores automáticos se apoyan en el empleo de interruptores automáticos y relés de tipo o regulaciones diferentes, evitando que las curvas se superpongan o sean tangentes entre sí.

4.1.5 Filiación entre interruptores

La filiación es la utilización del poder de limitación de los interruptores automáticos, cuyo empleo está recomendado y previsto por la norma IEC 60364, esta limitación ofrece la posibilidad de instalar aguas abajo interruptores automáticos con menores poderes de corte.

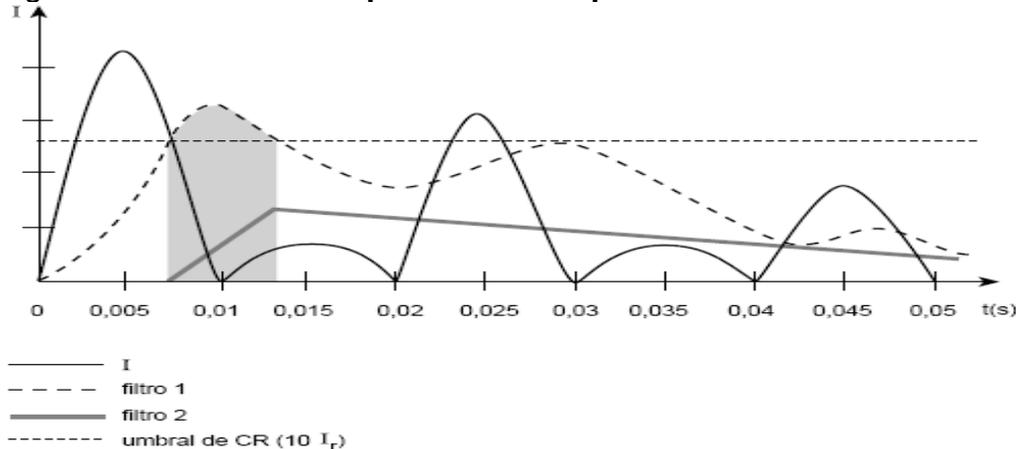
Los interruptores automáticos aguas arriba juegan entonces un papel de barrera para las fuertes intensidades de cortocircuito permitiendo de esta forma a interruptores automáticos de PdC inferior a la intensidad de cortocircuito presunta en el punto de instalación, ser solicitados con sus condiciones normales de corte, la limitación de la intensidad se hace a todo lo largo del circuito controlado por el interruptor automático limitador aguas arriba, la filiación afecta a todos los aparatos colocados aguas abajo de este interruptor automático.

La filiación al final no queda limitada sólo a dos aparatos consecutivos, puede realizarse con aparatos instalados en cuadros eléctricos diferentes, así el término filiación se relaciona de una forma general con toda asociación de interruptores automáticos permitiendo instalar en un punto de una instalación un interruptor automático de PdC inferior a la lcc presunta.

4.2 Protección contra sobretensiones transitorias

Analicemos cómo trata un relé electrónico las corrientes transitorias superiores a su umbral de corto retardo, si la corriente sobrepasa el umbral I_m , el relé mediante un filtro IIR calcula en un tiempo muy corto (algunos milisegundos) el valor eficaz de la corriente, lo que alisa esta sobrecarga. Esto constituye un tipo de temporización 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 y después disminuye rápidamente. El tener en cuenta la energía de pico (y no su valor de cresta) permite dejar pasar este transitorio, aunque tenga varios períodos; por el contrario, un relé magnético hubiera actuado (figura 54).

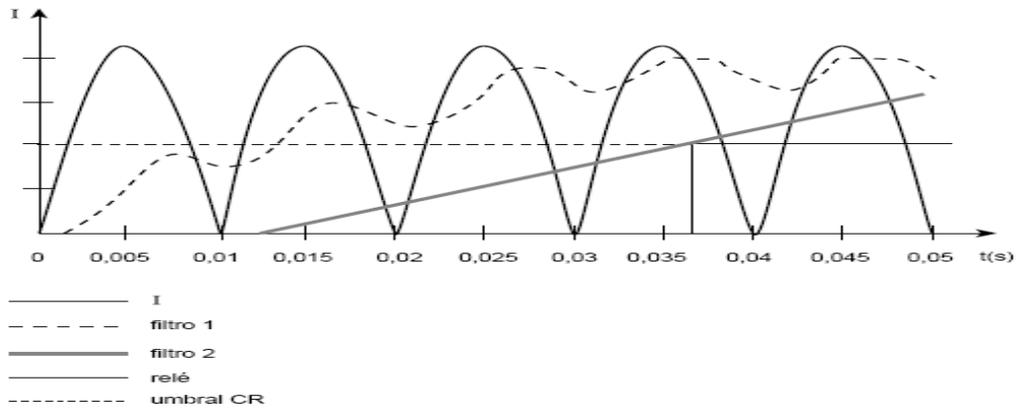
Figura 54 Curva de impulso resuelta por alisado del filtro IIR



Fuente : Michel Collombet. **Los interruptores automáticos de BT.** Pág. 18

Si el transitorio se manifiesta como un defecto permanente (figura 55), se alcanza muy rápidamente el incremento de filtro de la función corto retardo, lo que provoca un rápido disparo en cuanto se rebasa el umbral. Esta técnica permite también supervisar corrientes de defectos especiales, como por ejemplo, la corriente que se produce al bloquearse el rotor de un motor.

Figura 55 Defecto persistente



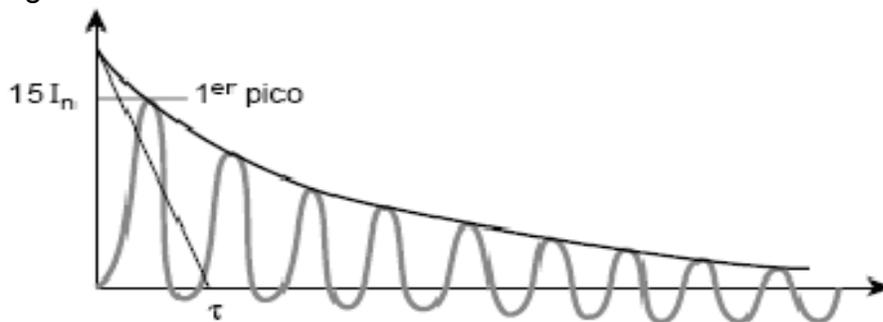
Fuente: Robert Morel. **Las técnicas de corte de los interruptores automáticos BT.** Pág. 19

La posibilidad que ofrece la electrónica de distinguir las corrientes transitorias de las corrientes de defecto permite proteger mejor los cables evitando los disparos intempestivos. Como ejemplo la corriente de arranque de un transformadores BT/BT, es una autoinducción con circuito magnético, al conectarlo a una tensión se puede producir un doble fenómeno, por una parte el establecimiento de la corriente de carga (régimen transitorio) de un circuito LR (que tendrá las características del primario de un transformador en régimen permanente), y por otra parte, debido a la presencia de un circuito magnético saturable puede aparecer un gran pico de corriente en función del instante de la conexión, debido a la saturación del circuito magnético.

Se observa entonces una curva de conexión como la de la figura 57, que se convierte en una serie de picos que se amortiguan siguiendo una ley exponencial, el primer pico de corriente alcanza normalmente de 10 a 15 veces la corriente asignada del transformador y hasta puede alcanzar 20 veces la corriente nominal para pequeñas potencias (menores de 10 kVA). La corriente de inserción se amortigua muy rápidamente con una constante de tiempo de algunos milisegundos.

Por ejemplo para un transformador BT/BT de 50 kVA, el pico es del orden de $15 I_n$ y la constante de tiempo del fenómeno es de 20 ms (figura 56).

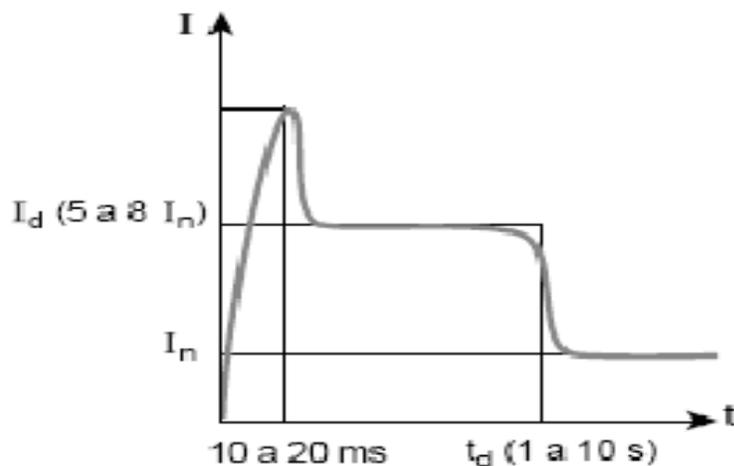
Figura 56 **Conexión de un transformador**



Fuente: Robert Morel. **Las técnicas de corte de los interruptores automáticos BT.** Pág. 17

El 90% de los motores normalmente utilizados son asíncronos, este tipo de motor absorbe en el arranque una corriente cuya gráfica envuelve a la gráfica de la figura 56 (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 57.

Figura 57 **Conexión de un motor**



Fuente: Robert Morel. **Las técnicas de corte de los interruptores automáticos BT.** Pág. 18

La electrónica digital permite disponer de una protección de corto retardo bien adaptada a la diferenciación entre las corrientes transitorias y las corrientes de cortocircuito

4.2.1 Selectividad de protecciones

Son numerosas las técnicas que permiten alcanzar el objetivo de la selectividad en cortocircuito entre dos aparatos, podemos mencionar las siguientes:

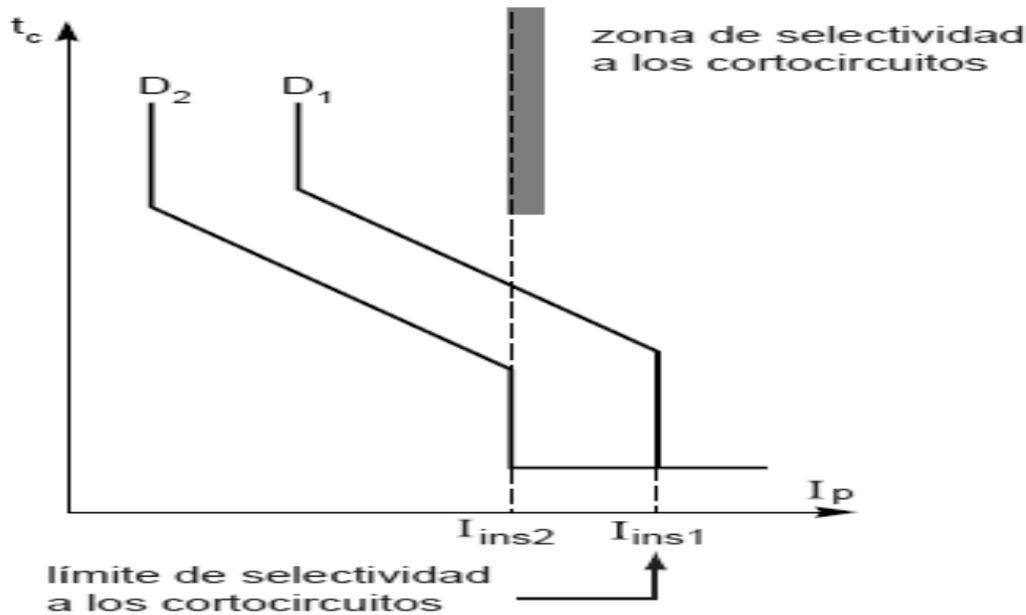
- La selectividad amperométrica.
- La selectividad cronométrica.
- La selectividad SELLIM.
- La selectividad lógica.
- La selectividad energética.

Selectividad amperométrica, es el resultado de la separación entre los umbrales de los relés instantáneo o de corto retardo de los interruptores automáticos sucesivos.

Se usa, sobre todo, en distribución terminal, con la instalación de los interruptores automáticos rápidos, desprovistos de dispositivo de retardo intencional a la desconexión, se aplica a los casos de cortocircuito y conduce generalmente a una selectividad parcial.

Es más eficaz cuanto más diferentes son las corrientes de defecto en uno u otro punto de una red, debido a la impedancia no despreciable de los conductores, sobre todo los de sección pequeña (figura 58).

Figura 58 **Selectividad amperimetrica**



Fuente: Marc Serpinet. **La selectividad energética en BT.** Pág. 8

La zona de selectividad es más importante cuanto mayor es la separación entre los umbrales de los relés instantáneos de D_1 y D_2 y que el punto del defecto está alejado de D_2 ($I_{cc} \text{ débil} < i_{ins}$ de D_1). La relación mínima entre i_{ins1} e i_{ins2} es de 1.5 teniendo en cuenta la precisión de los valores de umbral.

Selectividad cronométrica, para garantizar una selectividad total las curvas de disparo de los dos interruptores automáticos no deben superponerse en ningún punto, cualquiera que sea el valor de corriente presunta. Para corrientes de defecto importantes, la selectividad total está garantizada si las dos partes horizontales de las curvas, a la derecha de i_{ins1} , son distintas.

Para alcanzar esta condición se puede usar varias soluciones:

- La más clásica consiste en elegir interruptores automáticos selectivos, equipados con un dispositivo de retardo intencional.

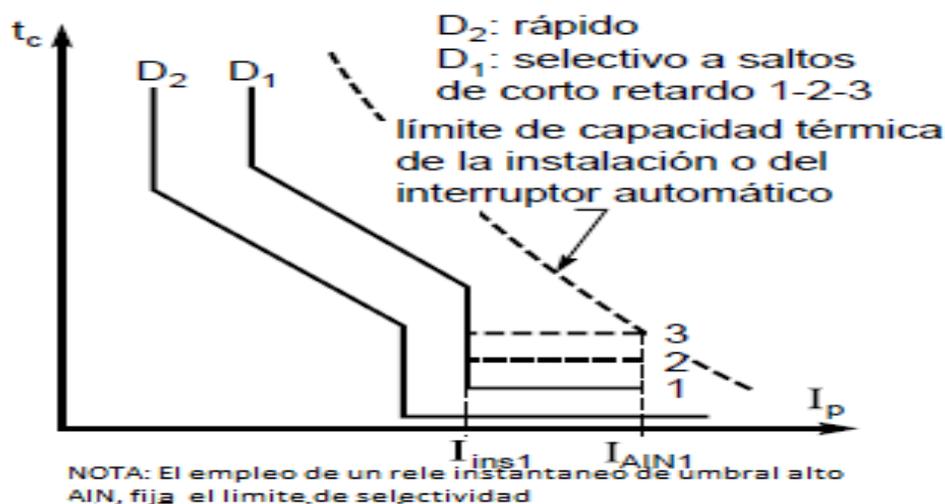
- La segunda se aplica solamente al último nivel de distribución y consiste en la utilización de un interruptor automático limitador.

El término selectivo tiene dos significados:

- El relé del interruptor automático está equipado con un sistema de temporización fijo o regulable.
- La instalación y el interruptor automático son capaces de soportar la corriente de defecto durante el tiempo del retardo intencional (umbral térmico y umbral electrodinámico).

Un interruptor automático selectivo va precedido normalmente, aguas arriba, de otro interruptor automático selectivo cuyo retardo intencional es más importante, el empleo de este tipo de interruptores automáticos que corresponde a la selectividad cronométrica conduce, en caso de defecto, a tiempos totales de ruptura superiores a 20 ms (un período), se puede llegar hasta algunos centenares de ms (figura 59).

Figura 59 **Selectividad cronométrica**

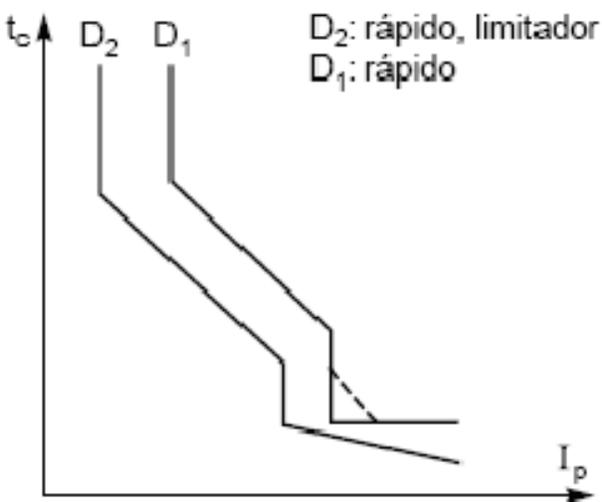


Fuente: Marc Serpinet. **La selectividad energética en BT.** Pág. 8

Cuando la instalación y, eventualmente, el interruptor automático no son capaces de soportar durante la temporización un alto valor de I_{cc} , es necesario que el interruptor automático D1 esté equipado con un relé instantáneo de umbral alto (AIN), en este caso, la zona de selectividad está limitada al umbral del (AIN) del interruptor automático situado aguas arriba.

Empleo de interruptores automáticos limitadores y selectividad pseudo-cronométrica, estos interruptores automáticos están caracterizados por el hecho de que limitan fuertemente la corriente de cortocircuito gracias a su velocidad de apertura y a su tensión de arco elevada. Cuanto mayor es la corriente de cortocircuito presunta, son más rápidos, con ello, la elección de un interruptor automático limitador aguas abajo permite obtener una selectividad pseudo-cronométrica entre dos niveles de protección. Esta solución, por su efecto de limitación y rapidez en eliminar el defecto, permite además limitar las sollicitaciones térmicas y electrodinámicas en las instalaciones (figura 60).

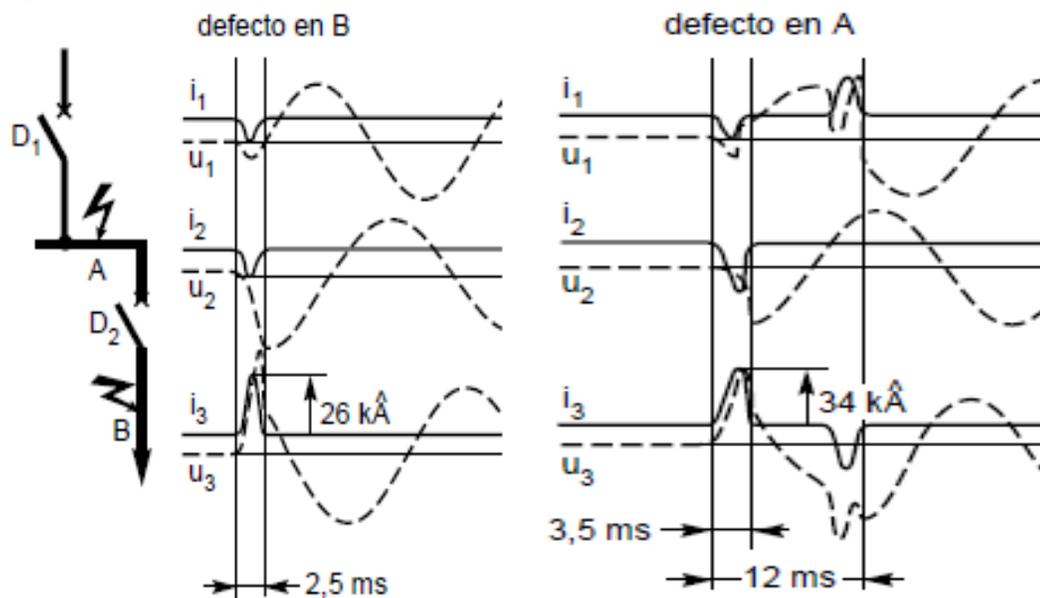
Figura 60 **Selectividad pseudo-cronométrica**



Fuente: Marc Serpinet. **La selectividad energética en BT.** Pág. 9

Selectividad SELLIM, el sistema SELLIM resulta interesante desde los aspectos de la selectividad, la filiación y la reducción de las solicitaciones en la instalación. Consiste en instalar, aguas arriba de un interruptor automático rápido D2, un interruptor automático ultra limitador D1, equipado con un relé específico cuya característica distintiva es que no desconecta con la primera semionda de corriente de defecto (figura 61).

Figura 61 **Selectividad SELLIM**



Fuente: Marc Serpinet. **La selectividad energética en BT.** Pág. 9

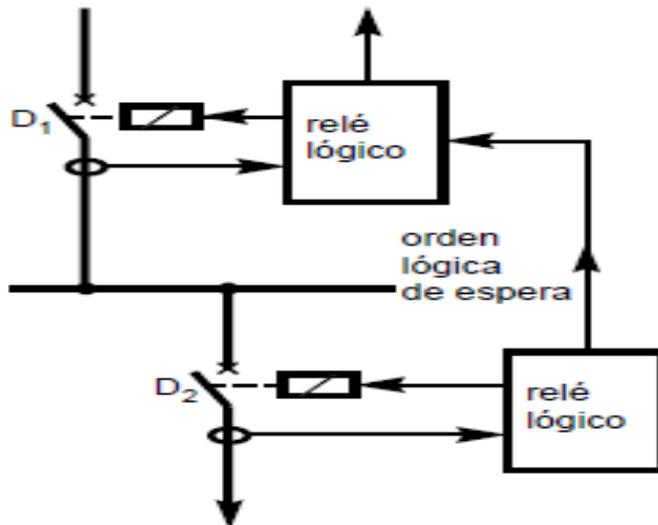
Un defecto producido en B será percibido por los dos interruptores automáticos equipados D2 con un relé instantáneo que se abre a partir del instante que la corriente de defecto es superior a su umbral de disparo y elimina el defecto en menos de un semiperiodo y D1 ve solamente una semionda de corriente y no desconecta, pero la corriente de defecto provoca la repulsión de los contactos con lo que limita la corriente y las solicitaciones correspondientes, esta limitación de la corriente de defecto permite el empleo, aguas abajo, de interruptores automáticos con poder de ruptura inferior a la corriente de defecto presunta.

Un defecto en A provoca la repulsión de los contactos del interruptor automático limitador lo que conlleva una limitación de las solicitaciones debidas a la corriente de defecto y la de corriente limitada.

Selectividad lógica, este sistema necesita de una transferencia de informaciones entre los relés de los interruptores automáticos de los diferentes niveles de la distribución radial, su principio es simple (Ver figura 62). Todos los relés que ven una corriente superior a su umbral de funcionamiento envían una orden de espera lógica al que está justamente aguas arriba. El relé del interruptor automático situado inmediatamente aguas arriba del cortocircuito no recibe orden de espera y dispara inmediatamente. Con este sistema, en todos los niveles de la distribución, los tiempos de eliminación de un defecto son reducidos (instantáneos).

La selectividad lógica se aplica a los interruptores automáticos de baja tensión selectivos de alta intensidad, sobre todo se utiliza en las redes industriales de alta tensión.

Figura 62 **Selectividad lógica**



Fuente: Marc Serpinet. **La selectividad energética en BT.** Pág. 9

Los diferentes sistemas de selectividad presentados se combinan entre sí habitualmente para obtener una mejor disponibilidad de la energía eléctrica; ver como referencia la tabla XVII.

Tabla XVII Ejemplo de empleo de los diferentes tipos de selectividad

Circuito afectado	Tipo de selectividad				Tipo de interruptor automático
	Lógica	Cronométrica	SELLIM	Pseudo-cronométrica	
Origen de la instalación	X				Selectivo lógico
Distribución de potencia	X	X			Selectivo
		X	X		Rápido limitador SELLIM
			X	X	Rápido
Distribución terminal				X	Rápido limitador

Fuente: Marc Serpinet. **La selectividad energética en BT.** Pág. 10

Actualmente, los estudios de selectividad se realizan con la ayuda de tablas elaboradas por los fabricantes que dan los límites de selectividad para cada combinación de interruptores automáticos y para cada uno de los relés, los costos resultantes de una no selectividad eventual y de la elección de los aparatos deben tenerse muy en cuenta.

5. PROTECCIONES ALTERNATIVAS

5.1 Sistemas de alimentación ininterrumpida

Más conocido como SAI o UPS, por definición es un sistema electrónico diseñado específicamente para mejorar la calidad de la energía eléctrica y proporcionar operación ininterrumpida del equipo que alimenta por un tiempo limitado configurable a diferentes valores según sean nuestras necesidades y presupuestos.

El Funcionamiento es de la siguiente manera, la SAI o UPS toma la energía de la red AC y realiza las siguientes operaciones, mejora la calidad de la energía eliminando sobretensiones, ruidos y caídas de tensión y proporciona una energía de reserva en caso de falla de la fuente primaria o disminución de su calidad.

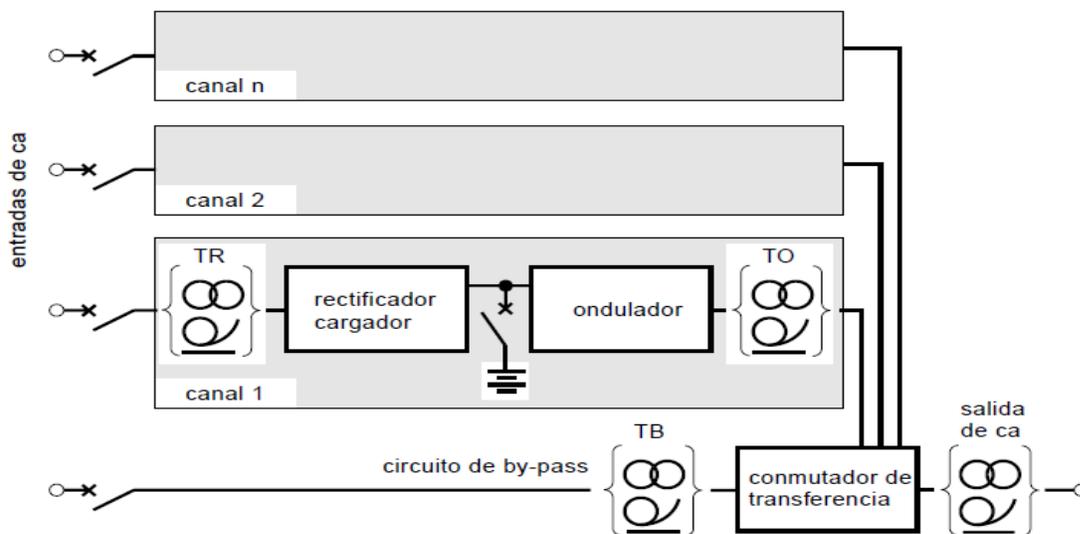
Una SAI o UPS consta de las siguientes secciones:

- Un rectificador.
- Un cargador de baterías inteligente.
- Un conjunto de baterías.
- Un inversor.
- Un sistema de control electrónico de transferencia.
- Sistema de filtros, supresores y PFC.
- Comunicación SNMP o RS232.
- Un switch estático.
- Bypass Manual.

5.1.1 Funcionamiento y topologías

Para comprender todas las características, en primer lugar es necesario conocer la constitución de una SAI y su configuración general (figura 66), para todas las instalaciones de baja tensión, las medidas destinadas a la protección de personas dependen de la posición del neutro de la instalación respecto a tierra (o de una fase si el neutro no existe o es inaccesible), definida por el esquema de conexión del neutro a tierra. Los esquemas de la figura 64 indican las diferentes posibles interconexiones del neutro en una UPS, realizándose estas interconexiones cuando las instalaciones de alimentación (aguas arriba) y de utilización (aguas abajo) tengan un mismo esquema de conexión del neutro a tierra. Cuando las instalaciones aguas arriba y aguas abajo tienen diferentes esquemas de conexión del neutro a tierra, habrá que prever transformadores de separación que aseguren el aislamiento galvánico total y permanente entre las instalaciones aguas arriba y aguas abajo (figura 63).

Figura 63 Configuración de una SAI



Fuente: Jean Fiorina. **Sistemas de alimentación con fuentes ininterrumpidas UPS.** Pág. 7

Por ausencia de transformador y emplear semiconductores en las UPS estáticas, hay continuidad eléctrica entre la instalación aguas arriba, la UPS y la instalación aguas abajo, por ello los dispositivos de protección de las instalaciones aguas arriba y aguas abajo detectarán cualquier defecto de aislamiento de los circuitos cc.

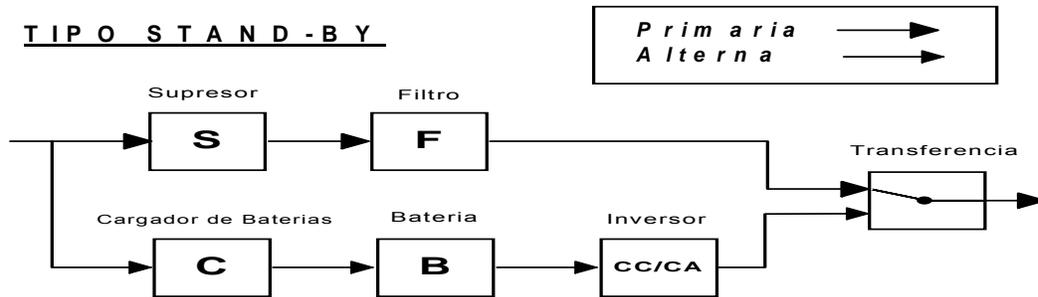
La existencia de un defecto de aislamiento de los circuitos cc puede alterar los dispositivos de protección en algunas secuencias de funcionamiento, la batería y los circuitos cc pueden estar completamente aislados de las instalaciones aguas arriba y aguas abajo.

La batería y los circuitos cc en la mayoría de los casos están en el mismo armario que el resto de componentes de la SAI (equipotencialidad local de la SAI), esto obliga a un aislamiento suplementario por conexión cuando la batería está separada del resto de la alimentación, además en el casos de las condiciones impuestas a la instalación de las baterías y a su conexión hasta el interruptor automático de batería, tienen un riesgo de defecto altamente improbable; lo que es considerado como suficiente para asegurar la protección de personas contra los contactos indirectos.

Las SAI se clasifican en diferentes topologías según el trayecto elegido para la potencia primaria, clásicamente existen tres tipos:

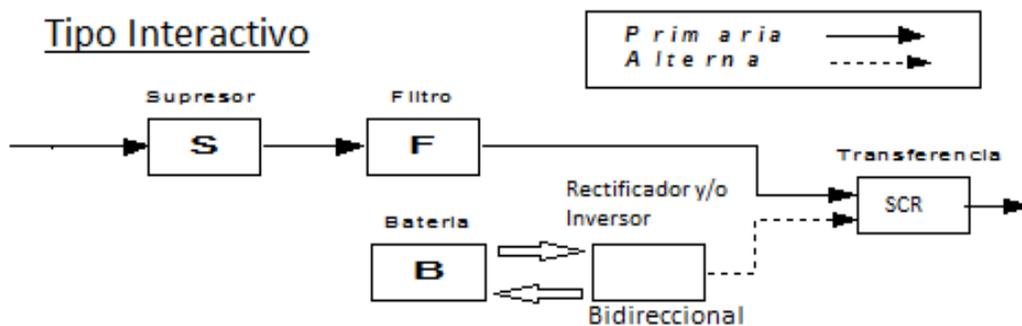
STAND – BY: la fuente primaria es la entrada de potencia filtrada AC y conecta a la batería / inversor como fuente de reserva en caso de falla en la energía AC de la red, el procedimiento de transferencia entre ambas fuentes de energía AC / baterías le toma de 10 a 12 ms y la tecnología usada para su construcción es simple y de bajo costo, la figura 64 muestra el diagrama a bloques del tipo de SAI.

Figura 64 Diagrama bloques SAI stand-by



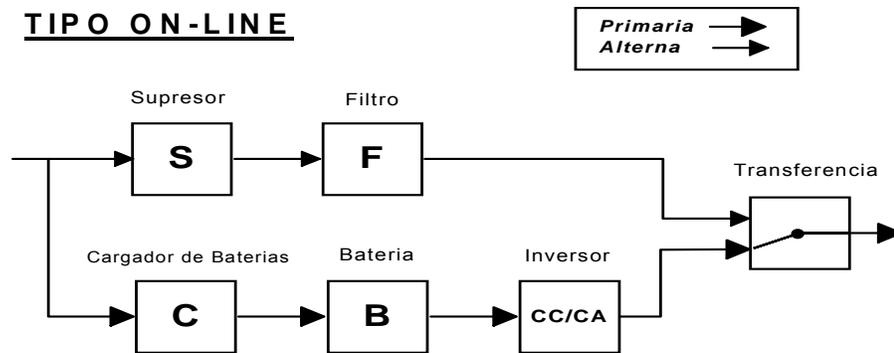
INTERACTIVO: la fuente primaria es la entrada de potencia filtrada AC y conecta a la batería / rectificador-inversor como fuente de reserva en caso de falla en la energía AC de la red, tiene para rectificador-cargador bidireccional y el procedimiento de transferencia entre ambas fuentes de energía AC / baterías lo hace por medio de dispositivos de estado sólido en un tiempo de 2 a 6 ms y la tecnología usada para su construcción es de media gama y de costo promedio moderado, la figura 65 muestra el diagrama a bloques del tipo de SAI.

Figura 65 Diagrama a bloques de SAI Interactiva



ON – LINE o doble conversión: elige la batería / inversor como fuente primaria y conecta a la línea de CA como fuente de reserva en caso de falla de su fuente primaria, el tiempo de transferencia a la fuente de las baterías cuando existe falla en la red AC de entrada es de 0 segundos, la tecnología utilizada en este tipo de UPS es mas desarrollada y de mayor costo, la figura 66 muestra el diagrama a bloques de este tipo de SAI.

Figura 66 **Diagrama a bloques de SAI online**



Algunas SAI proporcionan un voltaje de onda cuadrada a la carga protegida cuando están en modo baterías, este tipo de onda no provee en forma correcta el valor eficaz y de pico para el computador o algunos otros equipos electrónicos delicados (en una onda senoidal el valor eficaz es 40% mayor que en una onda cuadrada). El valor eficaz / pico de la onda cuadrada esta fuertemente influenciado por la cantidad de energía remanente en la batería del UPS y el tamaño de la carga conectada, llegando a variaciones de hasta el 30% menores en el voltaje durante una condición de operación normal.

También se usa para el voltaje de salida una aproximación escalonada de una onda senoidal (senoidal modificada o conformada), mantiene la salida constante aún con variaciones en la carga y disminuciones del voltaje de la batería, la distorsión de la tercera armónica es muy baja.

El tipo y la capacidad de la batería determinarán el tiempo durante el cual el sistema de UPS podrá funcionar sin red de alimentación alterna. Las frecuencias, el número de fases y los niveles de tensión en la entrada y en la salida pueden ser diferentes, la salida puede estar prevista de tal manera que responda a especificaciones mucho más estrictas que las que son normalmente suministradas por la red de alimentación, es decir, tolerancias de tensión y de frecuencia más estrechas, variaciones transitorias reducidas, al mismo tiempo que una protección contra un corte de la red de alimentación. Las condiciones restrictivas a la incorporación de un sistema de by-pass con el fin útil de transferir la carga a otro sistema de alimentación en caso de emergencia son las siguientes:

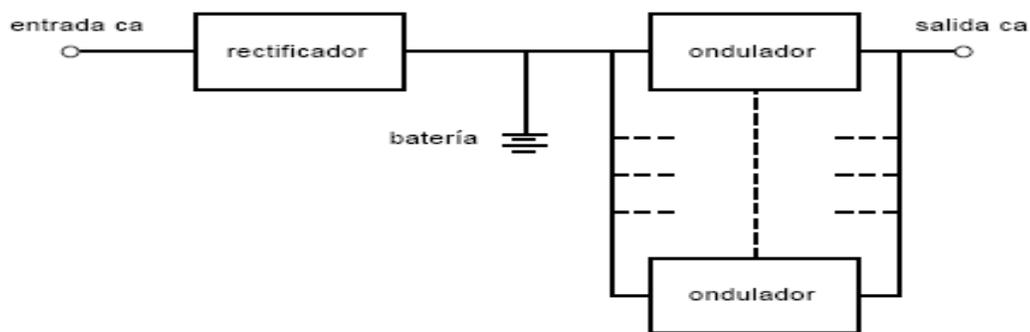
- Las frecuencias de entrada y salida deben normalmente ser idénticas y, si los niveles de tensión son diferentes, es preciso un transformador de by-pass.
- Para ciertas cargas, hay que sincronizar la red de alimentación del by-pass y la SAI para mantener la continuidad de la alimentación de la carga.
- En caso de funcionamiento en by-pass, una perturbación de la red alterna puede afectar a la utilización de los equipos dejándolos sin energía.

En el funcionamiento en espera activa, la carga está alimentada por la red alterna a través del by-pass (funcionando en vacío el ondulator), y en caso de corte de la red de alimentación, el ondulator y la batería mantienen la continuidad de la carga. En el funcionamiento en espera pasiva, la carga está alimentada por la red alterna a través del by-pass, y en caso de corte de la red, el ondulator se pone en marcha y, con la batería, suministra la continuidad de la alimentación de la carga.

La puesta en paralelo de dos o más UPS cuando son compatibles permite aumentar la potencia disponible, incluso también obtener una mayor fiabilidad de la distribución, existen diferentes sistemas paralelos y los tratamos a continuación.

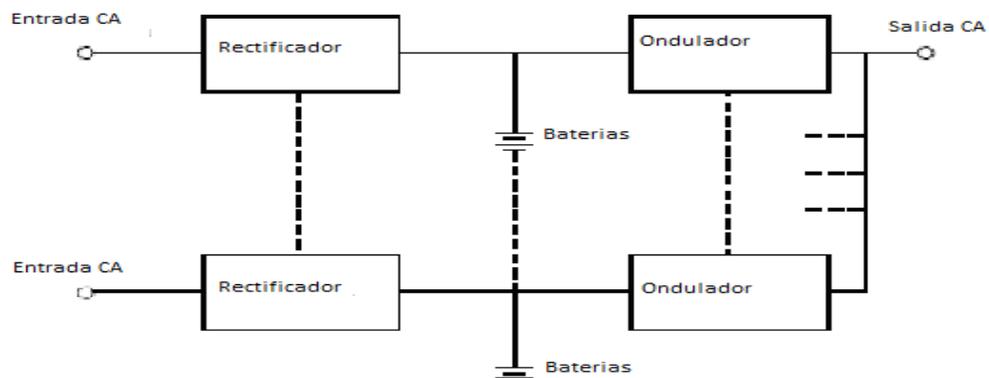
SAI en paralelo sin by-pass: Si se emplean unidades de SAI en paralelo o en paralelo parcial, el sistema es considerado como una única SAI. Dos ejemplos de SAI en paralelo y en paralelo parcial se muestran en las figuras 67 y 68, las prestaciones de estas UPS en paralelo son idénticas a las de una UPS unitaria.

Figura 67 **SAI en paralelo parcial**



Fuente: Jean Fiorina. **Sistemas de alimentación con fuentes ininterrumpidas UPS.** Pág. 26

Figura 68 **SAI en paralelo**

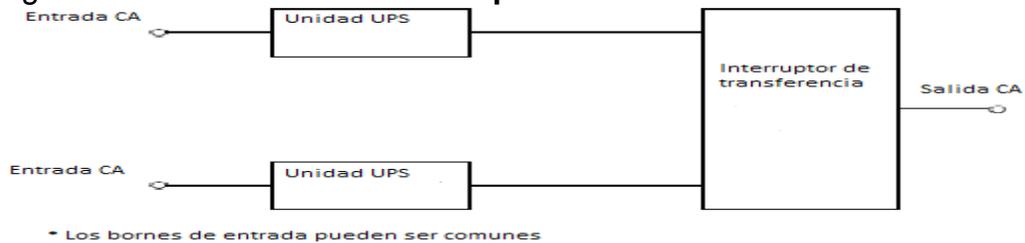


* Los bornes de entrada de ambos rectificadores pueden ser comunes

Fuente: Jean Fiorina. **Sistemas de alimentación con fuentes ininterrumpidas UPS.** Pág. 26

SAI redundantes: La instalación de la SAI en redundancia tiene como principal objetivo el obtener una mayor fiabilidad de la distribución, un sistema de SAI en redundancia pasiva traslada la carga en caso de falla de la SAI en funcionamiento primaria a la SAI de reserva entrando en servicio en 0 segundos al tomar la carga y la SAI con falla se desconecta, en la figura 69 se da un ejemplo de SAI pasiva.

Figura 69 **UPS en redundancia pasiva**



Fuente: Jean Fiorina. **Sistemas de alimentación con fuentes ininterrumpidas UPS.** Pág. 27

SAI en redundancia pasiva con by-pass (figura 70): Un circuito by-pass puede añadirse para mejorar aún más la continuidad de la alimentación de la carga, además de proporcionar un medio de transferencia de la carga de una UPS a otra, siendo baja su impedancia el by-pass puede ser atravesado por la corriente total de carga sin reducción apreciable de la tensión de salida.

Figura 70 **SAI con redundancia pasiva y by-pass**



Fuente: Jean Fiorina. **Sistemas de alimentación con fuentes ininterrumpidas UPS.** Pág. 27

UPS en redundancia activa: Una UPS en redundancia activa incluye varias unidades de UPS que se reparten la corriente de carga, la potencia total de las UPS en paralelo rebasará la potencia requerida por la carga de la potencia de al menos una unidad UPS; por ello una o varias de estas unidades pueden desconectarse, mientras que las otras aseguran la continuidad de la alimentación de la carga.

SAI en redundancia activa sin bypass (figura 71): Si una UPS falla, debe ser aislada del resto para que no les afecte, con el fin de que las demás puedan continuar asegurando la continuidad de la alimentación de la carga, además para estos sistemas son necesarios circuitos de reparto de la corriente de carga y una sincronización.



Fuente: Jean Fiorina. **Sistemas de alimentación con fuentes ininterrumpidas UPS.** Pág. 27

5.1.2 Análisis de costo-beneficio para la elección de la SAI

El análisis costo-beneficio es el proceso de colocar cifras de dinero en los diferentes costos y beneficios de una actividad, al utilizarlo podemos determinar el impacto financiero acumulado de lo que queremos lograr, en el caso del proyecto de Ingenio Santa Ana no fue necesario hacer un análisis profundo utilizando otras herramientas de la ingeniería económica, ya que con la primera inspección y análisis se logró determinar que era justificado y de gran beneficio el colocar una SAI para protección del área de tachos.

La relación Beneficio / costo esta representada por la relación $\frac{\text{ingresos}}{\text{egresos}}$

El análisis de la relación B/C, toma valores mayores, menores o iguales a 1, lo que implica lo siguiente:

- B/C > 1 implica que los ingresos son mayores que los egresos, entonces el proyecto es aconsejable.
- B/C = 1 implica que los ingresos son iguales que los egresos, entonces el proyecto es indiferente.
- B/C < 1 implica que los ingresos son menores que los egresos, entonces el proyecto no es aconsejable.

En el proyecto del Ingenio Santa Ana se realizo un análisis beneficio-costos utilizando la teoría descrita arriba, para tener mas detalles referirse al capítulo 6 donde tratamos el proyecto realizado en dicho ingenio.

5.1.3 Ventajas y desventajas de una SAI

Una SAI implica una mayor inversión en el proyecto de mejora de calidad de energía pero brinda las siguientes ventajas:

- 1) Mejora la calidad de energía eléctrica para los receptores.
- 2) Si el suministro de voltaje o frecuencia es malo, el lo mejora y mantiene al receptor siempre con una buena calidad de energía.
- 3) Al haber un corto aguas arriba de la SAI esta protege la carga contra las sobretensiones y sobrecorrientes que se generan.
- 4) Se le pueden agregar bancos extras de baterías para aumentar el tiempo de respaldo al haber un corte de energía aguas arriba de la SAI.

- 5) Son configurables y pueden tener tarjetas snmp, modbus y puerto serial RS232, para apagar los equipos deseados al acabarse el tiempo de respaldo.
- 6) Si tienen tarjeta snmp pueden ser monitoreados desde cualquier PC conectado a la red, además pueden enviar correos electrónicos y mensajes de texto a sus operadores cuando se presentan anomalías en su funcionamiento o entorno notificando de manera inmediata para que se tomen las medidas necesarias.
- 7) Pueden colocarse en paralelo para tener redundancia n+1, n+2, n+3, etc.

Desventajas de una SAI:

- 1) Son de un costo elevado, pero compensan según el equipo que protejan
- 2) Necesitan un espacio físico extra para su ubicación.
- 3) Si son de capacidad 5 Kva en adelante es muy importante tener una ubicación reforzada debido a su peso.
- 4) Mientras mas tiempo de respaldo se necesite es necesario mayor espacio y mas bancos extras de baterías.
- 5) Regularmente para capacidades de 15 Kva en adelante solo existen trifásicos.
- 6) Es necesario el cambio de sus baterías cada 4 o 5 años.
- 7) Es necesario darles mantenimiento por lo menos dos veces al año.
- 8) El tiempo de vida estimado es de 8 a 10 años.
- 9) Necesitan estar a una temperatura y humedad relativa establecida en pleno funcionamiento, por lo que es necesario invertir en aire acondicionado.
- 10) Sus repuestos son caros y siempre son pedido de importación por lo que reparar una unidad lleva un tiempo de 2 ó 3 semanas.

5.2 Supresores

A los supresores de sobrevoltajes transitorios se les conoce como supresores de picos, la acción de estos protectores es recortar los sobrevoltajes transitorios drenando la corriente a tierra, en el caso de los de tipo paralelo o sentando una impedancia serie grande en el caso de los tipo serie, en la siguiente sección se verán más detenidamente ambos tipos. En el caso del equipo electromagnético, este tolera sobrevoltajes transitorios hasta que su aislamiento se perfora, en cambio el equipo electrónico sensible puede dejar de funcionar o funcionar erráticamente antes de que ocurra algún daño visible, a continuación se da una serie de sugerencias para instalar correctamente un supresor:

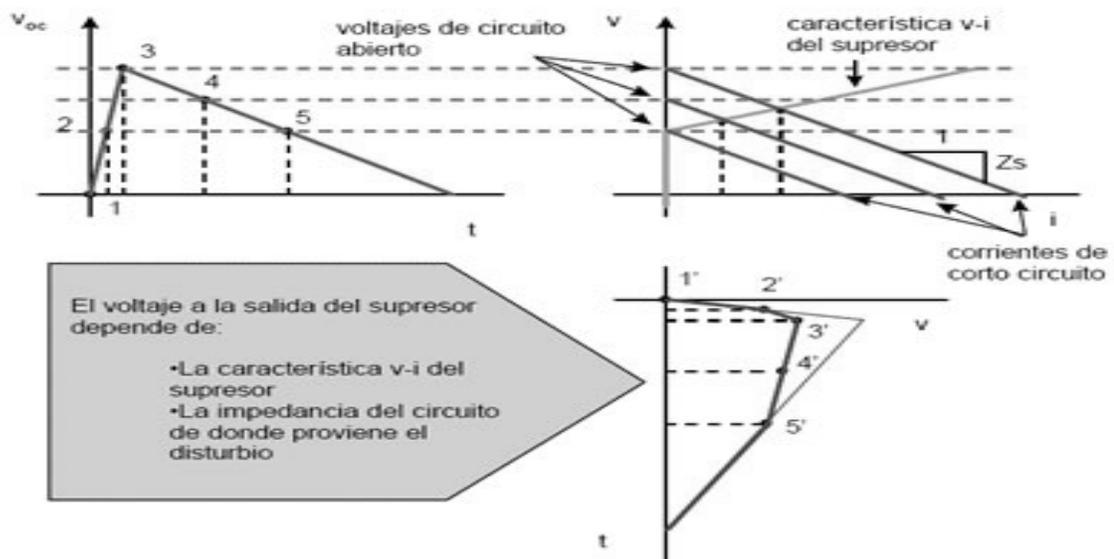
- Es muy importante que el supresor de transitorios esté cerca de la carga a proteger, en caso de que el supresor esté retirado de la carga y se presente un transitorio con frente de onda muy pronunciado es posible que éste llegue al equipo sensible.
- Es importante respetar las categorías de ubicación para los supresores de transitorios en circuitos de alimentación de baja tensión.
- Es importante que los supresores cuenten con protección en modo diferencial y en modo común.
- Con el propósito de evitar distancias eléctricas importantes los supresores de transitorios deben conectarse con conductores tan cortos como sea posible, sin lazos, sin trenzados y sin curvas pronunciadas.
- Los supresores de transitorios no realizarán su función si no se instalan en forma adecuada, por ejemplo, no podrán proteger contra disturbios de modo común si no están conectados a un conductor de puesta a tierra, de ahí que sea indispensable seguir las instrucciones de instalación del fabricante.

- Se recomienda que el conductor de puesta a tierra de los supresores no sea uno de tipo aislado sino uno de puesta a tierra de equipo normal.
- Se recomienda que se instalen supresores categoría B a la entrada de una SAI y a la entrada de los circuitos asociados con bypass, esto requiere énfasis pues se tiene la idea errónea de que una SAI es la solución total a los problemas de calidad de energía.
- La instalación de supresores en las líneas de datos que entran y salen del edificio es de suma importancia, se requiere de uno especial para RS-232, otro diferente para *Ethernet* y de otros diferentes *Token-Rin*.

5.2.1 Funcionamiento y tipos de supresor

La figura 72 ilustra la forma en que un dispositivo sujetador de voltaje lleva a cabo su labor de protección, en la parte superior izquierda se presenta la forma del voltaje si el supresor no estuviera presente, en la parte superior derecha se muestra la característica voltaje-corriente del supresor y las líneas voltaje-corriente de la fuente del disturbio.

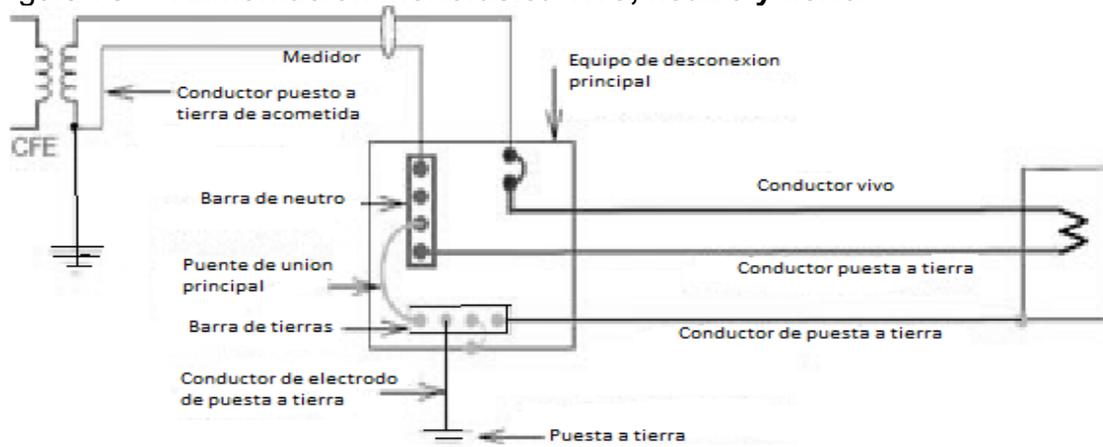
Figura 72 Sujeción de sobrevoltajes transitorios



El voltaje resultante depende de dos impedancias, la del supresor en la zona de conducción y la de la fuente, cabe recalcar que las fuentes de impulsos empleadas para probar los supresores categoría C tienen una impedancia menor que las de las fuentes empleadas para probar los de categorías A y B.

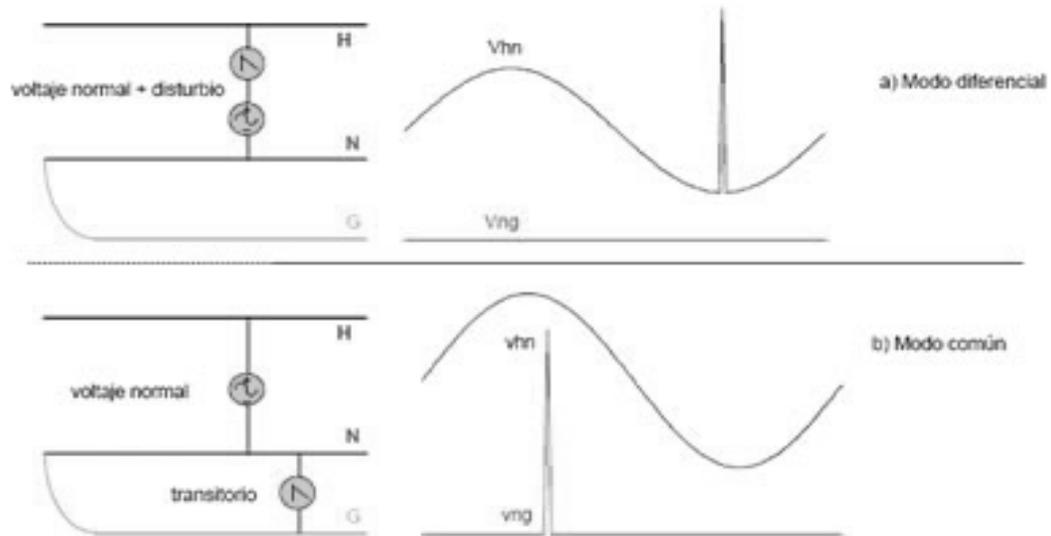
Los transitorios de modo común y de modo diferencial, consideremos un suministro monofásico de 120 V rms, 60 Hz, como el mostrado en la figura 73, los conductores que normalmente llevan corriente son el vivo y el neutro, el conductor de puesta a tierra no lleva corriente sino bajo condiciones de falla o cuando hay errores de alambrado.

Figura 73 **Alimentación monofásica vivo, neutro y tierra**



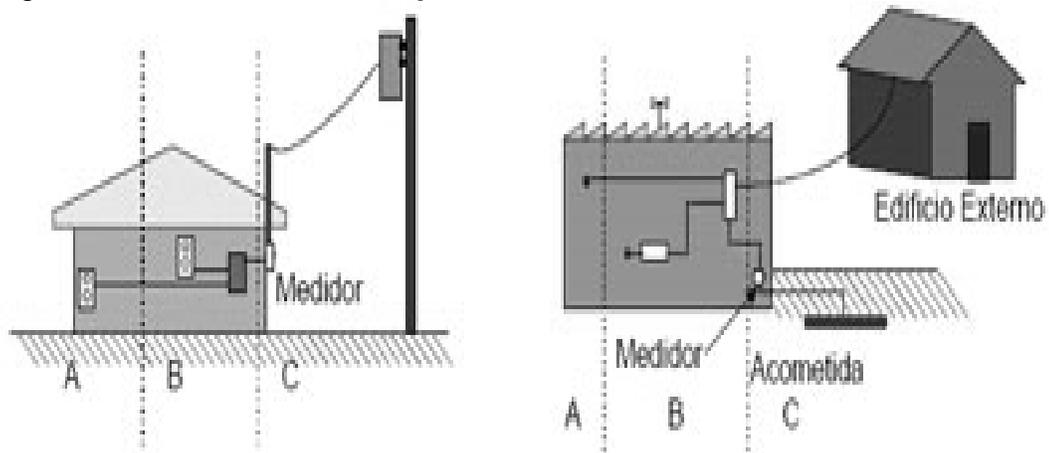
El modo diferencial se hace presente entre los dos conductores que normalmente llevan corriente; en este caso esto corresponde a un transitorio entre vivo y neutro (o línea y neutro). El voltaje entre neutro y tierra no presenta transitorio alguno el voltaje es cero, en la figura 74, se ilustra un transitorio de modo común, los dos conductores del circuito el vivo y el neutro se desplazan con respecto al conductor de puesta a tierra. Aunque los transitorios más comunes son los de modo diferencial, la recomendación es que se cuente con protección de vivo a neutro, de vivo a tierra y de neutro a tierra.

Figura 74 Transitorio de modo común y diferencial



Los supresores de sobrevoltajes transitorios también se pueden clasificar de acuerdo a su ubicación, donde se tienen las categorías A, B y C. La figura 75 ilustra la ubicación de las tres categorías.

Figura 75 Ubicación de supresores



La categoría A corresponde a las ubicaciones siguientes:

- Tomacorrientes y circuitos derivados largos.

- Todos los tomacorrientes que estén a más de 10 m de categoría B con hilos calibre 14 y 10.
- Todos los tomacorrientes que estén a más de 20 m de categoría C con hilos calibre 14 y 10.

La categoría B corresponde a las localidades siguientes:

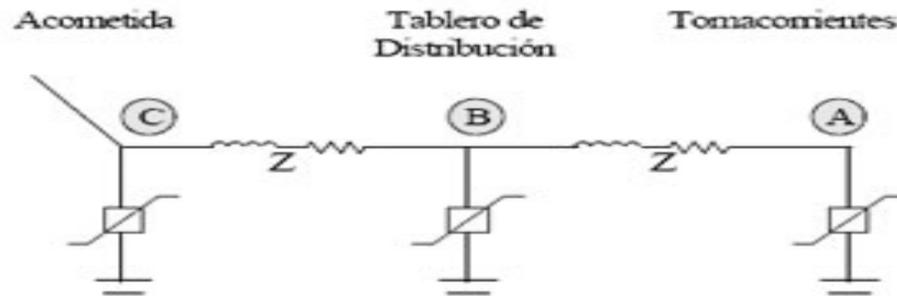
- Alimentadores y circuitos derivados cortos.
- Tableros de distribución.
- Barrajes y alimentadores en plantas industriales.
- Tomacorrientes para aparatos grandes con cableados cercanos a la acometida.
- Sistemas de iluminación en edificios comerciales.

La categoría C corresponde a las siguientes ubicaciones:

- Instalación exterior y acometida.
- Circuitos que van del wathorímetro al medio de desconexión principal.
- Cables del poste al medidor.
- Líneas aéreas a edificios externos.
- Líneas subterráneas para bombas.

El estándar recomienda que los protectores de categoría C deben ser capaces de tolerar mayores corrientes que los de categoría A y B, mientras que el B debe soportar mayores corrientes que los de categoría A., es por esto que en general los de categoría C son más robustos y más costosos. La clasificación también sugiere que los de categoría A tengan un voltaje de sujeción menor, de esta manera los de clase B y C se encargan de manejar altas energías y los de categoría A se encargan de restringir los sobrevoltajes transitorios para evitar disturbios en la operación del equipo sensible, la figura 76 nos muestra que la impedancia del alambrado actúa como un supresor serie.

Figura 76 Impedancia del alambrado actuando como supresor de aire



El supresor de sobrevoltajes transitorios conectado en paralelo y el apartarrayos tienen el mismo principio de operación; cuando el voltaje en terminales de éstos aumenta, la resistencia del elemento de protección disminuye, dejando pasar más corriente, los dispositivos paralelos se pueden clasificar a su vez en dos tipos:

- 1) Sujetadores de voltaje o *voltage clamping devices*.
- 2) Dispositivos de arco o *crowbar devices*.

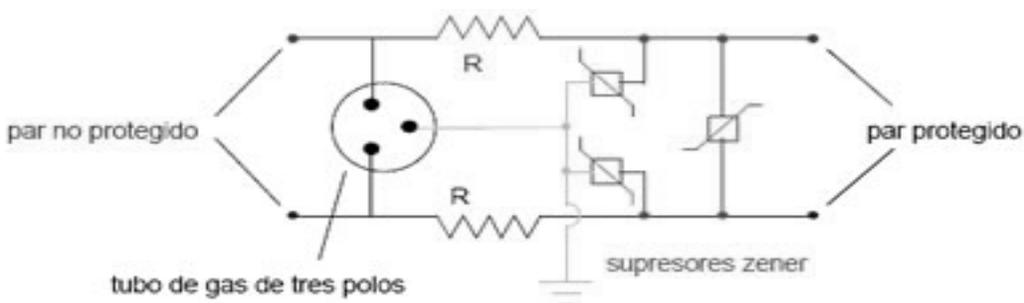
Ambos tipos de protectores (supresores) paralelo drenan corriente cuando el voltaje aumenta por arriba del valor de ruptura. Los sujetadores de voltaje recuperan el estado de circuito abierto cuando el voltaje disminuye por debajo del nivel de ruptura, mientras que los de arco entran en conducción cuando el voltaje está muy por arriba del voltaje de arco (digamos un 50% por arriba de dicho voltaje), una vez en conducción el voltaje en terminales cae repentinamente a ese voltaje de arco y se mantiene casi constante, entre los dispositivos sujetadores de voltaje se tienen los siguientes:

- MOV, varistor de óxido metálico.
- Celdas de selenio.
- Diodos de avalancha, protectores zener.
- GDT, tubos de descarga de gas.

Los supresores serie utilizan elementos de protección como los utilizados en los protectores paralelos; pero incorporan un inductor o un resistor serie; debido a esto pueden limitar mucho mejor los sobrevoltajes transitorios.

Los elementos serie deben ser capaces de conducir la misma corriente que la carga, de ahí que las dimensiones y el costo de éstos sean dependientes de la carga., la figura 77, muestra un supresor de línea de datos que tiene elementos serie.

Figura 77 **Supresores de sobrevoltajes transitorios para líneas de datos**



5.2.2 Beneficios del supresor

El supresor es una protección alternativa de bajo costo contra sobretensiones que proporciona los siguientes beneficios:

- Existen para acometidas de 1, 2 y 3 fases con tiempo de vida largos.
- Tiene contactos secos para enviar señal digital y poder activar alarmas.
- Son de fácil instalación por su tamaño y características.
- Su tiempo de respuesta es muy rápido en nano segundos.
- Disipan bien la potencia y esto permite que absorban el transitorio.
- Operación libre de disturbios y confiable.

6. PROYECTO EN INGENIO SANTA ANA

6.1 Proyecto realizado en Ingenio Santa Ana

Este proyecto fue realizado por medio de la empresa Amipro, S.A e implementado y supervisado por el estudiante de ingeniería eléctrica Gerzon González, surgió a causa de que el ingenio Santa Ana estaba experimentando un problema de pérdida económica considerable debido al paro total del ingenio porque los equipos de automatización de molinos y meladura de caña estaban dejando de funcionar debido a mala calidad de energía que llegaba con muchas sobretensiones y subtensiones.

Para entender la importancia del proyecto en área de tachos primero es necesario saber que trabajo se realiza en dicha área. Es en los tachos donde se produce la masa cocida conformada por cristales de azúcar y miel, la meladura pasa a los tachos previo a la etapa de clarificación y evaporación de agua, lo que ocasiona la cristalización del azúcar y después de pasar a tachos pasa a la etapa de centrífugas donde se separan los cristales de azúcar finales para ser empacados, esto significa que si el área de tachos se detiene por falla de equipo de automatización prácticamente toda la producción del ingenio queda fuera y las pérdidas económicas son altas. Adicional a los problemas de transitorios en la red y cortes de energía los parámetros de frecuencia estaban también afectados, el ingenio realizo un análisis beneficio costo (datos más adelante), donde tomo la decisión final de darle aprobación al proyecto. Previo a el proyecto se realizó un estudio de calidad de energía y evaluación de cargas para la planificación y tipo de equipo a utilizar para poder dar costos al ingenio,

en los siguientes apartados se darán los por menores del proyecto, su ejecución, pruebas y finalización. Este proyecto actualmente presenta un beneficio económico mayor al pensado debido a ampliaciones en el ingenio que al final fueron protegidas con el mismo sistema implementado. Analizando los datos de la tabla siguiente vemos que los costos fueron proyectados primero a diez años, por el tiempo promedio de vida del SAI de 10 años, luego fueron proyectados anualmente y por semestre. Notar que los costos a diez años son mas bajos que los ingresos por lo que es indiscutible la necesidad de colocar la SAI y el gran beneficio económico que se obtendrá ya que la inversión del proyecto se recuperará en un año de beneficio y los restantes nueve años serán ganancia neta.

Tabla XVIII Análisis de costos y beneficios por colocación de SAI en tachos

Descripción	Por década (diez años) tiempo de vida de SAI	Anual según proyección de década	Semestral, cogeneración 12 meses, zafra 6 meses	Observaciones
Costo equipo de automatización a proteger durante diez años	\$60,000.00	\$6,000.00	\$3,000.00	El equipo de automatización protege tachos y una parte de cogeneración
Costo de equipo de protección SAI (vida 10 años)	\$40,000.00	\$4,000.00	\$2,000.00	La proyección se hizo a 10 años que es el tiempo de vida de SAI
Costo de imprevistos y mantenimiento del equipo de protección SAI durante diez años	\$22,000.00	\$2,200.00	\$1,100.00	Este costo incluye un cambio de baterías y mantenimiento semestral de SAI
Total costos o egresos	\$122,000.00	\$12,200.00	\$6,100.00	Costos a usar en relación B/C
Ganancia en producción por proteger equipo	\$300,000.00	\$30,000.00	\$30,000.00	Esto es por zafra aunque cogeneración produce todo el año
Ganancia en ahorro por perdida de equipo	\$150,000.00	\$15,000.00	\$15,000.00	Este ahorro se dará por la protección de la SAI
Total beneficios o ingresos	\$400,000.00	\$ 40,000.00	\$ 20,000.00	Ingresos a usar en relación B/C
relación B/C o ingresos/egresos	3.27	3.27	3.27	La inversión en la SAI es aconsejable

En opinión personal y según lo observado en el campo, las empresas nunca escatiman en gastos que sean para proteger el equipo de automatización de una planta de producción o para proteger la información general de la empresa que se guarda en centros de datos específicamente servidores.

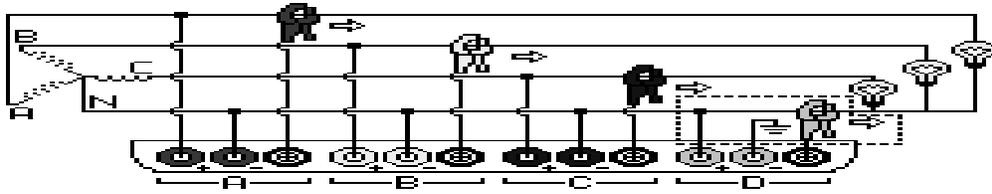
6.1.1 SAI en redundancia en área de Tachos

Tachos es el área donde están ubicadas las vasijas o cacerolas grandes de metal de fondo redondo encargadas del cocimiento de la meladura. Según reporte de ingenio si el área de tachos detiene la producción se pierde alrededor de 15000 quetzales por cada 10 minutos, lo cual es fatal para el ingenio, lógicamente el área de tachos es controlada desde un centro de máquinas donde esta el equipo de automatización industrial que es el cerebro de todo el proceso, se pensó colocar UPS en redundancia para proteger el equipo de automatización precisamente para evitar el paro de la producción.

El consumo total era de 10 kVA, pero por solicitud del ingenio se aplicó un margen de crecimiento futuro del 50%, lo que dio como resultado una SAI de 20 kVA y por seguridad a prueba de falla de la unidad SAI se aplicó redundancia N+1, lo que implicó otra unidad de 20 kVA para colocarla en redundancia paralelo, con esto, el ingenio aseguró una buena calidad de energía eléctrica para el equipo de automatización, una redundancia de emergencia por fallo de cualquiera de las dos unidades SAI instaladas, un tiempo de respaldo de 1.5 horas al tener contingencias por corte de electricidad y lo mas importante continuidad de la producción de azúcar evitando pérdidas económicas.

Se hizo un estudio de calidad de energía con un medidor especial marca Dranetz modelo 440S por tres días previo al proyecto, con el fin de obtener datos eléctricos reales del área del proyecto, la conexión del equipo es la siguiente:

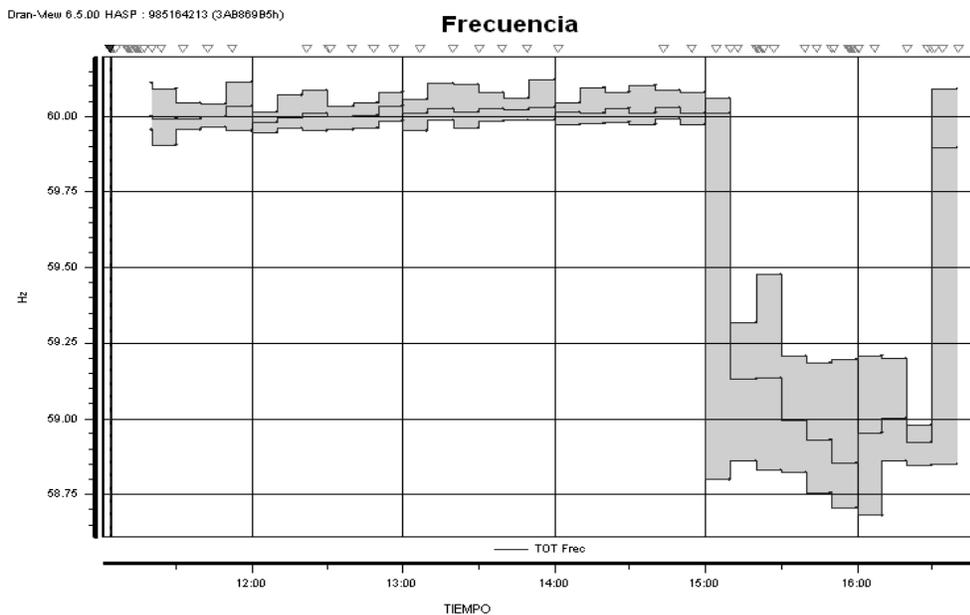
Figura 78 Diagrama de conexión de medidor Dranetz



Este medidor tiene cuatro canales de medida simultáneos para diferentes configuraciones, y por medio de software de PC proporciona una gran cantidad de datos eléctricos recopilados en el tiempo programado.

Gracias al estudio hecho por el medidor dranetz se obtuvieron las gráficas 79, 80, 81, 82, 83 y 84 que proporcionaron datos de potencia activa de carga, frecuencia, voltajes, armónicos más dañinos, formas de onda y factor de potencia. Las gráficas se dan a continuación, en ellas se puede interpretar los resultados que fueron la base del proyecto.

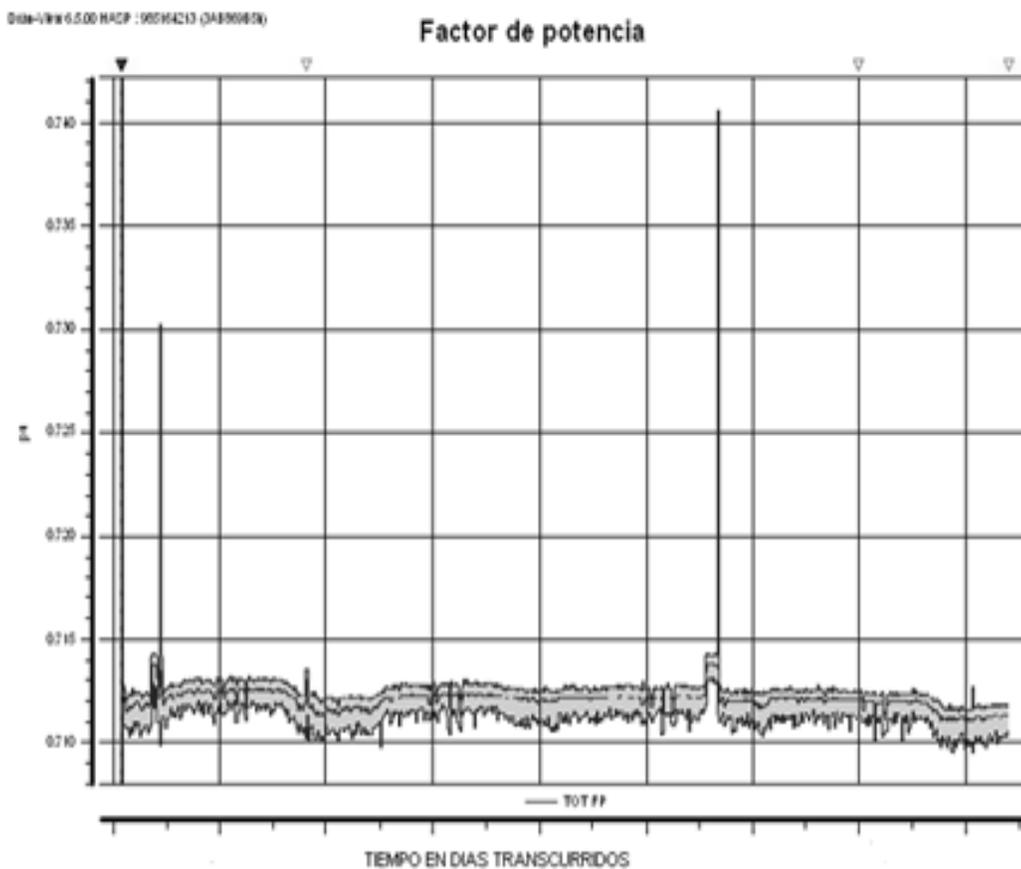
Figura 79 Gráfica de frecuencia tomada por medidor Dranetz



	<i>Nñn</i>	<i>Máx</i>	<i>Pro</i>
TOTFrec	58.68	60.12	59.76

La frecuencia es muy variable y de mala calidad baja hasta 58.68 Hz y sube hasta los 60.12 Hz, esto provoca parpadeo en los equipos electrónicos sensibles e inclusive puede inducir una falla en el funcionamiento de los mismos.

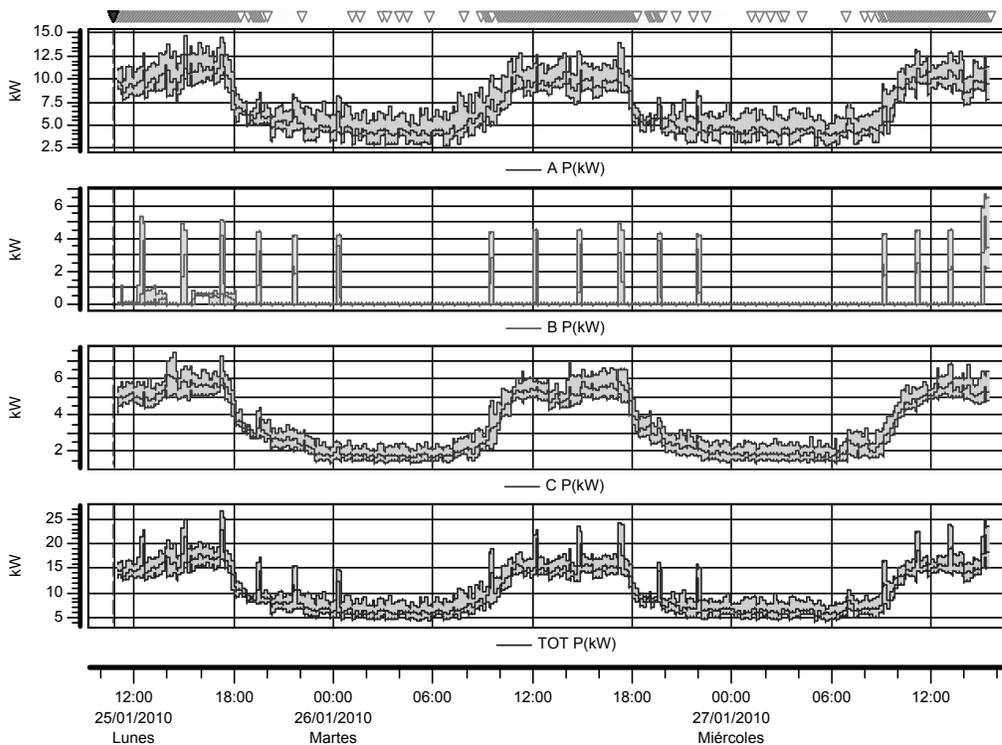
Figura 80 **Factor de potencia tomado por medidor Dranetz**



De la gráfica anterior vemos que el factor de potencia es bastante bajo y se mantiene en promedio a 0.712, es necesario mejorarlo para reducir el consumo de potencia activa y aparente, recordemos que la relación entre la potencia aparente y activa da el factor de potencia y mejorándolo, se logrará un ahorro en la factura de energía como beneficio adicional por la colocación de la SAI.

Tenemos que buscar una SAI que mejore el factor de potencia, algunas SAI cuentan con PFC (*power factor correction*), sistema que funciona por medio de un banco de capacitores que hacen la compensación de energía reactiva logrando una mejora del PF.

Figura 81 **Potencia activa tomada por medidor Dranetz potencia por fases y total en KW**



Evento #2 a 25/01/2010 10:44:48.000
Clrms Intensidad Disparo (Lecturas de tendencias) Alto a Muy Alto

	<i>Min</i>	<i>Máx</i>	<i>Pro</i>
AP(kW)	2.797	14.68	6.913
BP(kW)	0.007654	6.662	0.2797
CP(kW)	1.389	7.422	3.413
TOTP(kW)	4.336	26.65	10.60

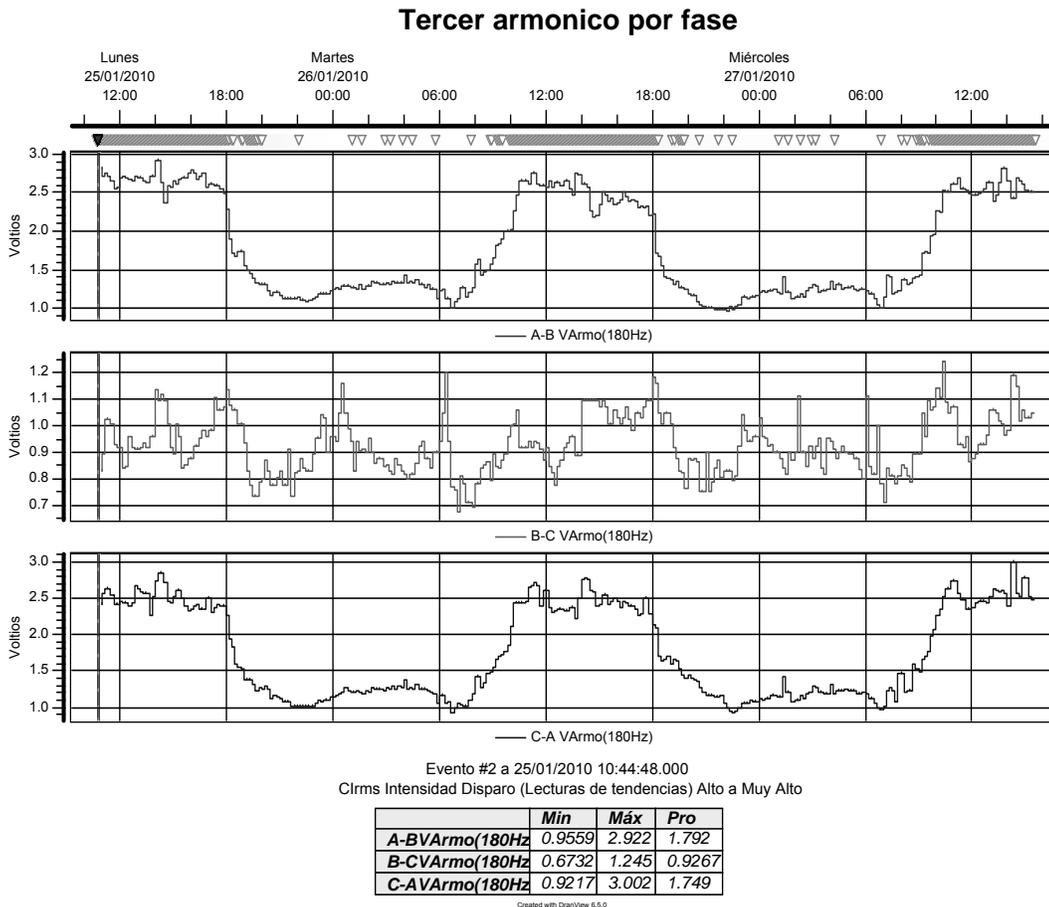
Created with DrawView 6.5.0

De esta gráfica se obtuvo el consumo del lugar y se determinó la capacidad de la UPS a instalar, sabiendo que el consumo total promedio es de 10 Kw y que el factor de potencia es en promedio 0.712 obtuvimos la potencia en KVA utilizando las fórmulas dadas en la secciones anteriores al final el total

de Kva es de $\frac{P}{fp} = \frac{10000}{0.712} = 14Kva$ si usamos el fp del lugar pero tomando en cuenta que el equipo a colocar mejora el fp a 0.9 el consumo en kva real con el equipo SAI instalado será de 11.1 Kva, y siguiendo el factor de crecimiento futuro del 50% solicitado por el ingenio tenemos una ups final a colocar de 16.65 Kva pero la SAI más cercana a este valor es de 20 Kva.

Al ingenio se le propuso SAI de 15 Kva pero con esa capacidad no se respetaba su requerimiento de crecimiento futuro del 50% y fue el ingenio el que decidió que el proyecto fuera dimensionado a SAI de 20 Kva.

Figura 82 Tercer armónico tomado por medidor Dranetz



Los armónicos mas dañinos no presentaron mayores problemas por lo que fueron irrelevantes, aunque se busco una SAI que tuviera una mejora en le porcentaje de THD para evitar problemas futuros.

Figura 83 Forma de onda y diagrama fasorial tomados por medidor Dranetz

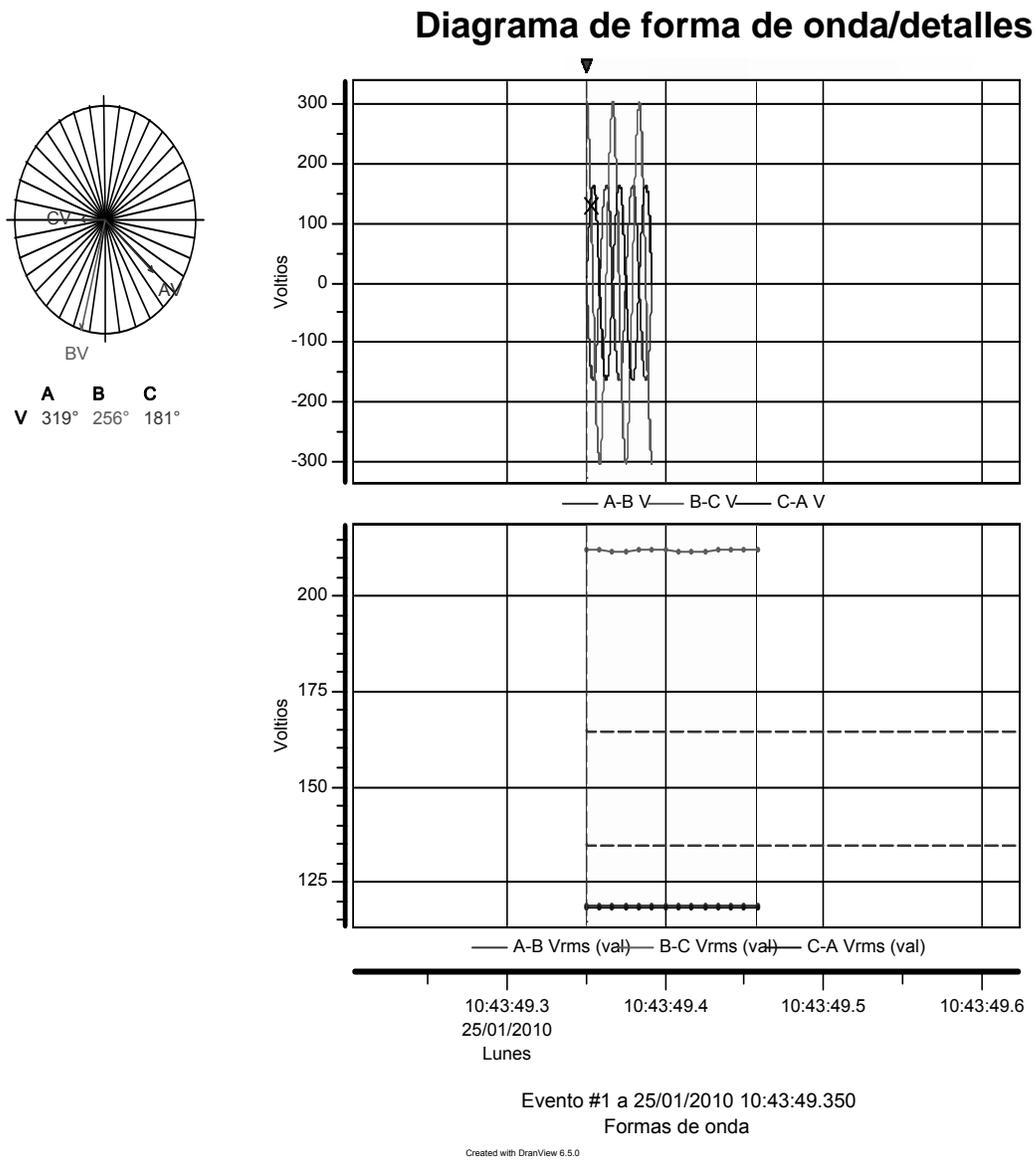
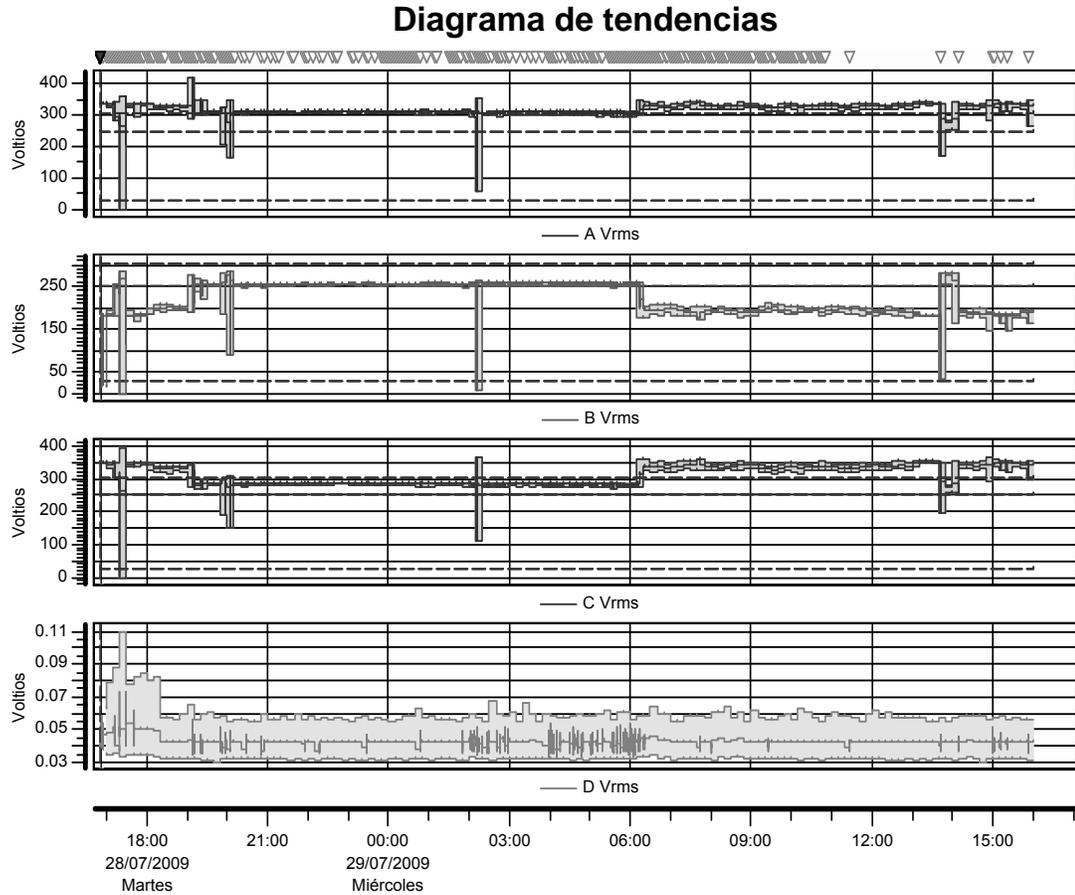


Figura 84 Voltajes tomados por medidor Dranetz



	<i>Min</i>	<i>Máx</i>	<i>Pro</i>
AVrms	0.08348	416.5	318.6
BVrms	0.08801	283.4	224.3
CVrms	0.09772	396.3	310.4
DVrms	0.03074	0.1100	0.04329

Created with DranView 6.5.0

De las gráficas 83 y 84 se puede notar que el voltaje es inestable en las tres fases y que la forma de onda es senoidal, pero tiene un poco de distorsión, la SAI a colocar deberá ser con onda de salida pura senoidal para conexión delta, ya que la variación de onda puede afectar a los equipos a proteger. Se deja claro que la onda senoidal sea pura en todo momento porque hay SAI que al momento de pasar de modo en línea a modo baterías transforman la onda de salida a cuadrada y esto afecta el funcionamiento de equipos sensibles y el

objetivo principal del proyecto es tener los equipos con la mejor calidad de energía posible inclusive cuando existan cortes de energía largos o cortos.

La conexión de alimentación para las SAI debería ser delta trifásica pero eso aumentaba el costo de los equipos al tener incorporado un transformador de aislamiento que convirtiera de delta a estrella, esto obligó a tomar la decisión de colocar un transformador seco de aislamiento externo marca EATON que convirtió la acometida de 480 voltios delta a 208 voltios estrella, con esto los equipos fueron pedidos estándar en voltaje y no aumentó los costos del proyecto. El transformador instalado fue de capacidad 20 Kva y bajo las especificaciones acordadas para alimentar las SAI, el Ingenio Santa Ana proporcionó el transformador por ser una unidad que tenían almacenada en sus bodegas y que cumplía la mayoría de los requerimientos para el proyecto, para saber más sobre la elección del transformador referirse a la sección 1.2.8.

6.1.2 Proceso de selección, traslado e instalación del equipo

Existen varias marcas en el mercado nacional y en mi experiencia y opinión personal existen únicamente dos que son de buena calidad y superiores a muchas otras en varios aspectos técnicos, cabe resaltar que cualquiera que sea la marca siempre aumentará notablemente los costos del proyecto y por eso la decisión de colocar un transformador seco externo para la conversión de delta 480 V a estrella 208 V fue muy acertada desde el punto de vista económico del proyecto.

Para el Ingenio Santa Ana utilizamos la marca europea MGE (*merlín gerin electric*), modelo galaxy 3000 standard, esta ofreció la capacidad requerida de 20 Kva, y los requerimientos técnicos para poder conectarse en modo paralelo redundante. Esta marca puede fabricar equipos especificados por el cliente que se acoplen a instalaciones especiales, pero eso aumenta más su costo.

Las UPS MGE galaxy 3000 del proyecto tienen las siguientes ventajas que fueron la razón de la elección:

- Doble conversión y onda senoidal pura en todo momento.
- Capacidad para colocar en paralelo redundante.
- Mejora del factor de potencia por sistema PFC.
- Mejora del THDV-THDI a un porcentaje menor del 5%.
- Capacidad de extensión de tiempo de respaldo a la hora de corte aguas arriba por medio de bancos extras de baterías.
- Rendimiento del 97% y capacidad de sobrecarga de hasta 150% / 1s.
- Porcentaje de regulación para voltaje y frecuencia de salida con error de únicamente el 1%.
- Certificado por normas IEC e ISO.
- Software de administración para monitoreo y manejo.
- Panel de control amigable para fácil uso por el usuario final.
- Sistema de *bypass* manual de transferencia en caso de falla.
- Sistema de paro de emergencia remoto y local.
- Amplio rango de parámetros de entrada que no afectan el funcionamiento normal de la SAI.
- Bajo nivel de ruido menor a 50 dB.
- Comunicación TCP/IP, RS232 y Modbus para monitoreo de alarmas.

También se tomó en cuenta para la selección el costo y la disponibilidad de repuestos que fueron mejores comparándolos contra la competencia.

Las especificaciones técnicas del equipo galaxy 3000 de 20 Kva marca MGE elegido para el proyecto se dan a continuación.

Tabla XIX Especificaciones técnicas de SAI galaxy 3000

Galaxy 3000	10 kVA	15 kVA	20 kVA	30 kVA
Potencia activa (kW)	8	12	16	24
Tecnología	on-line de doble conversión + sistema PFC (Power Factor Correction)			
Entrada/salida red de corriente alterna				
Margen de tensión de entrada	250 V a 440 V tri + neutro			
Tensión nominal de entrada	380-400-415 V, hasta 480 V con autotransformador (opcional)			
Frecuencia de entrada	47 a 63 Hz, función convertidor de frecuencia (de serie)			
Tensión / frecuencia de salida	380-400-415 V +/- 1% tri + neutro / 50/60 Hz +/- 1%			
Prestaciones				
Nivel de ruido (dbA)	< 50		< 53	
Distorsión en la corriente THDI	< 5%		< 3%	
Funcionamiento dinámico	+/- 3% con impacto de la carga			
Distorsión en la tensión THDU	< 3%			
Capacidad de sobrecarga	150% 1 s ; 120% 1,5 min ; 110% 5 min			
Factor de cresta admisible	3:1			
Rendimiento	97% en modo Éco			
Protección de las baterías	sistema de control de las baterías (Battery Monitoring) de serie			
Temperatura de funcionamiento	40°C durante 8 h; 0°C a 35°C en todo momento			
Tiempos de autonomía al 70% de la carga (valores típicos tras 3 ciclos de descarga, baterías de 3-5 años; para baterías de 10 años, consúltenos)				
Armario UPS con baterías integradas				
estándar	10 min	10 min	10 min	10 min
premium	20 min	20 min	20 min	13 min
LA	35 min		24 min	
Armario UPS + armario de extensión de las baterías				
XLA	48 min	32 min	41 min	24 min
X2LA (([*] a petición del cliente)	75 min [*]	53 min	70 min [*]	53 min
Comunicación				
Ranura de comunicación MGE	3 ranuras y 1 tarjeta de contactos secos incluida de serie			
Paro de emergencia	1 borna			
Opciones				
Módulo transformador de aislamiento	aislamiento galvánico, redes 1 y 2 separadas, cambio de régimen de neutro dimensiones idénticas al UPS de 30 kVA con baterías integradas			
Puesta en paralelo	hasta 4 máquinas de igual potencia para extensión de potencia y redundancia			
Normas y certificaciones				
Seguridad y rendimiento	CEI 62040-1/CEI 62040-3			
CEM / armónicos	CEI 62040-2 niv. B/CEI 61000-3-2/4			
Certificación	CE; TÜV			
Diseño, fabricación y color	ISO 14001- ISO 9001/RAL 9002			
Conexiónado en borna (sección máxima)				
Cable de entrada / salida	6 mm ²	10 mm ²	16 mm ²	25 mm ²
Dimensiones H x L x P (mm) de los armarios				
UPS + baterías integradas	1420 x 655 x 565		1600 x 670 x 685	
Extensión de las baterías	1600 x 850 x 685			
Peso (kg) del UPS con baterías integradas				
Estándar/premium	273/330	335/380	365/470	427/570

El traslado tiene una ruta muy larga debido a que este tipo de UPS solo es fabricado bajo pedido, fue enviado desde Francia a puerto Guatemala y luego bodegas de Amipro donde se le realizan una serie de pruebas y revisiones para poder ser empaquetado nuevamente y entregado al usuario final en este caso el Ingenio Santa Ana, las pruebas realizadas son las siguientes:

- Inspección física del equipo.
- Prueba de los equipos en forma individual en vacío y con carga máxima.
- Prueba de los equipos en modo redundante en vacío y a plena carga.
- Instalación, configuración y pruebas de la tarjeta SNMP para la comunicación del equipo con la red, aquí se aprovecha para poner la fecha y hora correspondientes a Guatemala y se prueban los comandos de apagado y encendido remoto además de los envíos de mensajes SMS y correos electrónicos.
- Prueba de los equipos con variador de voltaje para verificar voltajes máximos y mínimos de funcionamiento.
- Chequeo del estado óptimo de los bancos de baterías y el tiempo de respaldo que ofrecen al presentarse falla en la red aguas arriba.
- Revisión de funcionamiento de la transferencia de bypass manual.
- Prueba manual del interruptor automático de baterías.
- Prueba de la función EPO *emergency power off* con el equipo a plena carga.
- Chequeo del cargador de baterías y recarga óptima al 100% de las mismas luego de uso por falla en alimentación de entrada.
- Medición de la calidad de energía ofrecida a la salida del equipo.

Las pruebas previas a la entrega final con el cliente son muy importantes, ya que por experiencia personal existe la posibilidad de que los equipos vengan a Guatemala con defectos de fábrica o de transporte, en varias ocasiones en la

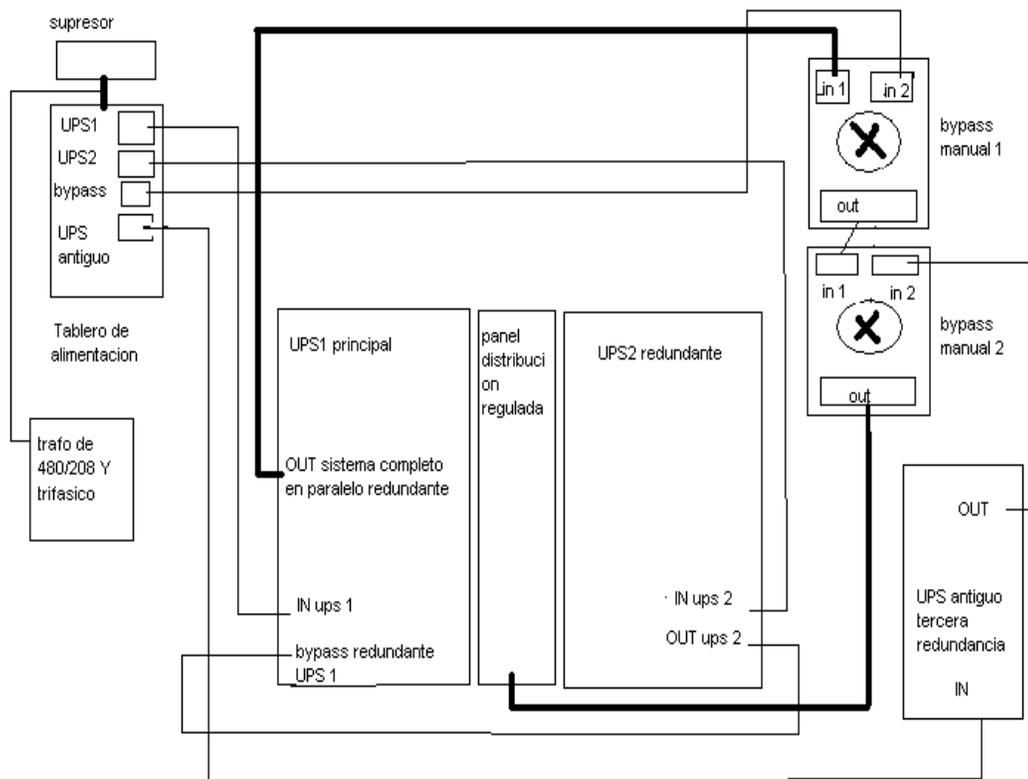
empresa Amipro hemos regresado equipos a fábrica que han tenido que reemplazar por otros equipos porque no funcionan bien, se comenta esto para que los ingenieros a cargo de proyectos similares siempre tengan en cuenta que puede darse el caso de equipos defectuosos que pueden atrasar el proyecto y para evitar problemas se sugiere que al momento de la planeación se pida que los equipos estén en Guatemala con 1 ó 2 meses de anticipación previos a la entrega del proyecto esto con el fin de ganar tiempo si algún equipo viniera defectuoso y que el reemplazo este a tiempo y no afecte el tiempo estimado de realización y entrega del proyecto.

Para el traslado es muy importante tomar en cuenta las dimensiones y el peso del equipo que se obtienen de la tabla XIX, en este proyecto se utilizaron dos vehículos con capacidad de carga para media tonelada cada uno, además de las medidas de seguridad y pago de seguros necesarios, ya que el costo de los equipos transportados es elevado y un robo de los mismos hubiera producido pérdidas serias a la empresa Amipro aparte de retrasar el proyecto del ingenio, se menciona esto con el fin de alertar en este tipo de aspectos en futuros proyectos.

Regularmente la fábrica de los ingenios tiene varios niveles y para nuestra mala suerte en Santa Ana el área de tachos donde se instalaron las SAI estaba en el tercer nivel, y aislado por caminos estrechos, fue necesario remover una parte del techo y utilizar una grúa con brazo de longitud de 20 metros, este transporte especial lo proporciono el ingenio, se menciona esto para que sea un gasto considerado en los costos del proyecto ya que la renta de maquinaria industrial es cara y puede significar una pérdida para la empresa que realiza el proyecto, por esa razón las visitas previas al área del proyecto son muy importantes porque ayudan a tener una mejor visión del trabajo a realizar.

Como era un proyecto nuevo la instalación fue hecha desde cero, el ingenio llevo únicamente la acometida trifásica hasta el lugar por medio de un tablero de 8 polos del cual salió la alimentación para el UPS, adicional a ese tablero se instalo un supresor de transientes y un sistema de dos *by-pass* externos para emergencias por falla de los equipos, el diagrama de conexión a bloques es el de la figura 85 siguiente:

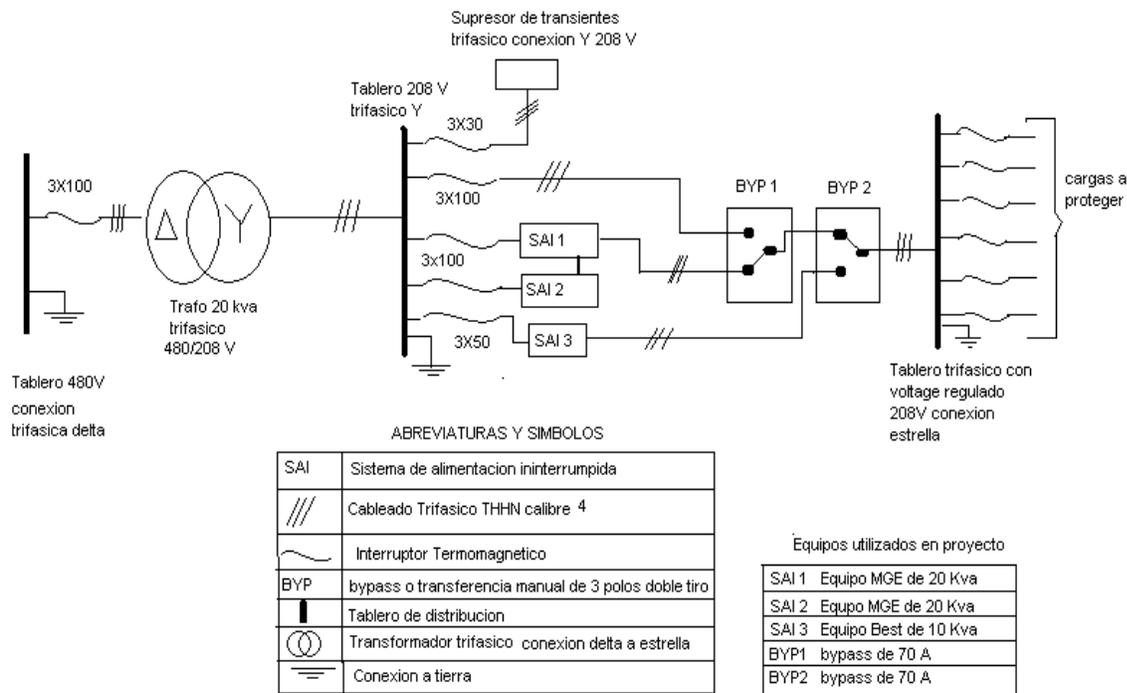
Figura 85 Diagrama a bloques de UPS en redundancia en tachos de Santa Ana



Hay un tablero trifásico con supresor externo para alimentar los 3 UPS y el *by-pass*, los UPS 1 y 2 son los del nuevo proyecto, el UPS 3 antiguo siempre se pensó ponerlo para emergencias como una tercera redundancia.

La salida principal del sistema sale del ups 1 y pasa por el sistema de bypass manual para llegar al tablero de distribución regulada de donde salen los circuitos que protegen el área de tachos. Notar que existe un transformador cuya función es cambiar la acometida de 480V delta a 208V estrella. Se colocó el transformador externo para ahorrar costos porque si se pedía incorporado en el equipo aumentaba demasiado el costo y lo único que se buscaba en este proyecto era funcionalidad. En la figura 86 se da el diagrama unifilar del proyecto.

Figura 86 Diagrama unifilar de instalación de SAI en redundancia en tachos



Para determinar la dimensión de los interruptores termomagneticos aguas arriba y poder mantener la selectividad, se deben tomar en cuenta los parámetros siguientes dados en el manual del equipo:

Figura 87 **Curva de los fusibles de entrada y salida de la SAI Galaxy**

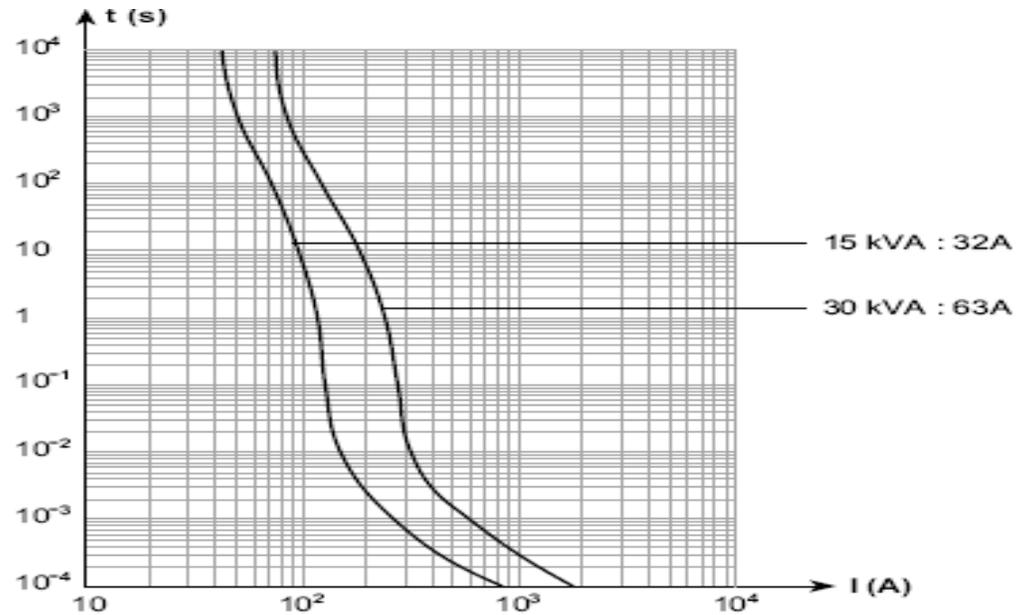


Tabla XX **Valor de las corrientes de línea**

Potencia del UPS	Corriente permanente de entrada para $V=208V$ y en sobrecarga de $1.05 I_n$	Corriente de entrada permanente de sobrecarga de $1.25 I_n$ limitada a 10 min.	Corriente de entrada permanente de sobrecarga de $1.5 I_n$ limitada a 1 min.	Calibre de los fusibles en entrada y en salida
10 kva	22 A	23 A	23 A	32 A
15 Kva	31 A	33 A	33 A	32 A
20 kva	42 A	46 A	46 A	63 A
30 kva	60 A	67 A	67 A	63 A

Tabla XXI **Protecciones de entrada recomendadas**

Potencia de UPS	Interruptor termomagnético inicial
10-15 kva	40 A
20-30 Kva	80 A

Cabe recalcar que esto se debe respetar para mantener la selectividad sin interrupción de 20 ms máximos.

Tabla XXII Protecciones de salida recomendadas

Potencia de UPS	Fusible ultrarrápido por circuito y por fase	Interruptor magnetotermico de salida por circuito y por fase
10-15 kva	menor de 12 A	4- 10 A
20 kva	menor de 14 A	6-15 A
30 kva	menor de 16 A	10-20 A

Estas protecciones permiten asegurar una selectividad en cada una de las salidas conectadas aguas abajo del UPS, con y sin red AC BYPASS. Si no se respeta esta protección recomendada aguas abajo, se puede producir como consecuencia durante un corto circuito en una salida un corte de tensión superior a 20 ms en todas las demás salidas.

La selección de un conductor debe asegurar una capacidad de transporte de corriente adecuada, una capacidad de soportar corrientes de cortocircuito apropiada, una adecuada resistencia mecánica y un comportamiento acorde con las condiciones ambientales en que operará, la norma ANSI/IEEE C57.110-1986, recomienda que los equipos de potencia que deben alimentar cargas no lineales (equipos electrónicos), operen a no más de un 80% de su potencia nominal, es decir que los sistemas deben calcularse para una potencia del orden del 120% de la potencia de trabajo en régimen efectivo. Vamos a dimensionar los conductores de línea en base a nuestra máxima corriente permisible ya que este posee fusibles a la entrada y salida del inversor que actuaran en caso de cortocircuitos.

Recordemos que la corriente eléctrica origina calentamiento en los conductores por el efecto Joule y este exceso de temperatura genera dos efectos negativos en los aislantes, disminución de la resistencia de aislamiento y disminución de la resistencia mecánica, por esa razón vamos a seleccionar

cable THHN de cobre que soporta mas temperatura (hasta 90°C) sin alterar sus parámetros dados en comparación con otros conductores.

La UPS puede dar máximo 20 kVA en tres fases pero tenemos que recordar que puede soportar sobrecargas de hasta el 150% durante 10 segundos esto significa que nuestra potencia trifásica máxima posible es de hasta 30 Kva entonces nuestra potencia máxima por fase puede llegar hasta los 10 kVA y la corriente máxima que podemos obtener es la siguiente:

$I_{\max} = 10\text{kVA} / 110\text{V} = 90.9$ amperios el conductor apropiado a utilizar es el THHN calibre 4 que soporta según tablas hasta 95 amperios y su sección transversal es de 21.15 mm^2 .

La distancia desde el trafo de alimentación a las SAI redundantes no excede los 20 metros, con esto podemos saber cual será nuestra caída de tensión por causa de la resistividad del conductor con la siguiente fórmula

$R = \frac{\rho \cdot l}{A}$ donde en área del cable a usar es de 21.15 mm^2 y la densidad del

cobre usado en el cable THHN es $\rho_{\text{cobre}} = 0.01724 \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}}$ entonces el valor

de resistencia correspondiente a esa longitud de cable es de:

$$R = \frac{0.0174 \cdot 20}{21.15} = 0.0164\Omega$$

Y por ley de Ohm tenemos que nuestra máxima caída de tensión para 20 metros usando el calibre 4 será de

$$V = I_{\max} \cdot R = 90.9 \cdot 0.0164 = 1.49\text{v}$$

Esto es muy aceptable y nos sirve para demostrar que un mal dimensionamiento del cable puede causar caídas de tensión severas afectando al final a sus cargas.

La siguiente tabla indica las secciones transversales de cables recomendadas por el fabricante y solamente refuerza lo que anteriormente aplicamos para dimensionar el conductor a utilizar.

Tabla XXIII Sección del cable recomendada por fabricante

Potencia de UPS	Líneas red AC NORMAL, red AC BYPASS y aplicación (< 100 m)	Enlace baterías menor de 15 m
10 kva	8 mm ²	10 mm ²
15 Kva	10 mm ²	16 mm ²
20 Kva	21 mm ²	25 mm ²
30 kva	26 mm ²	35 mm ²

La protección a utilizar para cada una de las SAI será de 3X10 basándonos en la I_{max} calculada por fase que nos dio 90.9 A anteriormente, se usara una protección magneto-térmica porque la SAI cuenta con fusibles e interruptores automáticos internos que mantienen la selectividad.

Las SAI están especificadas para temperatura de funcionamiento: posible entre 0 y 40 °C durante 8 horas de funcionamiento óptimo, entre 20 y 25 °C a funcionamiento continuo. La autonomía de la batería se afecta enormemente a causa de la temperatura el manual del fabricante indica que se reduce particularmente a menos de 10°C, superior a 25°C la duración de vida de las baterías se divide entre dos cada vez que la temperatura aumenta 10°C, superior a 40°C los proveedores dejan de garantizar su funcionamiento por riesgo de embalamiento térmico.

La capacidad del aire acondicionado a colocar en el lugar para mantener la temperatura ambiente recomendada se determina por los datos de la tabla siguiente dados por el fabricante, cabe resaltar que los a/c de dimensionan en

btu/hora o toneladas térmicas y que tenemos que tomar en cuenta el doble de capacidad del aire que obtengamos ya que el sistema redundante se compone de 2 equipos idénticos lo que significa doble capacidad de aire acondicionado.

Tabla XXIV **Circulación de caudal de aire y potencia disipada por SAI**

Potencia de UPS	Caudal de aire recomendado	Potencia disipada
10 Kva	400 m^3 / h	1100 W
15 Kva	600 m^3 / h	1600 W
20 Kva	800 m^3 / h	2100 W
30 Kva	1100 m^3 / h	3100 W

Recordemos que un Kw se puede considerar igual a 0.948 btu/seg, por esa razón tendríamos, para nuestro caso y tomando solo un equipo, una potencia disipada de 2.1 Kw para una SAI MGE Galaxy de 20 Kva. Al convertir los Kw a btu/seg tenemos que:

$$2.1Kw \times 0.948 = 1.99 \frac{btu}{seg}$$

Ahora los convertimos a btu/hora y obtenemos:

$$1.99 \frac{btu}{s} \cdot 60 \frac{s}{1h} = 119.4 \frac{btu}{hora}$$

Ahora consideremos toneladas térmicas sabiendo que 1 tr = 12000 btu/h.

$$119.4 \frac{btu}{h} \div 12000 = 0.00995 \text{ Tr}$$

Ahora observemos en que las capacidades de fabricación de A/C disponibles en el mercado son de ½, 1, 1.5, 2, 3, 4 y 5 toneladas terminas o su equivalente a BTU.

De lo anterior deducimos que solo para disipar la energía de nuestros dos UPS en redundancia necesitamos alrededor de 240 btu/h lo que significa que con un aire de ½ tonelada de refrigeración estaríamos cubiertos, pero hay que tomar en cuenta también los btu/h de los otros equipos eléctricos que están funcionando en la misma área de las UPS., en este proyecto no tuvimos acceso a la información de los otros equipos y solo proporcionamos el dato que requería el sistema de UPS redundantes que fue el que nosotros entregamos.

De todas formas el cálculo para cualquier equipo se hace de la misma manera, por cargas, y la capacidad de a/c a utilizar es la suma algebraica de Tr que se obtengan de todos los equipos que funcionan en el lugar. En el caso específico del ingenio, al final colocaron un aire acondicionado de capacidad para 24,000 btu/h o su equivalente de 2 toneladas de refrigeración.

Cabe hacer mención que la capacidad de los aires acondicionados en toneladas de refrigeración no tienen nada que ver con su tamaño ya que se tiende a tener la idea de que un aire de 2 toneladas de refrigeración es grande en dimensiones y peso lo cual es erróneo. También hago notar que los consumos eléctricos de los aires son considerables y jamás van conectados a los UPS ya que introducen mucha deformación y caída de tensión y al colocarlos a los UPS estaríamos destruyendo el trabajo previo hecho por la UPS en lo que se refiere a calidad de energía, además que no tendría sentido tener un a/c protegido por una UPS.

6.1.3 Criterios de arranque y pruebas del equipo

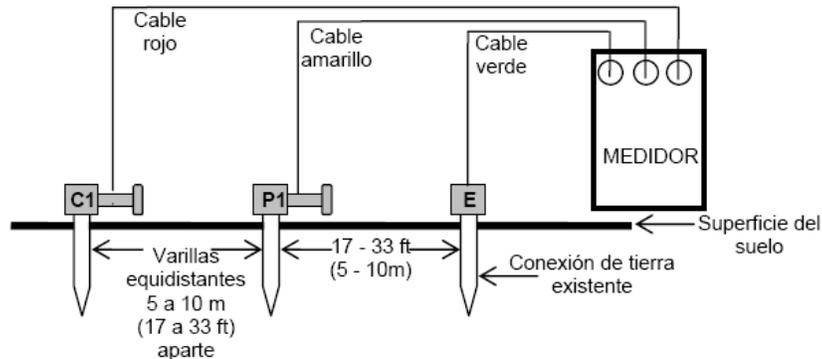
Es muy importante que antes de iniciar el proceso de arranque se haga una revisión minuciosa de toda la instalación realizada, también deben de realizarse todas las mediciones eléctricas posibles antes de energizar el sistema de SAI redundantes. En nuestro caso realizamos mediciones de

voltajes en el transformador de la acometida principal de nuestro sistema para el lado de alta y el lado de baja con el fin de comprobar que los voltajes son correctos para la conexión estrella $480\Delta / 208Y V$, también se hizo medición de secuencia de fases en la alimentación trifásica de nuestro sistema y fue necesario corregir porque estaban en desfase por cruces en el cableado del lado de baja del transformador hacia el tablero de distribución.

Se realizó una medición de la tierra física en nuestro sistema con un megger marca extech que utiliza el método de caída de tensión, el diagrama de conexión usado fue el siguiente:

Figura 88 Conexión de megger para la medición de la tierra física

Diagrama de conexión de prueba



El método de comprobación de caída de potencial, es el método tradicional que se utiliza para medir la capacidad de un sistema de conexión a tierra física o un electrodo individual para disipar la energía de un sitio, y es el método que utilizan los equipos conocidos como telurómetros. El telurómetro requiere de tres conexiones para realizar la medida de la resistencia de la toma de tierra, en primer lugar, el electrodo de interés de conexión a tierra física debe desconectarse de su conexión al sitio, en segundo lugar se conecta el comprobador al electrodo de tierra.

Luego, para realizar la comprobación de caída de potencial de 3 polos, se colocan dos estacas de conexión a tierra en el terreno en línea recta alejadas del electrodo de tierra, normalmente alcanza con un espaciamiento de 20 metros (65 pies). El telurómetro genera una corriente conocida entre la estaca externa (estaca auxiliar de conexión a tierra) y el electrodo de tierra, mientras que se mide el potencial de caída de tensión entre la estaca interna de tierra y el electrodo de tierra.

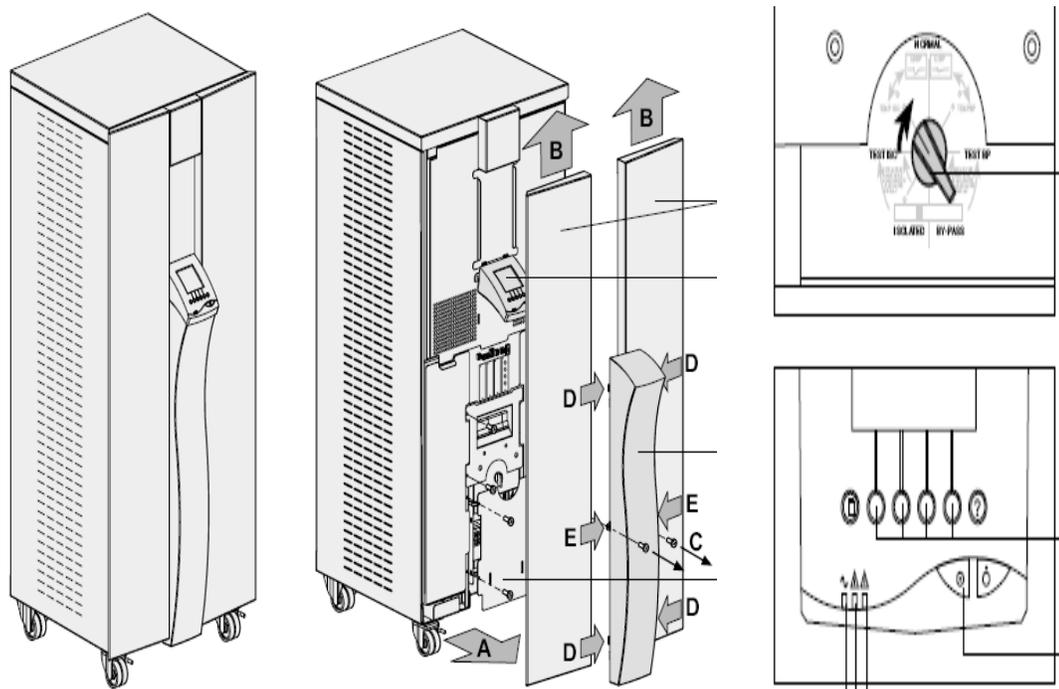
Utilizando la ley de Ohm ($V = I \cdot R$), el comprobador calcula automáticamente la resistencia del electrodo de tierra;

Si este electrodo de tierra física está en paralelo o en serie con otras varillas de conexión a tierra física, el valor de resistencia desplegado en el medidor resulta ser el valor total de todas las resistencias. La estaca interna debe de estar fuera de la esfera de influencia del electrodo de tierra física bajo comprobación y la conexión auxiliar a tierra, de lo contrario las áreas eficaces de resistencia se superpondrán e invalidarán cualquier medición que estuviéramos obteniendo.

Para comprobar la exactitud de los resultados y asegurar que las estacas de conexión a tierra física estén fuera de las esferas de influencia se modifica la posición de la estaca interna 0.91 metro (3 pies) en cualquier dirección y realizamos una nueva medición, si hay un cambio significativo en la lectura (30 %) se necesitará aumentar la distancia entre la varilla de conexión a tierra física bajo comprobación, la estaca interna y la estaca externa (conexión auxiliar a tierra física) hasta que los valores medidos permanezcan bastante constantes al modificar la posición de la estaca interna. En el caso del proyecto como era un pozo nuevo hecho exclusivamente para el sistema de UPS de tachos midió 0.5Ω lo cual es excelente ya que la fábrica solicito como mínimo 3Ω para poder respaldar la garantía del sistema, además se cumplió lo especificado por la NFPA70 y las normas IEC correspondientes.

Luego de verificar lo anterior se procedió al arranque del sistema, estos equipos tienen una secuencia de arranque que si no se cumple no funcionan y presentan alarma además de que puede dañar a las SAI, la secuencia de arranque tomando en cuenta la grafica 89 se da más adelante.

Figura 89 **SAI en forma física, desarmada y perrilla-panel de control**



La grafica anterior muestra como es el equipo físicamente y podemos observar que tiene un panel frontal de interfase humano-maquina, también podemos observar que para ponerlo en marcha tenemos que desensamblar la parte frontal para poder tener acceso a el conmutador e interruptores automáticos de control de voltajes de entrada y de baterías.

Secuencia de arranque: Los equipos SAI de 10 Kva en adelante tienen una secuencia de arranque que no es automática debido a la existencia de una transferencia a bypass completamente manual en caso de una probable falla, la secuencia debe respetarse porque de no hacerlo el equipo no arrancara de manera normal indicara falla y además podemos dañar el inversor o el circuito lógico, los pasos a seguir son los siguientes:

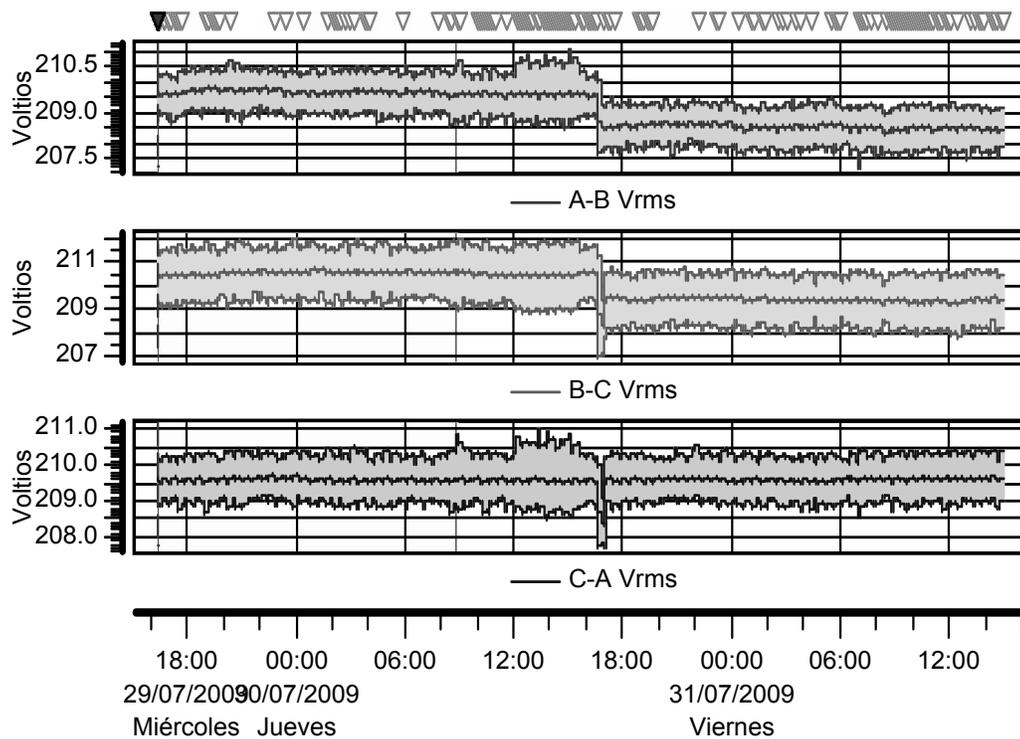
- 1) Abrir el equipo para verificar perilla interna de conmutación de ups que este en posición bypass, alimentar la UPS 1 principal subiendo el interruptor luego pase la perilla de conmutación interna a posición transfer esperar unos segundos hasta que presente una alarma sonora y en pantalla diga disyuntor abierto encenderán una luz roja y una naranja.
- 2) Proceder a subir el disyuntor de baterías y desaparecerá la alarma y la luz roja, ahora encenderá una luz verde, vaya a panel de control y presione botón gris durante 5 segundos esto apaga el inversor, pasara nuevamente a una luz naranja sin alarmas.
- 3) Pase la perilla de conmutación de transfer a normal y encienda ahora el inversor presionando botón verde en panel de control y comando enter, únicamente quedara encendida luz verde.
- 4) Ahora se repite el mismo proceso para la UPS 2 redundante, si se arranca primero la UPS 2 y luego la UPS 1, el sistema no reconocerá la redundancia.

Con el sistema redundante ya implementado se coloco nuevamente el medidor de calidad de energía dranetz para respaldar que el objetivo de la mejora de calidad de energía se había cumplido y se obtuvieron las siguientes graficas. Para la secuencia de apagado del equipo se empieza con la UPS 2 siguiendo los mismos pasos de arranque pero de manera inversa, primero

apagando el inversor desde el panel de control si siguiendo los pasos de arranque en el orden del 3 al 1 en acciones inversas.

Figura 90 Voltajes de sistema redundante en tachos tomados por Dranetz

Diagrama de tendencias



Evento #1 a 29/07/2009 16:20:00.000

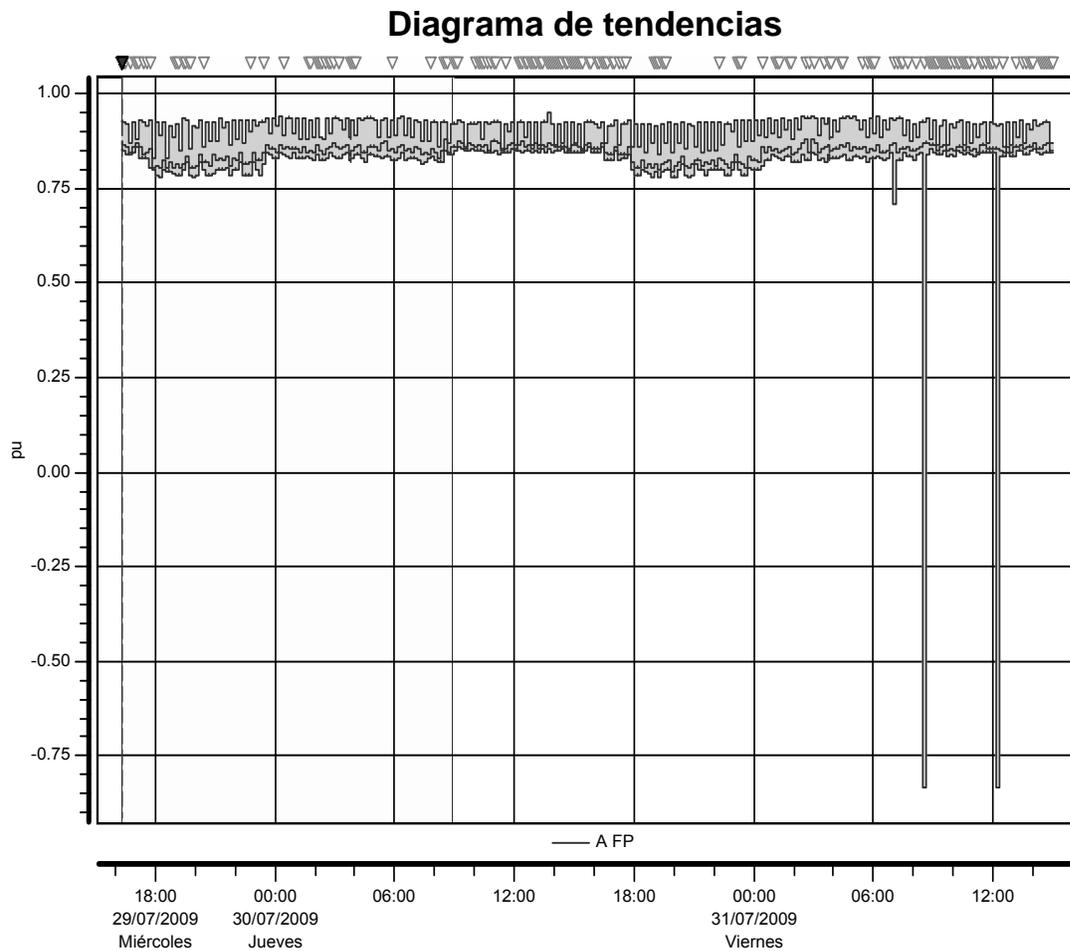
Tendencia

	<i>Min</i>	<i>Máx</i>	<i>Pro</i>
A-BVrm:	207.3	211.0	209.1
B-CVrm:	207.0	212.0	210.0
C-AVrm:	207.8	211.0	209.6

Created with DranView 6.5.0

La gráfica anterior respalda la mejora de voltaje, que es notable en comparación con las medidas sin el sistema implementado.

Figura 91 Factor de potencia de sistema redundante tomado por Dranetz



Evento #1 a 29/07/2009 16:20:00.000
Tendencia

	<i>Min</i>	<i>Máx</i>
AFP	-0.8354	0.9524

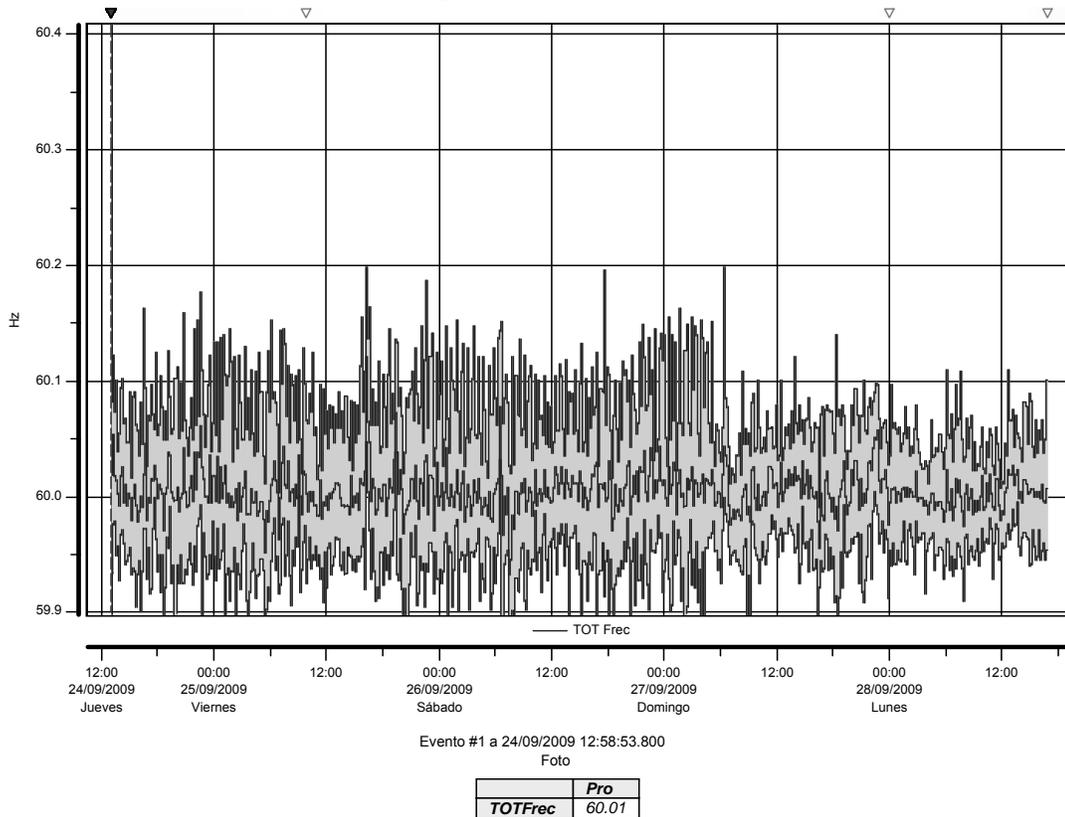
Created with DranView 5.5.0

De la gráfica anterior, se puede notar como mejora el factor de potencia y también se visualiza cuando entra en funcionamiento el sistema PFC para mejorar el FP cuando este tiende a bajar por reacción de cargas predominantemente inductivas.

Figura 92 Frecuencia de sistema redundante tomado por medidor Dranetz

Dran-View 6.5.00 HASP : 985164213 (3AB869B5h)

Diagrama de tendencias



Esta grafica muestra la mejora de la frecuencia manteniendo en promedio un valor de 60.1 Hz que comparándola con el dato de frecuencia mostrado antes de implementar el sistema, si fue mejorado.

6.1.4 Diferentes tipos de prueba del sistema redundante

Para poder entender las pruebas que se realizaron hay que saber como funciona el sistema redundante paralelo que se monto en Ingenio Santa Ana, si observamos el diagrama de conexión a bloques se puede notar que existen dos *bypass* externos que juegan un papel importante en las pruebas, este sistema funciona de la siguiente manera:

El UPS 1 está provisto de un *bypass* de redundancia el cual sincroniza con UPS 2 y le transfiere la carga de manera automática si presentara falla, esto lo hace porque es una ley que este tipo de UPS al presentar falla se pasan a modo *bypass* automático hasta que es transferido a *bypass* manual pero la carga protegida nunca deja de estar con energía eléctrica y mantiene su funcionamiento. Entonces si tenemos en la entrada de *bypass* la salida de un segundo UPS, será ese el que absorba en su totalidad la carga protegiéndola en todo momento. En caso contrario si ambos UPS están en línea y sin problemas solo el UPS principal estará con carga y el redundante estará en vacío esperando a que el otro falle para absorber la carga. También existen dos *bypass* externos cuya función es primero seguirle dando utilidad a la UPS antigua y segundo si en un caso muy extremo y poco probable fallaran los tres UPS simultáneamente se pueda colocar todo el sistema en *bypass* y proporcionarle a los equipos electricidad sin regulación en pocos minutos después de la contingencia.

Prueba 1: Consiste en ver el funcionamiento normal de los equipos para esto se simulo un corte de electricidad, como se esperaba ambas ups se fueron a modo baterías y solo una SAI presento un nivel de carga y la otra estuvo en vacío.

Prueba 2: Consiste en simular una falla en la unidad principal y ver que la otra reaccione absorbiendo la carga, estando todo el sistema en línea y funcionamiento normal se simulo la falla de la ups pasando a *bypass* manual las SAI 1 de manera intencional, como se esperaba la SAI 2 redundante que estaba en vacío absorbió la carga, luego se simularon varios cortes de electricidad y la UPS redundante reacciono bien manteniendo en todo momento la carga.

Prueba 3: Simular una falla total del sistema nuevo y meter la SAI 3 antigua para que absorba la carga por medio de los *bypass* externos, para esto se simulo falla de ambos ups principal y redundante pasando ambos equipos a *bypass* manual, cabe resaltar que al momento de hacer esto la carga siempre sigue con energía eléctrica y que para meter a línea el ups antiguo es necesario programarlo ya que si habrá un corte de energía de por lo menos 5 segundos en lo que se realiza la transferencia manual externa, esto se realizo simulado y como se esperaba la ups antigua absorbió la carga protegiendo nuevamente al sistema 5 segundos después de la contingencia.

Prueba 4: Consiste en suponer que los 3 UPS fallaron de manera simultanea y que se tendrá que pasar toda la carga a *bypass* manual, se colocaron intencionalmente los tres ups en modo *bypass*, notar que la carga sigue con energía y para retirar las unidades malas es necesario programar la transferencia a *bypass* externo manual si es tiempo de zafra ya que si habrá con corte de energía de por lo menos 5 segundos durante la transferencia, tomando en cuenta lo anterior se procede a pasar el *bypass* 1 a modo *bypass* y de igual manera el *bypass* 2, con esto la carga quedara aislada de los ups y se podrán retirar para reparación o reemplazo. Se usaron *bypass* manuales y no transferencias automáticas porque al usarlos todo es programado y muchas veces en tiempo de zafra se tarda hasta 7 horas poder realizar movimientos y una transferencia automática no esperaran el tiempo que se desea ya que están programados y realizan el corte aunque no se este preparado.

Prueba 5: Consiste en ver el tiempo de respaldo que dará el sistema con el total de la carga funcionando, para esto será necesario tener ambos ups en funcionamiento normal y simular un corte de electricidad, ambos ups pasaron a modo baterías pero el que tiene la carga empezó a agotar su tiempo de respaldo mas rápido que el que esta en vacío como es lo normal luego de

transcurridos 45 minutos el UPS principal termino su trabajo y se apago transfiriendo la carga al ups redundante con el cual se obtuvieron 20 minutos más de respaldo, el ingenio durante falla nunca mantiene más de 45 minutos sin energía áreas importantes.

CONCLUSIONES

1. En Guatemala las plantas de producción invierten en las protecciones para sus maquinarias o equipos electrónicos pero se les debe demostrar claramente la necesidad de estas protecciones y el beneficio económico que obtendrán por colocarlas.
2. Las perturbaciones eléctricas pueden originarse en la red del distribuidor, en la instalación del usuario afectado o en la de un utilizador próximo, estas perturbaciones tienen diversas consecuencias que afectan los equipos eléctricos y contribuyen al deterioro de los medios de producción.
3. Las perturbaciones no deben ser tomadas como una fatalidad, pues existen diversas soluciones que permiten conseguir una calidad de energía eléctrica de alimentación personalizada, adaptada a las necesidades de cada usuario, obviamente una inversión para proteger una planta de producción será mayor que la realizada en un hogar común, pero tanto la planta como el hogar estarán protegidos al nivel eléctrico que cada uno necesita.
4. Es preferible una instalación en la que se distinguen bien los servicios preferentes y no preferentes, y contar con fuentes de emergencia eléctrica como plantas eléctricas y SAI para los equipos delicados, aunque una instalación de este tipo es económicamente más onerosa si el análisis costo beneficio refleja que la inversión vale la pena y se recuperara a corto plazo, es preferible tener dichas fuentes eléctricas.

5. Para el cálculo de las lcc en BT hay numerosos programas de PC conformes con las normas existentes, todos estos programas de cálculo de corrientes de cortocircuito sirven especialmente para determinar el poder de corte y de cierre de los mecanismos así como la resistencia electromecánica de los equipos, pero aunque los programas son perfeccionados, son sólo una herramientas y es necesario de un profesional competente con los conocimientos, conceptos y la experiencia adecuada para interpretar los resultados obtenidos y poderlos hacer eficaces.
6. Los interruptores automáticos permiten con sólo respetar unas simples reglas, obtener una selectividad total, en el caso de tener varios niveles de distribución. Es esta una innovación técnica importante que permite simplificar considerablemente los estudios de selectividad y minimizar los esfuerzos electrodinámicos, las solicitaciones térmicas así como las bajadas de tensión producidas por cortocircuitos.
7. La electrónica digital permite al interruptor automático conectarse mediante un bus para transmitir las medidas, los estados y acceder al teleajuste, con esas funciones los interruptores automáticos modernos se han convertido en captadores-accionadores inteligentes que contribuyen en gran manera a facilitar la explotación de las redes de distribución y a mejorar la continuidad del servicio.
8. Como profesionales en el campo encargados del desarrollo de nuestro país no podemos perder de vista lo primordial en cada proyecto que es proteger la vida del ser humano y a segundo plano pasaran los equipos eléctricos, sería penoso tener la visión contraria.

RECOMENDACIONES

1. La búsqueda de una mejor competitividad con el fin de conseguir la desmonopolización de la empresa distribuidora y la regulación estricta del mercado de la energía eléctrica de parte de la CNEE podría lograr que la calidad de la energía (reducción de las perturbaciones en la red) se convirtiera en un objetivo estratégico de las empresas de electricidad, trayendo consigo un beneficio para todos los usuarios del país, tanto económico como material, porque las plantas de producción tendrán una mejor eficiencia y los consumidores masivos no tendrán pérdidas de productos eléctricos en sus lugares de uso.
2. Previo al análisis de cualquier proyecto es importante realizar estudios de calidad de energía, esto ayudara a tener un cantidad de parámetros eléctricos que servirán en la selección de las protecciones a utilizar.
3. Colocar protecciones y pensar en las normas de seguridad estrictas, con el fin de tener una instalación segura y funcional demuestra que el profesional encargado del proyecto presta una asesoría de calidad a su cliente final, y esto beneficia a ambas partes.
4. Los ingenieros encargados del proyecto tendrán que realizar una labor ardua demostrando a los usuarios finales que el uso de las protecciones trae un beneficio a corto, largo ó mediano plazo, sin la necesidad de gastar cantidades de dinero elevadas, solo acoplándose a las necesidades requeridas, para lograr proteger los equipos eléctricos y proteger las inversiones hechas al adquirirlos.

5. En el mercado Guatemalteco existen diversos tipos de protecciones, pero sin importar la cantidad de protecciones existentes es aconsejable utilizarlas previo a un estudio y análisis tomando en cuenta el costo, la disponibilidad en el mercado, su funcionamiento físico y sus limitaciones, ya que existen protecciones destinadas específicamente a la industria que son de mayor costo que las destinadas a usuarios individuales o en los hogares, y si hacemos una mala elección podemos gastar más de lo necesario.

BIBLIOGRAFÍA

1. EEGSA. **Normas particular de empresa eléctrica de Guatemala.** MT 2.60.03. 2004. 36 p.
2. Ferracci Philipe. **La calidad de la energía eléctrica.** Edición Española 2004. 39 p.
3. Fitzgerald A.E. **Máquinas Eléctricas.** Quinta edición. Ed McGraw-hill. 1999. México. 653 p.
4. Lacroix Bernard. **Los esquemas de conexión a tierra en baja tensión.** Edición española 2000. 32 p.
5. Michel Collombet. **Los interruptores automáticos de baja tensión frente a las corrientes armónicas, transitorias y cíclicas.** Ed española 2001. 25 p.
6. Morel Robert. **Las técnicas de corte de los interruptores automáticos de baja tensión.** Edición española 2000. 31 p.
7. Stevenson William. **Análisis de sistemas de potencia.** Ed McGraw-hill. 2004 USA. 736 p.
8. Serpinet Marc. **La selectividad energética en baja tensión.** Edición española 1994. 20 p.
9. Thomasset Georges. **Cálculo de corrientes de cortocircuito.** Edición española 2000. 38 p.

