



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

**DISEÑO, EJECUCIÓN Y MONTAJE DE LOS SISTEMAS DE ALTA, MEDIA Y BAJA  
TENSIÓN PARA UNA CENTRAL GENERADORA TIPO TERMOELÉCTRICA DE 18,6 MW  
CON 3 UNIDADES DIÉSEL PARA LA EMPRESA GENERADORA DE ORIENTE, S. A.**

**Alejandro Gómez Mendoza**

Asesorado por el Ing. David Cordón Cornel

Guatemala, marzo de 2015

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**DISEÑO, EJECUCIÓN Y MONTAJE DE LOS SISTEMAS DE ALTA, MEDIA Y BAJA  
TENSIÓN PARA UNA CENTRAL GENERADORA TIPO TERMOELÉCTRICA DE 18,6 MW  
CON 3 UNIDADES DIÉSEL PARA LA EMPRESA GENERADORA DE ORIENTE, S. A.**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
POR

**ALEJANDRO GÓMEZ MENDOZA**  
ASESORADO POR EL ING. DAVID CORDÓN CORNEL

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

**INGENIERO ELECTRICISTA**

GUATEMALA, MARZO DE 2015

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA  
FACULTAD DE INGENIERÍA



**NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA**

DECANO	Ing. Murphy Olympto Paiz Recinos
VOCAL I	Ing. Angel Roberto Sic García
VOCAL II	Ing. Pablo Christian de León Rodríguez
VOCAL III	Inga. Elvia Miriam Ruballos Samayoa
VOCAL IV	Br. Narda Lucía Pacay Barrientos
VOCAL V	Br. Walter Rafael Véliz Muñoz
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

**TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO**

DECANO	Ing. Murphy Olympto Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. David Cordón Cornel
EXAMINADOR	Ing. Natanael Jonathan Requena Gómez
EXAMINADOR	Ing. Gustavo Benigno Orozco Godínez
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

## **HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR**

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

**DISEÑO, EJECUCIÓN Y MONTAJE DE LOS SISTEMAS DE ALTA, MEDIA Y BAJA TENSIÓN PARA UNA CENTRAL GENERADORA TIPO TERMOELÉCTRICA DE 18,6 MW CON 3 UNIDADES DIÉSEL PARA LA EMPRESA GENERADORA DE ORIENTE, S. A.**

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 10 de febrero de 2012.

**Alejandro Gómez Mendoza**

Guatemala 27 de Agosto 2012


**Universidad San Carlos De Guatemala**  
**Facultad De Ingeniería**  
**Directora del Departamento Estudio De Práctica Supervisada - EPS –**  
**Inga. Norma Ileana Sarmiento Zeceña de Serrano**

**Presente.**

Me dirijo a ustedes, saludándolos e informándoles que cumpliendo con la labor que me fuera asignada, de asesorar la Práctica Supervisada del estudiante Alejandro Gómez Mendoza con carné 1997-13200 autorizada para seis meses. Titulado: **DISEÑO, EJECUCIÓN Y MONTAJE DE LOS SISTEMAS DE ALTA, MEDIA Y BAJA TENSIÓN PARA UNA CENTRAL GENERADORA TIPO TERMOELÉCTRICA DE 18.6 MW CON 3 UNIDADES DIESEL PARA LA EMPRESA GENERADORA DE ORIENTE S. A.** Este trabajo de graduación, ha sido finalizado y revisado por mi persona, con lo cual dejo en manos de quien corresponda, para hacer los oficios pertinentes.

Agradeciendo su amable atención a la presente, me suscribo de ustedes.

Atentamente,

  
Ing. David Cordon Cornel  
Ingeniero Electricista





Guatemala, 12 de noviembre de 2014.  
Ref.EPS.DOC.1125.11.14.

Ing. Silvio José Rodríguez Serrano  
Director Unidad de EPS  
Facultad de Ingeniería  
Presente

Estimado Ingeniero Rodríguez Serrano.


Por este medio atentamente le informo que como Supervisor de la Práctica del Ejercicio Profesional Supervisado (E.P.S.), del estudiante universitario **Alejandro Gómez Mendoza** de la Carrera de Ingeniería Eléctrica, con carné No. **9713200**, procedí a revisar el informe final, cuyo título es **“DISEÑO, EJECUCION Y MONTAJE DE LOS SISTEMAS DE ALTA, MEDIA Y BAJA TENSION PARA UNA CENTRAL GENERADORA TIPO TERMoeLECTRICA DE 18.6 MW CON 3 UNIDADES DIESEL PARA LA EMPRESA GENERADORA DE ORIENTE S.A.”**.

En tal virtud, **LO DOY POR APROBADO**, solicitándole darle el trámite respectivo.

Sin otro particular, me es grato suscribirme.

Atentamente,

“Id y Enseñad a Todos”



Ing. Nathaniel Jonathan Requena Gómez  
Supervisor de EPS  
Área de Ingeniería Eléctrica

c.c. Archivo  
NJRG/ra





Guatemala 12 de noviembre de 2014.  
Ref.EPS.D.669.11.14.

Ing. Guillermo Antonio Puente Romero  
Director Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica  
Facultad de Ingeniería  
Presente

Estimado Ingeniero Puente Romero.

Por este medio atentamente le envío el informe final correspondiente a la práctica del Ejercicio Profesional Supervisado, (E.P.S) titulado **"DISEÑO, EJECUCION Y MONTAJE DE LOS SISTEMAS DE ALTA, MEDIA Y BAJA TENSION PARA UNA CENTRAL GENERADORA TIPO TERMOELECTRICA DE 18.6 MW CON 3 UNIDADES DIESEL PARA LA EMPRESA GENERADORA DE ORIENTE S.A."** que fue desarrollado por el estudiante universitario, **Alejandro Gómez Mendoza**, quien fue debidamente asesorado por el Ing. David Cerdón Cornel y supervisado por el Ing. Natanael Jonathan Requena Gómez.

Por lo que habiendo cumplido con los objetivos y requisitos de ley del referido trabajo y existiendo la aprobación del mismo por parte del Asesor y del Supervisor de EPS, en mi calidad de Directora apruebo su contenido solicitándole darle el trámite respectivo.

Sin otro particular, me es grato suscribirme.

Atentamente,  
"Id y Enseñad a Todos"

Ing. Silvio José Rodríguez Serrano  
Director Unidad de EPS

SJRS/ra





Ref. EIME 54. 2014  
Guatemala, 22 de MAYO 2014.

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: DISEÑO, EJECUCIÓN Y MONTAJE DE LOS SISTEMAS DE ALTA, MEDIA Y BAJA TENSIÓN PARA UNA CENTRAL GENERADORA TIPO TERMOELÉCTRICA DE 18.6 MW CON 3 UNIDADES DIESEL PARA LA EMPRESA GENERADORA DE ORIENTE S. A. del estudiante, Alejandro Gómez Mendoza que cumple con los requisitos establecidos para tal fin.**

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,  
ID Y ENSEÑAD A TODOS

Ing. Francisco Javier González López  
Coordinador Área Potencia



STO





REF. EIME 54. 2014.

**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; ALEJANDRO GÓMEZ MENDOZA titulado: DISEÑO, EJECUCIÓN Y MONTAJE DE LOS SISTEMAS DE ALTA, MEDIA Y BAJA TENSIÓN PARA UNA CENTRAL GENERADORA TIPO TERMOELÉCTRICA DE 18.6 MW CON 3 UNIDADES DIESEL PARA LA EMPRESA GENERADORA DE ORIENTE S. A., procede a la autorización del mismo.**

**Ing. Guillermo Antonio Puente Romero**

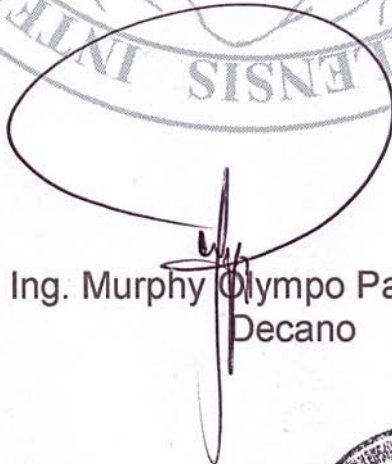


**GUATEMALA, 20 DE NOVIEMBRE 2014.**



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: **DISEÑO, EJECUCIÓN Y MONTAJE DE LOS SISTEMAS DE ALTA, MEDIA Y BAJA TENSIÓN PARA UNA CENTRAL GENERADORA TIPO TERMOELÉCTRICA DE 18.6 MW CON 3 UNIDADES DIÉSEL PARA LA EMPRESA GENERADORA DE ORIENTE, S.A.** presentado por el estudiante universitario: **Alejandro Gómez Mendoza** y después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, se autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE.



Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos  
Decano

Guatemala, marzo de 2015



## **ACTO QUE DEDICO A:**

- Dios** Por darme la vida, la sabiduría y las fuerzas para poder culminar mi carrera.
- Mis padres y hermano** Por darme su amor y ser mi ejemplo de vida. Les rindo homenaje con este triunfo tan importante en mi vida.
- Mi esposa** Por ser mi inspiración y brindarme su amor.
- Mis familiares** Por brindarme su cariño y sus consejos.
- Mis amigos** Por su amistad y animarme a culminar mi carrera.

## **AGRADECIMIENTOS A:**

**Universidad de San  
Carlos de Guatemala**

En especial a la Facultad de Ingeniería y sus  
catedráticos.

**Mis amigos y  
compañeros**

Por su apoyo y contribución para la realización  
de este trabajo de graduación.

**Las empresas y  
personas con quienes  
he laborado**

Porque con ellas aprendí y viví lo que realmente  
significa la carrera de ingeniería eléctrica.

## ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	VII
LISTA DE SÍMBOLOS .....	XI
GLOSARIO .....	XIII
RESUMEN.....	XVII
OBJETIVOS.....	XIX
INTRODUCCIÓN.....	XXI
1. FUNDAMENTOS TEÓRICOS.....	1
1.1. Sistemas de distribución de energía.....	1
1.1.1. Sistema monofásico de 2 hilos .....	1
1.1.2. Sistema monofásico de 3 hilos .....	2
1.1.3. Sistema trifásico de 3 hilos .....	2
1.1.4. Sistema trifásico de 4 hilos .....	2
1.2. Clasificación de las instalaciones eléctricas según su construcción o montaje.....	2
1.2.1. Expuesta.....	2
1.2.2. Entubada expuesta.....	3
1.2.3. Entubada empotrada .....	3
1.2.4. Canalizaciones especiales.....	4
1.3. Elementos de una instalación eléctrica de baja tensión .....	4
1.3.1. Conductores eléctricos .....	5
1.3.2. Selección de calibre de conductor para redes de baja tensión .....	9
1.3.3. Selección de canalizaciones.....	13
1.4. Accesorios adicionales de conductores y canalizaciones.....	16



1.4.1.	Dispositivos eléctricos domiciliarios .....	17
1.4.2.	Dispositivos eléctricos industriales .....	18
1.4.3.	Dispositivos de protección.....	21
1.4.4.	Fusibles.....	22
1.4.5.	Interruptores termomagnéticos.....	24
1.4.6.	Interruptores termomagnéticos instantáneos .....	24
1.4.7.	Interruptores termomagnéticos de tiempo inverso ..	24
1.5.	Acometidas .....	24
1.5.1.	Tipos de acometidas .....	25
1.5.2.	Empalmes y accesorios de uniones eléctricas .....	26
1.5.3.	Tierras .....	27
1.6.	Conceptos de iluminación .....	38
1.6.1.	Métodos de cálculos de iluminación .....	44
1.6.2.	Diseño de iluminación interior .....	44
1.6.3.	Diseño de iluminación exterior .....	49
1.7.	Potencia eléctrica.....	51
1.7.1.	Potencia activa (P) .....	52
1.7.2.	Potencia aparente (S) .....	54
1.7.3.	Potencia reactiva (Q).....	54
1.7.4.	Triángulo de potencias .....	54
1.7.5.	Eficiencia.....	57
1.8.	Energía.....	59
1.9.	Circuitos ramales y su alimentación .....	60
1.9.1.	Cálculo de acometidas .....	60
2.	DISEÑO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS INDUSTRIALES .....	63
2.1.	Selección de la tensión de alimentación .....	64
2.2.	Selección de motores.....	65
2.3.	Instalación eléctrica de motores.....	70

2.3.1.	Circuitos derivados (A) .....	70
2.3.2.	Protección del circuito derivado (B) .....	71
2.3.3.	Protección del motor (C) .....	71
2.4.	Centro de Control de Motores (CCM) .....	71
2.5.	La subestación eléctrica .....	73
2.6.	Capacidad del transformador .....	77
3.	DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROYECTO .....	81
3.1.	Localización del proyecto .....	81
3.2.	Características generales del proyecto.....	81
4.	DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS OPERATIVOS DE UNA PLANTA TERMOELÉCTRICA CON MOTORES DIÉSEL.....	83
4.1.	Descripción de los sistemas operativos principales de la central termoeléctrica de GENOSA .....	84
4.1.1.	Sistema de combustible.....	84
4.1.2.	Sistema diésel .....	84
4.1.3.	Sistema bunker.....	84
4.1.4.	Sistema de tratamiento de aguas aceitosas .....	86
4.1.5.	Sistema de lubricación.....	87
4.1.6.	Proceso de conversión de energía .....	87
5.	DESARROLLO DEL PROYECTO.....	89
5.1.	Diseño en baja tensión .....	89
5.2.	Información técnica de documentos enviados por la empresa Honlin de Taiwán representante de la marca Niigata .....	90
5.3.	Documentación técnica de la obra civil .....	93
5.4.	Ingeniería básica de los sistemas auxiliares.....	93

5.5.	Diseño del sistema eléctrico en 380 VAC .....	95
5.5.1.	Cálculo para determinar el calibre de los conductores para los equipos en 380 VAC .....	98
5.6.	Diseño del sistema eléctrico en 120/240 VAC .....	103
5.6.1.	Sistema de iluminación .....	103
5.6.2.	Sistema de fuerza .....	111
5.7.	Diagramas unifilares.....	118
5.8.	Sistema de media tensión .....	125
5.8.1.	Cálculo para seleccionar el cable de potencia de los generadores hacia el transformador de potencia.....	125
5.8.2.	Cálculo para seleccionar el cable de potencia del transformador de servicios auxiliares hacia los paneles de equipos de la planta.....	126
5.8.3.	Cálculo para seleccionar el cable de potencia del Station Transformer Primary Panel (STP) hacia el transformador de equipos auxiliares.....	126
5.9.	Sistema de alta tensión .....	127
5.9.1.	Esquema unifilar general.....	128
5.10.	Valores base del sistema .....	129
5.11.	Especificaciones técnicas de los equipos del sistema .....	130
5.11.1.	Transformador de potencia .....	130
5.11.2.	Interruptor de potencia .....	131
5.12.	Línea de transmisión en 69kV.....	132
6.	ESTUDIO DE FLUJO DE CARGA PARA LA CENTRAL TERMOELÉCTRICA GENOSA.....	135
6.1.	Límites de seguridad para el análisis de la tensión.....	139
6.2.	Capacidad de transmisión de la tensión analizada .....	139

6.3.	Análisis del flujo de carga .....	140
6.4.	Análisis de cortocircuito .....	143
7.	SISTEMA DE TIERRAS .....	147
7.1.	Realización de la medición de campo para determinar la resistividad eléctrica del suelo (ohmios-metro) en el área de la subestación eléctrica .....	147
7.2.	Preparación y recopilación de datos.....	147
7.3.	Área de prueba.....	148
7.4.	Desarrollo del cálculo .....	152
7.4.1.	Datos para el cálculo para la red de tierras del edificio, torres de enfriamiento y área de tanques	153
7.5.	Resultados para la red de tierras del edificio .....	155
8.	LISTADO DE MATERIALES .....	157
	CONCLUSIONES .....	163
	RECOMENDACIONES .....	165
	BIBLIOGRAFÍA.....	167





# ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

## FIGURAS

1.	Clasificación de conductores.....	8
2.	Empalmes eléctricos comunes.....	27
3.	Análisis de resistencia volumétrica.....	28
4.	Coeficiente de agrupamiento .....	32
5.	Distribución de varillas en malla.....	36
6.	Medidor de resistencia de terreno.....	38
7.	Método de cavidad zonal .....	45
8.	Iluminación exterior .....	51
9.	Potencia eléctrica.....	52
10.	Potencia activa .....	53
11.	Triángulo de potencia.....	55
12.	Potencia trifásica delta .....	55
13.	Potencia trifásica estrella .....	56
14.	Conservación de energía .....	58
15.	Caídas de tensión permisibles .....	60
16.	Diagrama de bloques de instalación industrial.....	63
17.	Instalación típica para un motor .....	70
18.	Diagrama unifilar de una subestación eléctrica en 69kV.....	74
19.	Esquema general de los sistemas de una planta termoeléctrica .....	83
20.	Índice del manual <i>Final Drawings and Documents</i> .....	91
21.	Lista de luminarias, sala de máquinas .....	104
22.	Resumen de parámetros, sala de máquinas.....	105
23.	Plan de mantenimiento, sala de máquinas.....	106



24.	Ubicación de luminarias, sala de máquinas.....	107
25.	Fotorealista, sala de máquinas.....	108
26.	Gama de grises, sala de máquinas.....	109
27.	Ubicación de luminarias.....	110
28.	Ubicación de tomacorrientes.....	112
29.	Unifilar de equipos auxiliares para DG1 y DG2.....	119
30.	Unifilar de equipos auxiliares para DG3.....	122
31.	Unifilar tableros de distribución sistema 120 / 240 VAC.....	123
32.	Unifilar GENOSA y subestación eléctrica.....	128
33.	Datos de las líneas de transmisión en 69KV.....	136
34.	Datos del transformador de potencia 11,4/69KV.....	137
35.	Datos de los generadores de GENOSA.....	137
36.	Esquema de la ecuación dinámica del regulador de voltaje tipo AC5A.....	138
37.	Esquema de la ecuación dinámica del regulador de velocidad <i>Woodward Diesel Governor</i> .....	139
38.	Niveles de tensión y ángulos de nodos 1.....	141
39.	Niveles de tensión y ángulos de nodos 2.....	142
40.	Niveles de cortocircuito trifásico y monofásico 1.....	144
41.	Niveles de cortocircuito trifásico y monofásico 2.....	145
42.	Disposición de picas para toma de mediciones.....	148
43.	Área de prueba 1.....	149
44.	Área de prueba 2.....	150
45.	Listado de materiales de iluminación y fuerza 1.....	158
46.	Listado de materiales de iluminación y fuerza 2.....	159
47.	Listado de materiales de bandejas porta cables y soportería.....	160
48.	Listado de materiales para instalación de equipos auxiliares.....	161
49.	Listado de materiales para construcción de red de tierras.....	162

## TABLAS

I.	Factor de relleno .....	12
II.	Tipos de cajas de registro .....	16
III.	Relación de voltaje y caballaje de motores .....	65
IV.	Capacidad nominal de transformadores por variación de temperatura y altitud.....	78
V.	Listado de motores y capacidades en watts.....	94
VI.	Distancia en metros de la ubicación de equipos auxiliares al CCM .....	95
VII.	Cuantificación de cargas CCM 1 .....	96
VIII.	Cuantificación de cargas CCM 2.....	97
IX.	Cálculo de caída de tensión CCM 1- DG1 .....	100
X.	Cálculo de caída de tensión CCM 1- DG2 .....	101
XI.	Cálculo de caída de tensión CCM 2- DG3 .....	102
XII.	Inventario de cargas por área 1 .....	114
XIII.	Inventario de cargas por área 2 .....	115
XIV.	Factor de demanda por área.....	116
XV.	Demanda resultante por área.....	117
XVI.	Caída de tensión para sistema 120/240 VAC .....	117
XVII.	Características del medidor.....	150
XVIII.	Medida de resistividad RS-ES.....	151



## LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
A	Amperios
Hz	Ciclos por segundo
$\Sigma$	Constante de Stephan Boltzman
I	Corriente
E	Emisividad
	Generador síncrono
°C	Grados centígrados
SF6	Hexafloruro de azufre
	Interruptor de potencia
Kv	Kilovoltios
MVA	Mega voltio-amperio
$\Omega$	Ohmio

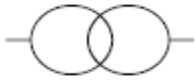




Seccionador de potencia



Tierra



Transformador de potencia

**V**

Voltaje

**W**

Watt

## GLOSARIO

<b>Aislante eléctrico</b>	Material con escasa capacidad de conducción de la electricidad, utilizado para separar conductores eléctricos evitando un cortocircuito. También es utilizado para mantener alejadas del usuario determinadas partes de los sistemas eléctricos que, de tocarse accidentalmente cuando se encuentran en tensión, pueden producir una descarga.
<b>Aislamiento eléctrico</b>	Se produce cuando se cubre un elemento de una instalación eléctrica con un material que no es conductor de la electricidad, denominado dieléctrico de tan baja conductividad eléctrica que el paso de la corriente a través de él se puede despreciar.
<b>Capacitancia</b>	Propiedad de un capacitor o de un sistema de conductores y dieléctricos que permiten el almacenaje de cargas separadas eléctricamente, cuando existe una diferencia de potencial entre los conductores.
<b>Conductor eléctrico</b>	Capacidad que posee un cuerpo que, puesto en contacto con un cuerpo cargado de electricidad, transmite dicha electricidad a todos los puntos de su superficie, debido a que los electrones están

débilmente ligados a los núcleos atómicos y fácilmente pueden quedar en libertad para pasar de un átomo a otro si actúa una diferencia de potencial.

**Devanado**

Arrollamiento de hilo conductor que, al ser conectado a una corriente, genera un campo magnético a su alrededor. Se emplea en la construcción de electroimanes, motores eléctricos, dinamos, generadores eléctricos, transformadores entre otros.

**Dieléctrico**

Material, mal conductor de electricidad, por lo que puede ser usado como aislante eléctrico, además, si es sometido a un campo eléctrico externo, puede establecerse en él un campo eléctrico interno.

**Factor de potencia**

Nombre dado a la relación de la potencia activa usada en un circuito, expresada en vatios o kilovatios (KW), a la potencia aparente que se obtiene de las líneas de alimentación, expresada en voltio-amperios o kilovoltio-amperios (KVA). Las cargas industriales en su naturaleza eléctrica son de carácter reactivo a causa de la presencia, principalmente de equipos de refrigeración, motores, entre otros.

**Generador eléctrico**

Todo dispositivo capaz de mantener una diferencia de potencial eléctrico entre dos de sus puntos, llamados polos, terminales o bornes. Son máquinas

destinadas a transformar la energía mecánica en eléctrica. Esta transformación se consigue por la acción de un campo magnético sobre una armadura, denominada también estator.

**Generador eólico**

Es el que aprovecha la energía potencial accionada por el viento para aportar energía a la red eléctrica. Estos deben estar dotados de un sistema de sincronización para que la frecuencia de la corriente generada se mantenga perfectamente sincronizada con la frecuencia de la red.

**Generador hidroeléctrico**

Es el que aprovecha la energía potencial del agua que se encuentra en un embalse a gran altura, se transforma en energía cinética al caer en el fondo de la represa. Allí, gran parte de su energía cinética se transforma en energía cinética de las turbinas que hace mover.

**Máquina síncrona**

Máquinas de corriente alterna que se caracterizan por tener una velocidad del eje dependiente directamente con la frecuencia de las variables eléctricas. Pueden ser monofásicas o polifásicas, y preferentemente trifásicas, especialmente en aplicaciones de potencia.

**Medio dieléctrico**

Cuerpo en el que puede existir, en estado estático, un campo eléctrico; por lo tanto un dieléctrico no

conduce corriente eléctrica, pero en su interior puede existir un campo eléctrico que no sea cero.

**Rigidez dieléctrica**

Valor límite de la intensidad del campo eléctrico en el cual un material pierde su propiedad aisladora y pasa a ser conductor, también puede definirse como la máxima tensión que puede soportar un aislante sin perforarse.

**Transformador de potencia**

Máquina eléctrica, estática, de corriente alterna que transforma en forma inversa la tensión y la intensidad de la potencia eléctrica.



## RESUMEN

En el presente trabajo de graduación se describen los conceptos y conocimientos básicos necesarios que se requieren para poder participar en el diseño de los sistemas eléctricos de una central termoeléctrica con capacidad de generar 18,6 MW.

En el capítulo 1 se presentan los dispositivos y elementos empleados en las instalaciones eléctricas en general, así como algunos conceptos básicos de parámetros eléctricos.

En el capítulo 2 se describen los elementos y conceptos de diseño empleados, específicamente en las instalaciones eléctricas industriales.

En el capítulo 3 se hace una descripción de la ubicación del proyecto y sus características generales.

En el capítulo 4 se describen los sistemas operativos que forman parte de una planta termoeléctrica con motores diésel.

En el capítulo 5 se desarrollan los cálculos y metodologías para planificar el diseño de los sistemas eléctricos que se requieren en la central termoeléctrica.

En el capítulo 6 se realiza el estudio de flujo de carga requerido por el administrador del Mercado Mayorista (AMM), en donde se presentan los escenarios de demanda máxima, media y mínima del Sistema Nacional Interconectado, al cual se integrará la central termoeléctrica.

En el capítulo 7 se desarrolla los procesos utilizados, así como los cálculos para el diseño de las redes de tierras de la subestación eléctrica, edificios y estructuras.

En el capítulo 8 se presenta el listado total de materiales con base en la cuantificación y cálculos obtenidos.

# OBJETIVOS

## General

Realizar el diseño, ejecución y montaje de los sistemas de alta, media y baja tensión para una central generadora tipo termoeléctrica de 18,6 MW con 3 unidades diésel para la empresa Generadora de Oriente, S. A.

## Específicos

1. Presentar los fundamentos teóricos de los sistemas de distribución eléctrica.
2. Describir cómo se conforman los diseños de instalaciones eléctricas industriales.
3. Especificar cómo son los sistemas operativos de una planta termoeléctrica con motores diésel.
4. Detallar, de forma general, el proyecto.
5. Presentar el desarrollo del proyecto.
6. Exponer el estudio de flujo de carga que se hizo para la central termoeléctrica GENOSA.
7. Explicar el sistema de tierras.

8. Formular el listado de materiales necesarios para el montaje eléctrico.

## INTRODUCCIÓN

Generadora de Oriente S. A. (GENOSA) es una empresa que pondrá en operación una termoeléctrica conformada por 3 motores de combustión interna con tecnología japonesa. Cada una de las unidades producirá 6,2 MW, para generar un total de 18,6 MW entregados a la red de electrificación nacional. Se planea desarrollar el proyecto en un predio ubicado en la finca Santa Isabel, en jurisdicción del Puerto de San José, Escuintla. Al área se llega por la carretera CA-9 Sur, por la ruta antigua a Puerto San José, o bien por la autopista a Puerto Quetzal, desviándose luego por la Ruta Nacional N.º 16 en el kilómetro 98, parcelamiento Arizona.

Una central termoeléctrica, con unidades diésel, es la que produce energía eléctrica por medio de motores cuya combustión interna genera un movimiento rotatorio. Dichos motores se acoplan a otra máquina eléctrica denominada generador, que es la encargada de transformar este movimiento mecánico en energía eléctrica.

Este proyecto propone diseñar y construir las redes eléctricas de baja, media y alta tensión, tomándose en cuenta las consideraciones básicas, como la distancia entre el alimentador y los equipos, las características eléctricas de los sistemas involucrados, la cuantificación de potencia de los sistemas a calcular, el tipo de conductor y el nivel del aislamiento que se deberán seleccionar.

Los sistemas de baja tensión son los que conforman la red eléctrica en 120/240/380 VAC, la cual alimentará eléctricamente la iluminación y la fuerza

de los ambientes administrativos; además energizará los sistemas y equipos auxiliares de la planta.

Por el contrario, el sistema de media tensión conforma la red eléctrica en 11,4/69kV, este nivel de tensión es el producido por los generadores de los motores, que luego es transformado a un nivel de alta tensión óptimo para ser transportado fuera de la subestación de la generadora por la línea de transmisión hasta interceptar la línea Los Lirios, Puerto de San José, Escuintla.

# 1. FUNDAMENTOS TEÓRICOS

El National Electrical Code (NEC) sigue siendo la guía para muchos diseñadores que buscan la base de sus cálculos dentro de sus páginas. Es importante resaltar que los requerimientos que aparecen son mínimos y que en su contexto son normas para evitar incendios provocados por instalaciones defectuosas o mal diseñadas.

Las instalaciones eléctricas, en sus distintas aplicaciones sociales, han tenido evoluciones a lo largo de los años, cuyo origen está en la modernización tanto de equipos y materiales como de procedimientos de construcción y metodologías de diseño.

## 1.1. Sistemas de distribución de energía

A continuación se describen las configuraciones más utilizadas de los sistemas de distribución de energía.

### 1.1.1. Sistema monofásico de 2 hilos

Este sistema, de 2 hilos 120V, generalmente se emplea para alimentar cargas pequeñas, por ejemplo: 3,75 kW según las *Normas para acometidas de servicio eléctrico* de la EEGSA, y es utilizado preferentemente en residencias pequeñas.

### **1.1.2. Sistema monofásico de 3 hilos**

Este sistema, de 3 hilos 120/240V, normalmente se emplea cuando las cargas no sobrepasan los 12,75 kW.

### **1.1.3. Sistema trifásico de 3 hilos**

Se utiliza, generalmente, para alimentar cargas trifásicas que operen con tensiones en 240/480 V, este suele ser el caso de la mayoría de motores eléctricos.

### **1.1.4. Sistema trifásico de 4 hilos**

Este presenta una operación más flexible de cargas, ya que se pueden concertar tanto cargas trifásicas como monofásicas. Debido a esta característica, es un sistema bastante utilizado en la industria.

## **1.2. Clasificación de las instalaciones eléctricas según su construcción o montaje**

De acuerdo al tipo de ambiente, espacio físico y presupuesto del proyecto, así es el tipo de instalación; estos se describen a continuación.

### **1.2.1 Expuesta**

Los conductores están a la vista, sobre la pared. Estas instalaciones suelen hacerse de forma adicional en las casas u oficinas, con cable paralelo y en los talleres con conductores rígidos. En ambos casos es recomendable agregar un tercer conductor que esté conectado a la barra de tierra física en el



tablero de distribución. En los talleres se tiene la ventaja de modificar el diseño básico con gran facilidad, según lo que requieran las necesidades. La gran desventaja de este sistema, y por eso nunca se recomiendan como instalaciones definitivas, es que los conductores quedan expuestos a daños mecánicos que van desde el deterioro acelerado del forro del conductor, hasta un cortocircuito en la instalación.

### **1.2.2. Entubada expuesta**

Esta instalación se efectúa por dos razones:

- Cuando se ha terminado de construir un edificio, y ya no se puede empotrar la canalización, debido al alto costo que tendría un trabajo de tal naturaleza.
- En bodegas y talleres en donde no se tienen paredes o cielos falsos que permitan ocultar la canalización. Estas instalaciones deben hacerse con tubo conduit que presta una gran protección mecánica. En algunos casos se requieren tubos, canalizaciones o accesorios de uso especial, por ejemplo, en lugares donde se trabaja con materiales que podrían dañar los accesorios eléctricos como polvos muy finos, sales, ambiente húmedo, sustancias químicas, entre otros.

### **1.2.3. Entubada empotrada**

Esta es la forma más segura de todas y la más presentable, porque tanto el cableado como el entubado quedan cubiertos por el acabado final de las paredes. Su única desventaja es el costo, el cual aumenta por los materiales y trabajo extra de instalación, pero se garantiza la calidad y seguridad de la

misma. El empotrado se puede realizar en los muros, paredes o debajo del piso.

#### **1.2.4. Canalizaciones especiales**

Existen dos tipos: en la industria y en oficinas, o lugares donde la presentación final es muy importante. En este último caso, aparte de la protección mecánica que se brinda a los conductores, debe adaptarse a la decoración del lugar en donde se instalan.

### **1.3. Elementos de una instalación eléctrica de baja tensión**

Se entiende como instalación eléctrica al conjunto de elementos necesarios para conducir y transformar la energía eléctrica hasta las máquinas y aparatos receptores para su utilización final. Debe cumplir con los siguientes requisitos:

- Ser segura contra accidentes
- Eficiente y económica
- Accesible y de fácil mantenimiento
- Cumplir con los requisitos que exijan las normas del país

Intervienen como elementos principales para conducir, proteger y controlar la energía eléctrica los siguientes dispositivos:

- Conductores eléctricos
- Dispositivos de protección
- Canalizaciones eléctricas
- Conectores para las canalizaciones

- Accesorios adicionales

### **1.3.1. Conductores eléctricos**

En cualquier instalación eléctrica se requiere que los elementos de conducción tengan buena conductividad y cumplan con varios requisitos relacionados con sus propiedades eléctricas y mecánicas (Norma IEC 60228), además de considerar, desde luego, el aspecto económico. Por esta razón, la mayor parte de los conductores empleados están hechos de cobre (Cu) o aluminio (Al), que son los metales con mayor conductividad y con un costo lo suficientemente bajo. Existen otros metales de mejor conductividad como la plata y el platino, cuyo costo es elevado, lo cual encarece las instalaciones eléctricas.

El aluminio es, aproximadamente, 16 por ciento menos conductor que el cobre, pero al ser mucho más liviano, resulta un poco más económico. Esto se comprueba al hacer estudios comparativos, ya que, a igualdad de peso, la cantidad de cobre es cuatro veces mayor, lo que produce mayor resistencia al paso de la corriente eléctrica. Por lo general, los conductores eléctricos se fabrican de una sección circular de material sólido, como cables, según la cantidad de corriente por conducir y su utilización; aunque en algunos casos se fabrican en secciones rectangulares (barras) para altas corrientes.

Los conductores se identifican por un número llamado, comúnmente, calibre. Normalmente se usa el sistema americano de designación AWG (American Wire Gauge), donde el más grueso es el número 4/0 (léase cuatro ceros), luego se sigue en orden descendente según el área transversal del conductor: 4/0, 3/0, 2/0, 2, 4, 6, 8, 10, 12, 14, 16, 18, y 20, que es el conductor más delgado usado en instalaciones eléctricas.

Para conductores con área mayor a la del 4/0 se hace una designación que está en función de su área en pulgadas, para lo cual se emplea una unidad denominada circular mil. Un circular mil (CM) es el diámetro de un conductor expresado en mils (0,001 pulgadas) elevado al cuadrado, por ejemplo: un conductor de calibre 3/0 AWG, con diámetro de 410 Mils y una sección transversal de 410 m<sup>2</sup>, su área es de 168 100 CM. Como la unidad circular mil es muy pequeña, se suele hablar de miles de circular mil, por ejemplo, un conductor de 250 MCM es aquel que tiene una sección transversal de 250000 CM. A excepción de los conductores eléctricos usados en líneas aéreas y redes de distribución, los conductores empleados en las instalaciones eléctricas están aislados.

Cada tipo de conductor tiene propiedades específicas, pero, en general, al seleccionar un conductor debe considerarse los agentes que lo afectan durante su operación, y que se pueden agrupar como:

- Agentes mecánicos: la mayor parte de los ataques mecánicos que sufre un conductor se deben a agentes externos como el desempaque, el manejo y la instalación, los cuales pueden afectar sus características. Estos daños pueden producir fallas de operación, pero se pueden prevenir usando las técnicas adecuadas de manejo de materiales e inserción de conductores en canalizaciones.
- Agentes químicos: un conductor se ve sujeto a ataques por diversos agentes químicos, que dependen de la existencia de contaminantes en el lugar de la instalación. Estos agentes químicos contaminantes se pueden clasificar en cuatro tipos generales:
  - Agua o humedad

- Hidrocarburos
- Ácidos
- Álcalis

Por lo general, no es posible eliminar en su totalidad los contaminantes de una instalación eléctrica, lo que hace necesario el uso de conductores eléctricos que lo resistan.

Las fallas en los conductores por agentes químicos se manifiestan como una disminución en el espesor del aislamiento, grietas con trazos de sulfatación en el aislamiento o por oxidación en el conductor; caso típico es cuando el aislamiento se desprende en forma de escamas. Se puede considerar como conductor de baja tensión a todo aquel que tenga un aislamiento que le permita operar de 0 a 2 000 voltios. Los conductores forrados se clasifican según las propiedades del aislamiento (figura 1).

Figura 1. Clasificación de conductores

CLASIFICACIÓN DE CONDUCTORES CON AISLAMIENTO TERMOPLÁSTICO.		
Tipo	Descripción	Temperatura de operación
TW	Conductor con aislamiento de PVC resistente a la humedad y a la propagación de incendio.	60
THW	Conductor con aislamiento de PVC resistente a la humedad, al calor y a la propagación de incendio.	75
THW-LS	Conductor con aislamiento de PVC resistente a la humedad, al calor a la propagación de incendio; de emisión reducida de humos y gas ácido.	75
THWN	Conductor con aislamiento de PVC y cubierta de nylon resistente a la humedad, al calor a la propagación de la flama.	75
THHW	Conductor con aislamiento de PVC resistente a la humedad, al calor a la propagación de la flama.	75 en Húmedo 90 en Húmedo
THHW-LS	Conductor con aislamiento de PVC resistente a la humedad, al calor a la propagación de incendio; de emisión reducida de humos y gas ácido.	75 en Húmedo 90 en Húmedo
THHN	Conductor con aislamiento de PVC y cubierta de nylon, para instalarse solo. Resistente al calor y a la propagación de la flama.	90

CLASIFICACIÓN DE CONDUCTORES CON AISLAMIENTO TERMOFLOJO.		
Tipo	Descripción	Temperatura de operación
XHHW	Conductor con aislamiento de polietileno de cadena cruzada XLP, resistente a la presencia de agua y al calor.	75 Seco y mojado 90 Seco y mojado
XHHW-2	Conductor con aislamiento de polietileno de cadena cruzada XLP, resistente a la presencia de agua y al calor.	90 Seco y mojado
RHW	Conductor con aislamiento de polietileno de cadena cruzada XLP, a base de etileno propileno (EP), o aislamiento combinado (de CP sobre EP) resistente a la presencia de agua y al calor. Los aislados con EP deben llevar cubierta termoplástica o termo fijo.	75 Seco y mojado
RHW-2	Conductor con aislamiento de polietileno de cadena cruzada XLP, a base de etileno propileno (EP), o aislamiento combinado (de CP sobre EP) resistente a la presencia de agua y al calor. Los aislados con EP deben llevar cubierta termoplástica o termo fijo.	90 Seco y mojado
RHH	Conductor con aislamiento de polietileno de cadena cruzada XLP, a base de etileno propileno (EP), o aislamiento combinado (de CP sobre EP) resistente a la presencia de agua y al calor. Los aislados con EP deben llevar cubierta termoplástica o termo fijo.	90 Seco y mojado

Fuente: VIAKON CONDUMEX. Sección 4, conductores eléctricos. p 1.

- Agentes eléctricos: desde el punto de vista eléctrico, la habilidad de los conductores de baja tensión se mide por la rigidez dieléctrica del aislamiento, la cual determina las condiciones de operación, manteniendo la diferencia de potencial requerida dentro de los límites de seguridad y permitiendo soportar sobrecargas transitorias e impulsos provocados por cortocircuito.

Normalmente, la rigidez dieléctrica se expresa en kilovoltio por milímetro y, dependiendo si en la prueba se emplea elevación rápida de tensión o impulso, varía su valor. Por lo general, la habilidad eléctrica de los aislamientos para conductores en baja tensión es mucho mayor que la necesaria para trabajar a niveles de tensión del orden de 600 V, que es la tensión máxima especificada. Por esta razón, los conductores empleados en instalaciones eléctricas de baja tensión, difícilmente fallan por causas eléctricas. En la mayoría de los casos, fallan por fenómenos térmicos provocados por sobrecargas sostenidas, deficiencias en los sistemas de protección en caso de cortocircuito o por falsos contactos.

Con los datos sobre las propiedades mecánicas, químicas y eléctricas de los aislamientos para conductores eléctricos de baja tensión, el proyectista puede seleccionar el tipo de aislamiento de los conductores.

### **1.3.2. Selección de calibre de conductor para redes de baja tensión**

La selección adecuada de un conductor que llevará a un dispositivo específico, se hace tomando en consideración dos factores:

- La capacidad de conducción de corriente (ampacidad)
- La caída de voltaje nominal

Estos dos factores se consideran por separado para un análisis, pero se toman simultáneamente en la selección de un conductor. Puede ser que los resultados en la selección de un conductor difieran al tomar en consideración estos factores; por lo tanto se debe tomar como bueno el que resulte de mayor sección, ya que de esta manera el conductor se comportará satisfactoriamente

desde el punto de vista de caída de voltaje y cumplirá con los requerimientos de capacidad de corriente.

- Cálculo de conductores por ampacidad:

La capacidad de conducción de un conductor se encuentra limitada por los siguientes factores:

- Conductividad del metal conductor
- Capacidad térmica del aislamiento

Se han elaborado tablas que especifican la resistencia eléctrica de los conductores de cobre, factor que es muy importante para determinar las pérdidas de potencia eléctrica al paso de la corriente, utilizando la fórmula:

$$P= RI^2$$

Donde,

P= potencia en watts

R= resistencia eléctrica en ohmios

I= corriente eléctrica en amperios

Esta potencia, por un período de tiempo determinado, es energía que se disipa en forma de calor.

Por otra parte, se sabe que la resistencia eléctrica de los conductores varía por la temperatura y los datos de resistencia, normalmente están dados para una temperatura de 60 °C. En las instalaciones eléctricas de baja tensión se encuentran, generalmente, alojados varios conductores dentro de la



canalización. Si se considera el ejemplo de un tubo conduit, el calor generado tiende a disiparse en el medio envolvente, el aislamiento del conductor, el aislamiento de los conductores vecinos, el aire que está contenido en el tubo y el tubo mismo.

El calor generado, en el caso de sobrecargas permanentes, destruirá los aislamientos mucho antes de que el material conductor llegue a su temperatura de fusión, debido a que la capacidad térmica del aislamiento es mucho menor que la del conductor. Por lo tanto, es muy importante limitar la temperatura de trabajo de los conductores de tal manera que, el calor que se genere no llegue a la temperatura de fusión de los aislamientos, trabajando siempre debajo de la temperatura de fusión del aislamiento. Para fines prácticos, no se permite trabajar al conductor con temperaturas que excedan a las de restablecimiento del conductor con un régimen de trabajo permanente.

Para efectos de diseño, los conductores deben dimensionarse para el 80 por ciento de su ampacidad nominal (NEC 100-A). Por ejemplo, para una corriente de diseño de 92A, se divide entre 0,80 y se obtiene 115A, que al buscar en la figura I (página 8) bajo condiciones de aislamiento de 75 °C, corresponde a un conductor calibre 2 AWG.

El número de conductores dentro de un tubo está restringido por un arreglo físico de los conductores, de acuerdo con la sección del tubo y la manipulación durante su instalación, además se debe considerar también, la cantidad de aire necesario para que se mantengan a temperaturas adecuadas con base en un buen enfriamiento. Estas condiciones se consiguen de acuerdo con la relación entre las secciones del tubo y de los conductores:

$$F = a / A$$

Donde,

F= factor de relleno

a= área transversal total de los conductores, incluido el aislamiento

A= área transversal interior del tubo

Tabla I. Factor de relleno

Factor de relleno	%	No. de conductores en tubería
	53	Para un conductor
	31	Para dos conductores
	43	Para tres conductores
	40	Para cuatro o más conductores

Fuente: elaboración propia.

- Cálculo de conductores por caída de tensión:

Las caídas de tensión se deben calcular, y para ello se utiliza la siguiente ecuación:

$$S = \frac{K \cdot L \cdot I}{\sigma \cdot \% \cdot E_f}$$

Donde:

S= sección transversal del conductor en mm<sup>2</sup>

K = constante: 2, si el sistema es monofásico

$\sqrt{3}$ = si el sistema es trifásico

L= longitud del conductor en metros

I = corriente eléctrica en amperios

$\sigma$  = conductividad del cobre 57 (m/Ω \* mm<sup>2</sup>)

conductividad del aluminio 36 (m/Ω \* mm<sup>2</sup>)

% = caída de tensión aceptable (2%, 3%, 4 % o 5%)

Ef= voltaje entre fases o entre fase y neutro

### **1.3.3. Selección de canalizaciones**

Las canalizaciones eléctricas son los dispositivos o materiales que se emplean en las instalaciones eléctricas para contener a los conductores de manera que, estos queden protegidos en lo posible, contra deterioro mecánico o contaminación y, a su vez, protejan la instalación contra incendios por los arcos que se pueden presentar durante un cortocircuito.

Los medios de canalización comúnmente usados en las instalaciones eléctricas son los siguientes:

- Tubos

Existe en el mercado una gran variedad de tubería entre los que se pueden mencionar los siguientes:

- Tubo conduit galvanizado: este puede ser utilizado en las peores condiciones ambientales y mecánicas, además se puede enroscar.
- Tubo ducton de pared gruesa: es una tubería similar a la anterior, no se puede utilizar bajo intemperie y se puede enroscar. Esta tubería se conoce en el mercado local como conduit negro.

- Tubo ducton de pared delgada: como su nombre lo indica, es de pared metálica delgada y no se puede enroscar, solo se puede utilizar con accesorios atornillados.
- Tubo flexible: se le conoce comúnmente como BX o LT. Se utiliza, especialmente, para lugares donde hay mucha vibración, por ejemplo: en la conexión de motores, plantas eléctricas, cualquier máquina con excesiva vibración o donde la maquinaria se cambie de lugar con frecuencia.
- La tubería LT (*Liquid Tight*): se puede utilizar a la intemperie y en lugares donde exista la posibilidad de derrames de sustancias como aceites combustibles o ácidos, porque tiene un recubrimiento de PVC.
- Tubo de plástico flexible: se utiliza en el cableado de paneles de tipo industrial o en el cableado de lámparas.
- Tubo PVC eléctrico: se diferencia del tubo PVC para agua en el grosor de sus paredes, porque este no debe soportar presión interna como el de PVC para agua. Su utilización ha incrementado, tanto por la facilidad que brinda para trabajar como por su bajo costo. Se utiliza en instalaciones subterráneas y en acometidas primarias, siempre y cuando en ambos casos se encuentren cubiertos por una capa de fundición de concreto como complemento mecánico.

El artículo 347 del NEC establece el uso de ductos no metálicos conocidos como ENT (en inglés, Electrical Nonmetallic Tubing),

que tienen todos los accesorios necesarios para su uso. Su aplicación principal es para atmósferas húmedas y medios con vapores químicos.

- Canaletas

Son los canales de lámina de acero de sección cuadrada rectangular con tapadera. Se usan solo en instalaciones visibles y no se pueden empotrar en paredes o losas de concreto.

La canaleta decorativa es una opción para utilizar como ducto en lugares donde ya se tienen hechos los acabados finales y no es posible empotrar la canalización.

- Bandejas o charolas

Tienen las aplicaciones de los ductos y su uso está limitado por las condiciones de lugares en que se hace la instalación.

Es muy utilizada para la canalización de conductores de grueso calibre, con la ventaja de que los conductores se pueden ordenar con gran facilidad.

- Conectores para canalizaciones

Son aquellos elementos que sirven para interconectar las canalizaciones eléctricas entre sí, o con los elementos que contienen los dispositivos de control, protección o salidas para receptores. Estos conectores son de dos tipos:

- Condulet: son básicamente cajas de conexión y accesorios empleados en instalaciones con tubo conduit de tipo visible.
- Cajas de conexión: el montaje de accesorios eléctricos en instalaciones de alumbrado o de fuerza se realiza normalmente en cajas, cuyas especificaciones se detallan en tabla II:

Tabla II. **Tipos de cajas de registro**

TIPO DE CAJA	CONSTRUCCIÓN	TAMAÑO DE CAJA	TAMAÑO DE AGUJEROS
Cuadrada		2" x 4" x 4" 2" x 6" x 6"	$\frac{1}{2}$ " $\frac{3}{4}$ " $\frac{1}{2}$ " a $\frac{3}{4}$ "
Rectangular	<b>Liviana</b> <b>pesada</b>		$\frac{1}{2}$ " a $\frac{3}{4}$ " $\frac{1}{2}$ " a $\frac{3}{4}$ " $\frac{3}{4}$ " a 1"
Registro	<b>Pesada</b>	4" x 6" x 6" 4" x 6" x 8" 4" x 8" x 8" 4" x 8" x 12" 4" x 12" x 12" 4" x 12" x 18" 6" x 8" x 12"	

Fuente: elaboración propia.

#### 1.4. **Accesorios adicionales de conductores y canalizaciones**

A continuación se describen los elementos básicos de soportería utilizados en las instalaciones eléctricas sobrepuestas:

- Abrazaderas: existen para tubo ducton, para tubo conduit, para canalizaciones de tipo pesado como las de tubería conduit o de hierro galvanizado.
- Accesorios unistrut: son utilizados para instalaciones industriales y para aquellas donde se utilice equipo pesado como tableros de distribución o tableros principales
- Elementos de fijación: pueden ser tarugos de tipo liviano y pesado, clavos para fijar cajas o abrazaderas, incluso para suspender luminarias. Estos clavos, en la actualidad se fabrican para todo tipo de estructuras como concreto, hierro, madera, entre otros.
- Varilla roscada: con este nombre se conoce en el medio a los pernos corridos que se utilizan en la soportería de las bandejas o canaletas, suelen fabricarse en longitudes de 6 metros máximo, con diámetros desde 1/4 de pulgada.

#### **1.4.1. Dispositivos eléctricos domiciliarios**

Son los que se utilizan en la manipulación directa de la electricidad. Se pueden mencionar, por ejemplo: interruptores monopolares, interruptores bipolares, tomas de corriente monofásica de un hilo (120V), pulsadores para señales sonoras, espigas para los accesorios de cocina o lámparas de mesas.

### **1.4.2. Dispositivos eléctricos industriales**

Hay una gran variedad de dispositivos que pueden llamarse industriales, esta clasificación se basa en el uso especializado que se le da a cada equipo, los cuales pueden ser: de gran potencia como motores eléctricos; de uso en línea como los que trabajan en sistemas de procesos; de medición y control.

- Centros de carga

Es el conjunto de elementos de protección y medición agrupados en un gabinete o tablero desde donde se controla la distribución de energía eléctrica de una instalación, tanto residencial como industrial. Se le llama así, porque el centro de distribución debe estar ubicado, o al menos cercano, al centro de carga de la instalación. A continuación se describirán los diferentes arreglos para tableros de distribución o centros de carga.

- Tableros de circuitos derivados

El tablero eléctrico es un gabinete metálico con un circuito de alimentación mediante barras, que contienen los elementos necesarios para la distribución de energía eléctrica a varios circuitos derivados.

El centro de carga compacto o tablero de marco metálico se selecciona tomando en cuenta las siguientes características:

- Tipo de servicio (monofásico o trifásico): si se desea o no interruptor principal (el interruptor principal tiene la función de proteger las barras del tablero, permite aislar completamente las barras y, por tanto, los ramales del mismo).



- Capacidad de las barras
  - Cantidad de polos: el máximo es de 14 polos por fase, es decir 42 polos por tablero (en tableros trifásicos). La capacidad del ramal mayor determina los tipos de interruptores.
  - Si se utilizara neutro sólido o neutro aislado, es decir, si el neutro está unido eléctricamente al conductor de tierra o no, respectivamente.
  - Tipo de alimentación superior o inferior, según el tipo de acometida que se tenga.
  - El tipo de caja (sellada o no), que depende del ambiente de la zona donde se encontrará instalado.
- Tableros generales

Estos normalmente van colocados en subestaciones o cuartos destinados, exclusivamente a la colocación de centros de carga y medición. Su alimentación se realiza directamente del secundario del transformador mediante barras o conductores, generalmente son autosoportados (se llama así a los tableros diseñados para instalar en piso, las otras opciones son para sobreponer en pared y para empotrar en pared) y, para su operación y mantenimiento se requiere de espacio para circulación de personal de mantenimiento por la parte posterior. Descripción de las aplicaciones NEMA para gabinetes:

- NEMA 1: servicio interior, condiciones atmosféricas normales.

- NEMA 2: servicio interior, ofrece protección contra goteo de líquidos corrosivos, las entradas de conduit requieren de conectores especiales.
- NEMA 3: servicio exterior, protección contra aire húmedo y polvo, resistente a la corrosión.
- NEMA 3R: servicio exterior a prueba de lluvia, resistente a la corrosión y requiere de conectores especiales.
- NEMA 4: servicio exterior contra salpicaduras de agua y chorro directo, construcción de lámina metálica o gabinete fundido, soportes exteriores de montaje.
- NEMA 5: servicio interior, protección hermética contra polvo.
- NEMA 7: servicio interior o exterior en atmósferas peligrosas por gases explosivos, gabinete fundido atornillable o roscado, requiere de conectores especiales y de soporte exterior de montaje.
- NEMA 9: servicio interior o exterior en atmósferas peligrosas evita la entrada de polvos explosivos.
- NEMA 12: servicio interior, protección contra polvos, pelusas, fibras, goteo, salpicaduras, insectos, aceite, líquidos refrigerantes, requiere de conectores de sello, soportes exteriores.

### **1.4.3. Dispositivos de protección**

De forma invariable, en todas las instalaciones eléctricas tanto los equipos como los conductores eléctricos tienen un límite térmico dado, principalmente, por la naturaleza y tipo de materiales aislantes. Como se sabe, la corriente eléctrica produce pérdidas por efecto Joule ( $RI^2$ ), que se manifiestan en forma de calor. Razón por la cual las normas técnicas para instalaciones eléctricas y el reglamento para obras e instalaciones eléctricas limitan la cantidad de corriente permisible en un conductor (ampacidad) a un valor en el que el calor se pueda disipar.

El calentamiento desmesurado como resultado de una corriente excesiva hace que el aislamiento del conductor se degrade rápidamente, lo que conduce a una falla del aislamiento y al subsecuente cortocircuito de línea a tierra o de línea. El calentamiento excesivo, también puede producir fuego e incendios cuando se encuentra cerca de material inflamable.

Por otra parte, las corrientes de cortocircuito pueden llegar a tener tal magnitud que pueden producir explosiones en los tableros y grandes daños en el equipo, con riesgo frecuente para el personal. Estos daños se pueden prevenir con una adecuada protección contra sobrecorrientes y cortocircuitos.

Los fusibles e interruptores son los dispositivos que se usan, normalmente, para proteger las instalaciones y equipo contra sobrecorrientes y contra cortocircuito. Operan básicamente abriendo los circuitos en los que están conectados antes de que los valores de corriente excedan la corriente permisible en los conductores.

Los dispositivos de protección y control en las instalaciones deben satisfacer las normas y recomendaciones dadas para las instalaciones y diseño de los circuitos, los cuales, en términos generales, son los siguientes:

- Se debe proveer de circuitos separados para alumbrado general, para tomacorrientes y aplicaciones especiales.
- Los circuitos con más de una salida no deben tener una carga continua máxima de diseño que exceda al 50% de la capacidad de conducción de los conductores.
- Los ramales deben ser individuales por cada circuito, respetando los valores máximos de carga.
- El menor calibre para alumbrado y fuerza debe ser AWG N.º 12.

Para cumplir con las disposiciones anteriores, se debe contar con los siguientes elementos.

#### **1.4.4. Fusibles**

Son elementos de protección que constan de un alambre o cinta de una aleación de plomo y estaño con un bajo punto de fusión. Cuando se excede el límite de corriente, para el cual fue diseñado, se funde e interrumpe el circuito. Según su fabricación los hay de seis tipos:

- Fusibles de tapón: se usan en instalaciones domiciliarias por sus bajas capacidades de corte de 10 a 30 amperios.
- Fusibles tipo cartucho: a su vez pueden ser tipo casquillo para capacidad de 3 a 60 amperios. Estos fusibles son renovables, porque si se funde el elemento fusible puede ser reemplazado.

- Fusibles de uso general: son utilizados para la protección de alimentadores principales, centros de carga de alumbrado, calefactores y otras cargas que no sean motores, centros de carga residenciales, transformadores de control.
- Fusibles de disparo retardado: limitadores de corriente para soportar el arranque de motores. Están diseñados para soportar sobrecorrientes por intervalos cortos, por lo que permiten el arranque de motores repetidas veces sin fundirse. Son utilizados para la protección de motores, transformadores, cargas inductivas en general, alimentadores de centros de control de motores. Estos fusibles se seleccionan aproximadamente a un 125 por ciento de la corriente a plena carga del motor.
- Fusibles de disparo rápido: son recomendados para la protección de capacitores, interruptores termomagnéticos, centros de carga, conductores de barras sólidas cuando la corriente de cortocircuito es muy alta, protección de tarjetas electrónicas o campo en motores de corriente directa.
- Fusibles para semiconductores: de disparo súper rápido; se utilizan en serie con los tiristores para proporcionar máxima protección. La curva de operación de estos fusibles es casi vertical. Generalmente funden con pequeñas sobrecargas.

#### **1.4.5. Interruptores termomagnéticos**

Estos están diseñados para abrir el circuito en forma automática cuando ocurre una sobrecarga, se accionan por la combinación de un elemento térmico y uno magnético.

#### **1.4.6. Interruptores termomagnéticos instantáneos**

Estos son activados por las corrientes de sobrecarga o de cortocircuito y se usan, normalmente, para proteger las alimentaciones de motores. La protección contra sobrecarga del motor es el elemento térmico en el relevador que se considera por separado.

#### **1.4.7. Interruptores termomagnéticos de tiempo inverso**

Un interruptor termomagnético de tiempo inverso es el equivalente al fusible de tiempo retardado, tiene un elemento magnético que responde en forma instantánea a las corrientes de cortocircuito severas o a valores excesivos de sobrecarga en el arranque. El elemento térmico proporciona protección para los circuitos derivados (a excepción de los circuitos derivados para motores grandes) cuando se presentan sobrecargas, esta protección la realiza por medio de dispositivos térmicamente activados como ocurre con los elementos bimetálicos.

### **1.5. Acometidas**

Es la alimentación principal de un centro de carga o un tablero de distribución. También se le llama así a la alimentación de energía eléctrica que

brinda la Empresa Eléctrica de Guatemala, S. A. o el INDE a los consumidores particulares.

Las acometidas eléctricas deben cumplir con los requisitos mínimos de las normas internacionales, los cuales se describen en el *Manual de Normas para acometidas de servicio eléctrico* de la Empresa Eléctrica de Guatemala, S. A. Los trámites más comunes a realizar son:

- Solicitud para acometidas residenciales
- Solicitud para acometidas comerciales
- Solicitud para acometidas industriales
- Estudio para extensión de líneas
- Corte de precinto

### **1.5.1. Tipos de acometidas**

Se clasifican de la siguiente forma según su carga.

- Acometida residencial
  - Monofásica 120/240 V hasta 62,5 A, f.p. = 0,85
  - Monofásica 120/240 V entre 62,5 y 200 A, f.p. = 0,85
- Acometida residencial subterráneo.
- Acometida de apartamentos, edificios, centros comerciales y construcciones similares.
- Acometidas industriales.
- Acometidas especiales.

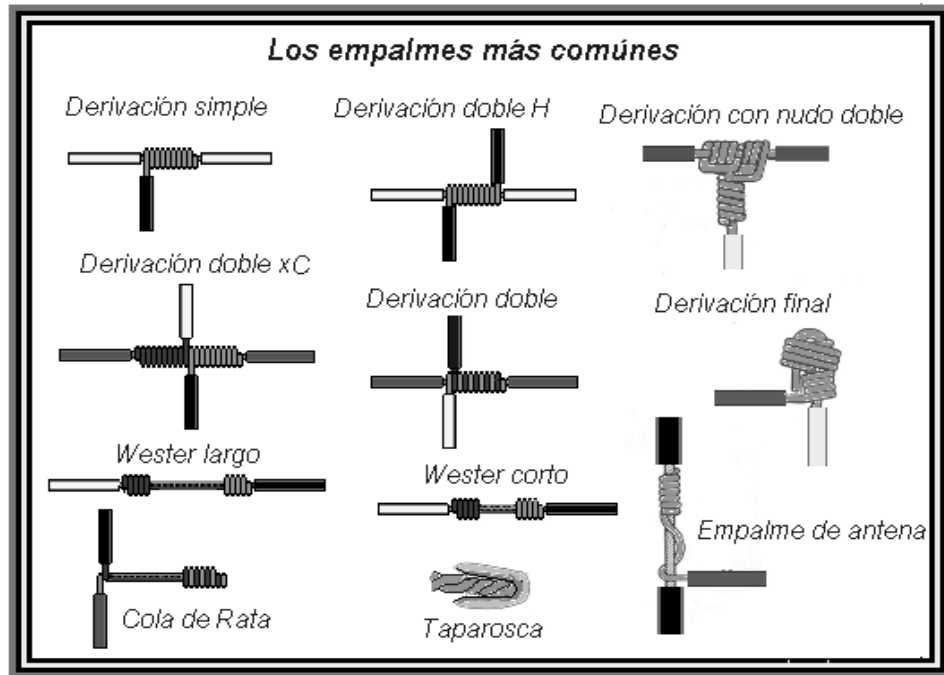
### **1.5.2. Empalmes y accesorios de uniones eléctricas**

El empalme es la unión de dos o más conductores. Este se puede realizar de tres formas básicas:

- Cuando los conductores son de un calibre pequeño, como en las instalaciones domiciliarias.
- Cuando las conexiones o uniones se realizan en lugares donde hay un gran número de empalmes, por ejemplo, dentro de la maquinaria industrial. En este caso se suelen usar conectores especiales.
- El tercer caso es cuando los conductores son de un calibre grande (conductores gruesos), para lo cual suele utilizarse conectores especiales.



Figura 2. Empalmes eléctricos comunes



Fuente: <http://html.rincondelvago.com/serradp-y-empalmes>. Consulta: 17 de septiembre de 2012

### 1.5.3. Tierras

- Concepto de resistencia a tierra

Eléctricamente, el globo terráqueo es considerado con potencial cero. No obstante, el material que la compone puede tener una resistividad eléctrica muy alta; así que, para conseguir una toma de tierra adecuada, debe hacerse un estudio para tener la certeza de que la resistencia está dentro de límites adecuados (permitidos).

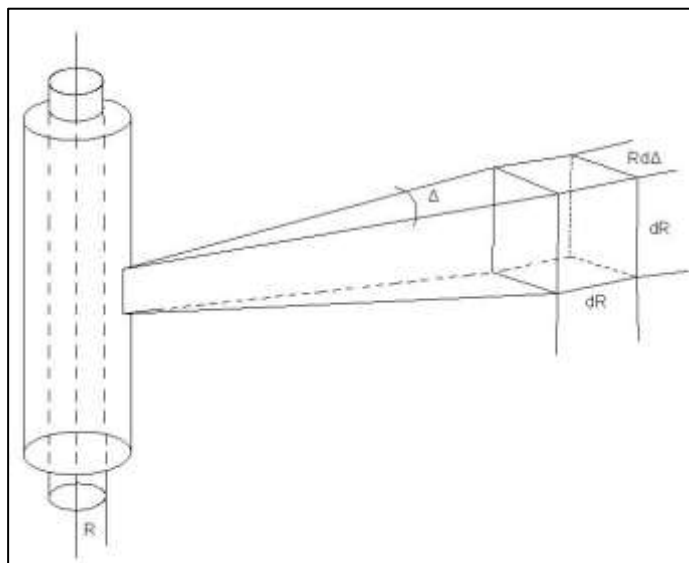
Según el Instituto de Ingeniería Eléctrica y Electrónica(IEEE, por sus siglas en inglés), la resistencia a tierra es la que existe entre el electrodo de la toma

de tierra que se desea considerar y otro electrodo lejano de resistencia cero. Por lejano se entiende que está a una distancia tal que la resistencia mutua de los electrodos considerados (cambio de voltaje producido en un electrodo por la circulación de un amperio de corriente directa en el otro) es esencialmente cero.

El significado de la resistencia a tierra puede entenderse si se analiza el flujo de corriente que circula por una varilla o barra enterrada (verticalmente), y cómo se dispersa por la tierra que la rodea. La parte del suelo que está directamente en contacto con la varilla o barra tiene un papel muy importante en el camino de este flujo de corriente.

Considérese un tubo de un centímetro de espesor del material que rodea la varilla y divídase en secciones que tengan una altura y una longitud media de arco igual a un centímetro, tal como se muestra en la figura 3.

Figura 3. **Análisis de resistencia volumétrica**



Fuente: ARRIAGA, Oscar. *Guía para el laboratorio de instalaciones eléctricas*. p 80.

Si se pudiera medir la resistencia entre la superficie interior y exterior (suponiéndolas equipotenciales) de un elemento de esas dimensiones, se obtendría la definición de resistencia volumétrica unitaria: ohm por centímetro cúbico. El volumen elemental se considera de material homogéneo y el flujo de corriente uniforme.

La resistencia total de este tubo que rodea la varilla puede calcularse sumando en paralelo las resistencias de todos los elementos de un centímetro cúbico que lo componen.

El siguiente paso es hacer la misma operación para un segundo tubo de un centímetro de espesor que rodee al primero. Ahora la resistencia de los dos tubos es la suma de las obtenidas para cada uno de ellos. Se procede de igual manera para un tercer tubo del mismo espesor y así sucesivamente hasta el  $n$ -ésimo, luego se suman todas las resistencias. Cuanto más lejanos estén los tubos de las varillas, el número de elementos unitarios de volumen será mayor y la suma total de sus resistencias en paralelo será menor. Así se puede despreciar la resistencia de los tubos que estén muy alejados de la varilla o barra de tierra.

La resistencia a tierra de un sitio puede variar dentro de un rango muy amplio, ya que depende del tipo de material que tenga el suelo, de su contenido de humedad y de su temperatura. Para las instalaciones importantes se recomienda medir la resistividad de la tierra del lugar de la instalación para diseñar la toma de tierra.

- Valores aceptables de la resistencia a tierra

En la práctica, se acepta un valor que oscila entre 5 a 7,5 ohm. Sin embargo, cuanto más bajo sea el valor, mejor será la referencia a tierra.

En instalaciones donde se pueden presentar corrientes de fallas a tierra muy grandes, la resistencia a tierra deberá ser menor. Cuanto mayor sea la corriente de falla a tierra, mayor (más peligrosa) será la diferencia de potencial entre cualquier parte metálica conectada a la toma de tierra (electrodo enterrado), y el piso de los alrededores de esta.

La caída de voltaje entre el electrodo de tierra y cualquier punto del suelo será igual a la resistencia entre ellos por la corriente (de la falla a tierra), que circula por esa trayectoria.

- Cálculo de resistencia a tierra
  - Barra o varilla de longitud “L” y radio “a” (ambos en centímetros) enterrados verticalmente:

$$R = \left\{ \frac{\rho}{2\pi L} \right\} \left\{ \ln \left( \frac{4L}{a} \right) - 1 \right\}$$

Donde:

R = resistencia a tierra en ohms

$\rho$  = resistividad específica del suelo en ohms por centímetro

- Alambre de radio a y longitud 2L, enterrado horizontalmente a s/2 de profundidad (todas las dimensiones en centímetros):

$$R = \left\{ \frac{\rho}{4\pi L} \right\} \left\{ \ln \left( \frac{4L}{a} \right) + \ln \left( \frac{4L}{s} \right) - 2 + \frac{s}{2L} - \frac{s^2}{16L^2} + \frac{s^4}{512L^4} \dots \right\}$$

Donde:

s = profundidad a la cual está enterrada el alambre

- Alambre de diámetro d en anillo de diámetro D, enterrado a s/2 de profundidad (todas las dimensiones en centímetros):

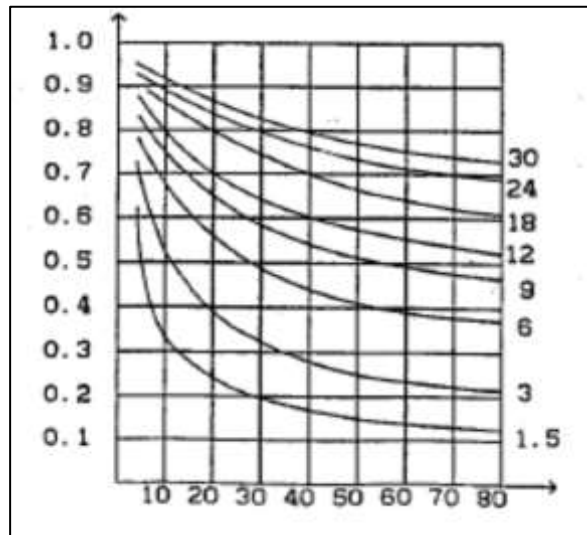
$$R = \left\{ \frac{\rho}{2\pi^2 D} \right\} \left\{ \ln \left( \frac{8D}{d} \right) + \ln \left( \frac{4D}{s} \right) \right\}$$

Por lo general, resulta necesario colocar varias barras o varillas para lograr una buena conexión a tierra. Sin embargo, si las varillas (u otros elementos metálicos) se entierran en una zona pequeña (cercanas entre sí), los flujos de corriente utilizarían las mismas trayectorias y disminuiría la capacidad de conducción del suelo.

En otras palabras, si se tienen n varillas con resistencia r por cada varilla, la resistencia a tierra no sería  $\frac{r}{n}$ , sino que se vería afectada por un coeficiente de agrupamiento, que depende del número de varillas y de la separación entre ellas.

En la figura 4 se presenta este coeficiente considerando varillas de  $\frac{3}{4}$ " de diámetro y 10 pies de longitud, colocadas formando un cuadro. Los números de las curvas indican las separaciones en metros. El eje horizontal corresponde al número de varillas y el eje vertical al respectivo coeficiente de agrupamiento.

Figura 4. **Coeficiente de agrupamiento**



Fuente: ARRIAGA, Oscar. *Guía para el laboratorio de instalaciones eléctricas*. p 83.

- **Aterrizaje**

El propósito del aterrizaje en un sistema eléctrico es proporcionar protección al personal, equipo y circuitos de los posibles daños por el exceso de voltaje.

Existen dos consideraciones distintas en el aterrizaje de los sistemas eléctricos: el aterrizaje de los conductores de un sistema eléctrico y el de las cajas o dispositivos que contienen alambrado en su interior. Para evitar la posibilidad de que una falla del aislamiento de los conductores pudiera establecer un potencial en la caja con riesgo de provocar un golpe eléctrico o producir un incendio.

- Aterrizaje de un sistema de alambrado

Esto consiste en el aterrizaje de uno de los conductores del sistema eléctrico para limitar el voltaje a tierra en el circuito, que pudiera producirse por descargas eléctricas o voltajes más altos para los cuales el circuito fue diseñado.

Otra razón para aterrizar uno de los conductores del sistema eléctrico es limitar el máximo voltaje a tierra bajo las condiciones normales de operación. Además, si el sistema opera con uno de sus conductores intencionalmente aterrizado ayudará a la desconexión automática del circuito al momento de una falla.

La selección del conductor que deba de aterrizarse depende del tipo del sistema que se va a usar.

- En el sistema monofásico de tres líneas, el punto medio del transformador donde se conecta el neutro, es el que debe aterrizarse.
- En el sistema trifásico de conexión estrella en el secundario del transformador, el punto neutro será el aterrizado.
- En el sistema trifásico de conexión delta secundario de 4 líneas, el punto neutro de uno de los transformadores será el aterrizado.

De acuerdo con el *National Electric Code*, en la sección 250-5-6 numeral 1, todos los sistemas de alambre de corriente alterna en el interior deben estar sólidamente aterrizados, de manera que el

máximo voltaje a tierra no exceda de 150 V. Esta norma es obligatoria, excepto en los circuitos de control.

Los sistemas aterrizados son más económicos en su operación y mantenimiento. En tales sistemas, si una falla ocurre, se aísla automáticamente.

- Aterrizaje del equipo

Todas las partes de metal de los equipos son: tubería, cajas, gabinetes, parte metálica de los motores eléctricos, entre otros, y deben estar sólidamente aterrizados y unidos entre sí. Toda esta interconexión debe quedar aterrizada, ya sea en los transformadores o preferiblemente a la entrada del servicio por medio de un electrodo o varilla de puesta a tierra, debidamente hincada en el terreno y sólidamente conectada al conductor de puesta a tierra por medio del conector adecuado, pues de nada o poco puede servir la conexión a tierra de un sistema si las conexiones o uniones no son sólidas. Un buen sistema de aterramiento eléctrico es importante en cuanto provee la desconexión automática.

Las tierras se pueden realizar con varillas o electrodos de aterramiento, pueden ser tubería galvanizada, cobre o *copperfeld*. Esta última es una varilla de acero revestida de cobre de un mínimo de  $\frac{3}{4}$ " de diámetro y deben quedar hincadas en el terreno a una profundidad mínima de 8 pies en el sentido vertical. En terreno rocoso se debe introducir la varilla a menos de 4 pies de



profundidad. También puede enterrarse la varilla en sentido horizontal en una zanja con una profundidad mínima de 4 pies.

- Arreglo preliminar de los conductores de tierra

El arreglo preliminar de los conductores de tierra se decide sobre las siguientes bases:

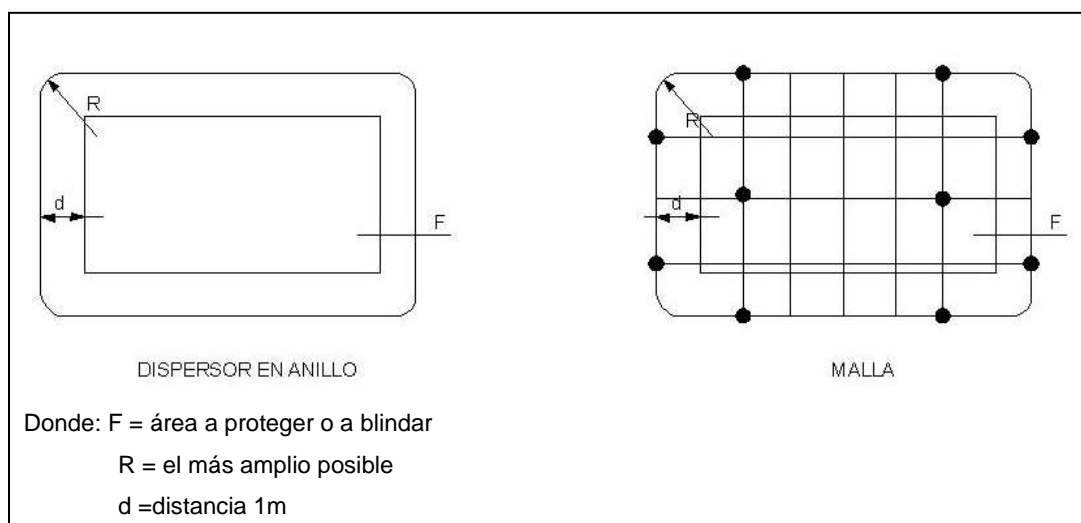
- Un conductor de tierra continuo debe rodear el área de la instalación, particularmente de la subestación eléctrica. Para encerrar la mayor cantidad posible de terreno los conductores de tierra adicionales se colocan en líneas paralelas distribuidos uniformemente en forma de cuadrícula, con separaciones razonables. Eventualmente se puede usar en algunas áreas, placa de cobre en lugar de la malla cuadrículada, especialmente donde la magnitud de las corrientes de falla es elevada, o bien, donde la resistividad del terreno es muy elevada o también en salas en donde se efectúen mediciones precisas y se requiere un buen blindaje con poca interferencia.
- Las varillas o electrodos se consideran como un complemento de la malla de tierras y se deben distribuir de manera uniforme y cercana a puntos donde se encuentra el equipo instalado. Una regla práctica para determinar el número mínimo de electrodos (varillas de tierra), indica que se debe dividir la corriente de falla entre 500, es decir:

$$\text{número mínimo de varillas (3/8" x 10 pies)} = I(\text{falla}) / 500.$$

Por ejemplo, para una corriente de falla de 5,000A, el número de varillas es:

$$\frac{5,000}{500} = 10$$

Figura 5. **Distribución de varillas en malla**



Fuente: ARRIAGA, Oscar. *Guía para el laboratorio de instalaciones eléctricas*. p 87.

- Método Wenner de cuatro puntas

Este método consiste en la inserción de cuatro puntas en la zona de prueba. Las puntas de prueba se instalan en una línea recta y equidistante y se colocan de tal manera que se establezca un contacto eléctrico con la tierra. El medidor de prueba de cuatro puntas inyecta una corriente constante a través de la tierra vía del telurómetro y las dos puntas externas. La corriente fluye a través de la tierra (un material resistente) y entonces se desarrolla una caída o diferencia de voltaje. Esta caída de voltaje, resultado del flujo de corriente, es medida entre las dos puntas de prueba internas.

Entonces, el medidor sabe, por decirlo así, la cantidad de corriente que está atravesando la tierra y la caída de voltaje a través de las dos puntas de prueba de centro. Con esta información el medidor utiliza la ley de Ohm ( $R = E / I$ ) para calcular y para exhibir la resistencia en ohmios.

Este valor exhibido de la resistencia está en ohmios y se debe convertir a ohmio-metro, que son unidades de medida para la resistencia del suelo. Ohmio-metro es la resistencia de un volumen de tierra de un metro cúbico.

Para convertir de los ohmios exhibidos a ohmio-metro, la lectura del medidor es multiplicada por el número constante 1,915 y el resultado es multiplicado las veces del espaciamiento de la punta de prueba. A continuación se muestra la fórmula de cálculo:

$$\rho \text{ (ohmios-m)} = 1,915 \times R \times A$$

$\rho$  = resistividad del suelo en ohm-metros ( $\Omega$ -m)

1,915 = constante

R = lectura digital en ohmios ( $\Omega$ )

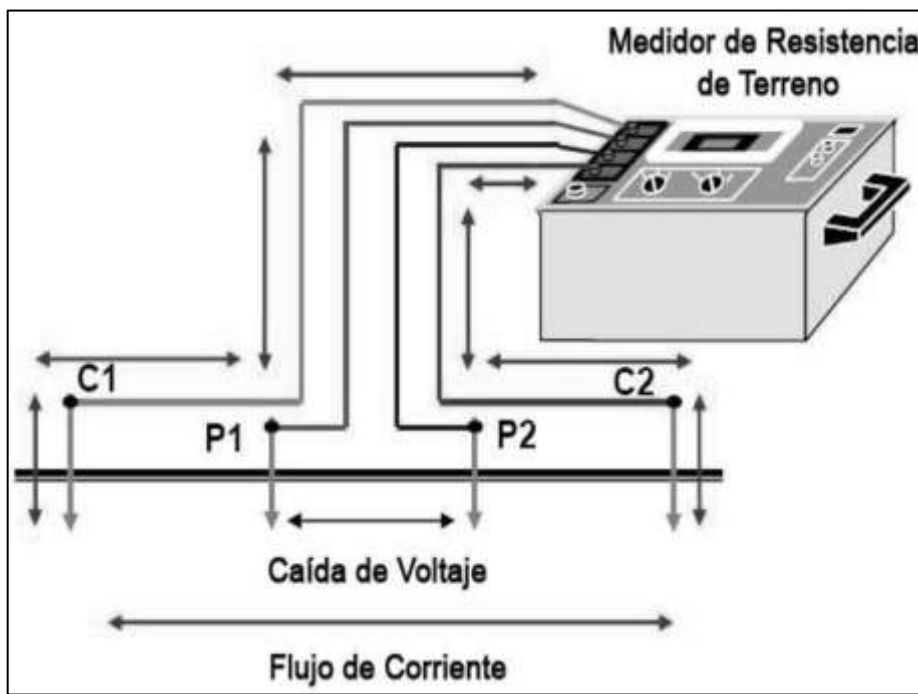
A = distancia entre electrodos en pies (ft)

Las lecturas se toman generalmente en los espaciamientos de la sonda de 5, 10, 20, 30, 40, 60, 80 y 100 pies. Si la prueba se está realizando para los propósitos de estudios de subida de potencial de la tierra (GPR) o para el diseño de subestación, las lecturas de punta de prueba de hasta 150 pies de espaciamiento deben ser realizadas.

La resistencia calculada del suelo es el promedio de la resistencia de la superficie a una profundidad equivalente a un espaciamiento de la punta de

prueba. Por ejemplo, un espaciamiento de la punta de prueba de 20 pies entre cada punta de prueba proporcionará la resistencia media del suelo entre la superficie y una profundidad de 20 pies.

Figura 6. **Medidor de resistencia de terreno**



Fuente: Lyncole XPT Aterramiento, [www.Lyncole-Latam.com](http://www.Lyncole-Latam.com). Consulta 20 de septiembre de 2012

## 1.6. **Conceptos de iluminación**

Para tener una mejor comprensión del tema, se comenzará con algunas definiciones.

- Coeficiente de utilización (CU)

Relación entre el flujo luminoso (lúmenes) emitidos por una luminaria que incide sobre el plano de trabajo y el flujo luminoso emitido por las lámparas solas de la luminaria. Por esta razón el coeficiente de utilización lo debe proporcionar el fabricante de la luminaria, ya que este depende de sus características físicas y de las lámparas de la misma.

- Curva de distribución

Es la representación gráfica del comportamiento de la potencia luminosa emitida por una luminaria. Se presenta en coordenadas polares y los valores están dados en candelas.

- Luz

Es una manifestación de la energía en forma de radiaciones electromagnéticas, capaz de afectar o estimular la visión. La radiación visible es la que actúa sobre el ojo y lo estimula, y está comprendida aproximadamente entre las longitudes de onda de 3 800 a 7 800 angstroms.

- Flujo luminoso

Es la energía radiante en forma de luz emitida por una fuente de iluminación en la unidad de tiempo. Su unidad es el lumen.

- Nivel de iluminación

Es la densidad de flujo luminoso sobre una superficie. Su unidad es el lux. Se utiliza también el pie-candela (en inglés footcandle) como unidad del nivel de iluminación. Se suele representar al nivel de iluminación con la letra E.

$$E = \frac{\varphi}{A}$$

Donde:

E = nivel de iluminación en lux

$\varphi$  = flujo luminoso en lumen

A = área iluminada en m<sup>2</sup>

Siendo 1 pie-candela = 10,76 luxes

- Luminaria

Aparato eléctrico que se utiliza para controlar y dirigir el flujo luminoso generado por una o más lámparas, o fuentes de iluminación

- Brillantez

Se define como la luz emitida en determinada dirección por el objeto que se está viendo, depende de la luz que reciba este objeto y de su poder de reflexión. Se puede expresar en candelas por centímetro cuadrado o en metro-lambert (en el sistema inglés *foot-lambert*).

- Índice de rendimiento de color (CRI)

Para indicar la apariencia que van a tener los objetos de color ante un observador normal cuando son iluminados por una lámpara determinada, se le ha asignado a este tipo de lámpara un número entre 1 y 100. Este número es llamado el índice de rendimiento del color de la lámpara. El CRI indica la calidad relativa del rendimiento de color de una fuente de luz cuando es comparada con una fuente de luz estándar de la misma cromaticidad (temperatura de color).

- Temperatura de color

La temperatura de color utiliza la escala kelvin. Estas se pueden explicar de la forma siguiente: cuando un herrero calienta un pedazo de hierro, este emite color radiante. A medida que se calienta más, se vuelve brillante y cambia de color, a un rojo intenso, y finalmente llega a lo que se llama rojo vivo, que en realidad es casi blanco.

- Fuentes incandescentes

Estas reciben comúnmente el nombre de bombillos o bujías incandescentes. En general, el funcionamiento de un bulbo incandescente se puede definir como el paso de la corriente eléctrica a través de un filamento que se calienta por la resistencia que ejerce al paso de corriente. El efecto térmico producido por la corriente es de tal naturaleza que causa que el filamento brille.

- Lámparas fluorescentes

El funcionamiento de una lámpara fluorescente es más complicado que el de un bombillo incandescente. Cada tipo de fluorescente requiere un voltaje de arranque diferente, por lo que se necesita usar un balastro (transformador), y en algunas ocasiones, también un arrancador (*starter*). Asimismo, se suelen utilizar difusores para dirigir y distribuir el flujo lumínico según las necesidades de cada aplicación.

Estas lámparas deben su nombre al efecto por el cual generan la luz, ya que contienen fósforo, un gas inerte (argón), y en cada extremo un electrodo (filamento). Al conectar la lámpara a la corriente eléctrica, esta es conducida por el gas ionizado de un electrodo al otro y forma un puente eléctrico o arco que hace fluorescer los fósforos. El arco formado genera energía lumínica principalmente en tonos ultravioleta (no visible para el ser humano), por lo que el tubo se recubre de fósforo.

- Balastos para tubos fluorescentes

Un tubo fluorescente no puede ser colocado directamente a una línea eléctrica, pues cada tipo de fluorescente necesita voltaje de arranque que depende del largo, diámetro, construcción y gases del tubo. Una vez que el fluorescente arranca, la corriente debe ser estabilizada por el balastro. Las funciones del balastro son:

- Proveer la cantidad de energía controlada para que se produzca el encendido del fluorescente.
- Controlar, regular y emitir un suministro adecuado de corriente eléctrica para que el fluorescente trabaje a su máxima eficiencia.



- Lámparas de alta intensidad de descarga (HID)

Las lámparas de alta intensidad de descarga (HID) utilizan una amplia gama de fuentes de luz que pueden agruparse en cuatro familias: bulbos de sodio, bulbos de halogenuros metálicos, bulbos de mercurio y bulbos de luz mixta.

- Bulbo de mercurio: en estos la luz de una tonalidad blanca azulada se produce por el paso de la corriente eléctrica a través de mercurio vaporizado. Aplicaciones típicas incluyen alumbrado de carreteras, industrias, parqueos, campos deportivos e iluminación arquitectónica.
- Bulbos de sodio: la luz de un bulbo de sodio de alta presión se produce cuando una corriente eléctrica pasa a través de vapor de sodio. Este se utiliza cuando se requiere de una fuente de luz de alta eficiencia, larga vida y donde el rendimiento de color no sea importante, ya que esta lámpara solo es capaz de emitir una luz monocromática amarilla. El alumbrado de carreteras, industrias, parqueos e iluminación arquitectónica son alternativas de uso de este bulbo.
- Bulbos de halogenuros metálicos: son muy similares en construcción a los bulbos de mercurio, la diferencia reside en el hecho de que el arco contiene halogenuros metálicos. Esta lámpara es la fuente de luz blanca más eficiente en la actualidad por tener alta eficacia de hasta 125 lúmenes por watt, y una durabilidad de hasta 20 000 horas.

### **1.6.1. Métodos de cálculos de iluminación**

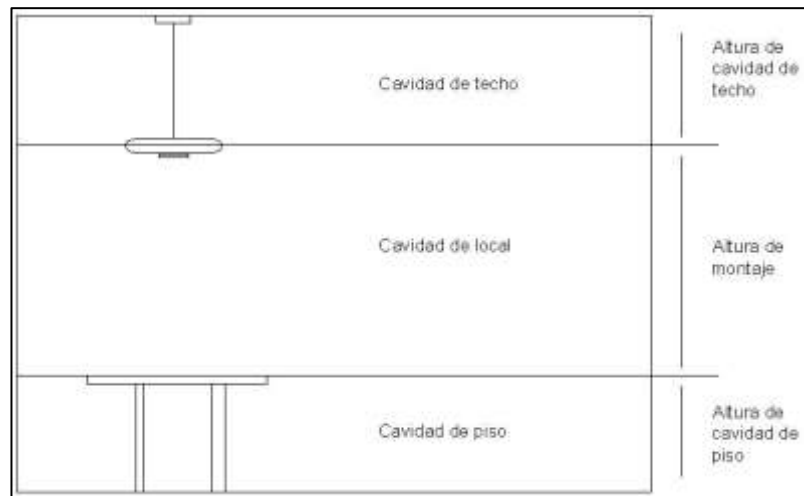
Existen varios métodos de cálculo; el método que se va a usar se escoge en función de las características del lugar que se iluminará, de las luminarias que se tengan para el proyecto y de la calidad de iluminación.

### **1.6.2. Diseño de iluminación interior**

- Método de cavidad zonal (también llamado método de lumen). Este método, divide el local en tres cavidades:
  - Cavidad de techo: es el área medida desde el plano de la luminaria al techo. Para luminarias colgantes habrá una cavidad de techo, para luminarias colocadas directamente en el techo o empotrados en el mismo no existirá cavidad de techo.
  - Cavidad de local: es el espacio entre el plano de trabajo donde se desarrolla la tarea y la parte inferior de la luminaria; el plano de trabajo se encuentra localizado normalmente arriba del nivel del piso. En algunos casos, donde el plano de trabajo es considerado a nivel del piso, el espacio desde la luminaria al piso se considera como cavidad de local. En el lenguaje de iluminación, la distancia desde el plano de trabajo a la parte inferior de la luminaria es llamada altura de montaje de la luminaria.
  - Cavidad de piso: se considera desde el piso a la parte superior del plano de trabajo, o bien, el nivel donde se realiza la tarea específica.

En la figura 7 se ilustran las diferentes cavidades.

Figura 7. **Método de cavidad zonal**



Fuente: ARRIAGA, Oscar. *Guía para el laboratorio de instalaciones eléctricas*. p 103.

La teoría básica considerada en este método de cálculo de iluminación es que la luz producida por una lámpara o luminaria es reflejada por todas las superficies del área. Las reflexiones múltiples de la luz desde la luminaria y desde las superficies del local actúan para producir la luz en el plano de trabajo. Debido a este hecho, es muy importante determinar:

- Las dimensiones del local
- Las reflectancias del local referente a:
  - Techo
  - Paredes
  - Piso
- Características de la lámpara

- Características de la luminaria
- Efectos ambientales
  - Polvo y suciedad
  - Temperatura
- Mantenimiento

Es muy importante recordar que los colores de las superficies del local tienen un gran efecto en el nivel de iluminación producido por un sistema. Usar colores claros en las paredes, techos y pisos dará un nivel mayor de iluminación que si se usan colores oscuros. Lo anterior se aplica también a muebles dentro del local, materiales colgantes y alfombras.

En el método de cavidad zonal se cumple la siguiente relación para el nivel de iluminación:

$$\frac{\left( (No. de luminarias) \left( \frac{lámpara}{luminarias} \right) \left( \frac{lúmenes}{lámpara} \right) (C.U.) (F.M.) \right)}{\text{área}}$$

Donde:

CU=coeficiente de utilización (adimensional)

FM=factor de mantenimiento (adimensional)

(LLD) x (LDD)

LLD =depreciación de lúmenes de la lámpara

LDD =depreciación de la luminaria.

Área = área en m<sup>2</sup>

La expresión anterior puede ser utilizada como una fórmula matemática para encontrar el número de luminarias necesarias, conociendo las lámparas, la luminaria y los factores de mantenimiento.

Los fabricantes de lámparas publican datos en los cuales se indica el valor inicial de producción lumínica y el valor medio (promedio) o la depreciación de lúmenes de la lámpara a través de las horas de vida (LLD).

Pasos que se deben seguir para calcular un sistema de iluminación:

- Determinar el tipo de trabajo que se desarrollará en el local. Con esta información se determinará la calidad y cantidad de luz que se necesita.
- Determinar la fuente luminosa que va a usarse.
- Determinar las características físicas y operacionales del área y cómo se usará. Esto incluye dimensiones del local, valores de reflectancia, localización del plano de trabajo, entre otros.
- Seleccionar la luminaria que se usará: algunos de los factores que ayudan a determinar la luminaria que deberá usarse, son:
  - Altura de montaje.
  - Tipo de lámpara seleccionada.
  - Características de depreciación de la luminaria.
  - Restricciones físicas del montaje (colgante, empotrada, abierta, cerrada).
  - Mantenimiento requerido (limpieza del reflector y el reemplazo de las lámparas).

- Costo, tamaño y peso.
- Determinar los factores de depreciación de luz para el área: los factores de pérdida de luz se pueden dividir en dos categorías:
  - No recuperables
  - Recuperables

Con el fin de simplificar los cálculos se usan solamente los factores que afectan en mayor proporción la pérdida de luz a saber:

LLD = Depreciación de lúmenes de la lámpara.

LDD = Depreciación de la luminaria.

Multiplicando estos dos factores se obtendrá el factor de mantenimiento (FM).

Los factores de depreciación de los lúmenes de la lámpara y de la luminaria debidos al polvo se pueden determinar, ya sea por los datos proporcionados por los fabricantes o por los datos proporcionados por el Illuminating Engineering Society of North America (IES).

- Determinar el coeficiente de utilización (C.U.)

- Índice de cuarto:

$$Ic = \frac{\text{área}}{hcc(\text{largo} + \text{ancho})}$$

- Áreas regulares:

$$RCR = \frac{5\{hcc(\text{largo} + \text{ancho})\}}{\text{área}}$$

- Áreas irregulares:

$$RCR = \frac{(2,5)(hcc)(perímetro)}{área}$$

Conociendo el Ic o el RCR y las reflectancias de las superficies del local se encuentra el CU en los datos técnicos proporcionados por el fabricante para la luminaria que se usará.

- Cálculo del número de luminarias requeridas

Con los datos anteriores se debe aplicar la fórmula siguiente:

$$\text{No. de luminarias} = \frac{(\text{Área})(\text{Nivel de iluminación})}{\left(\frac{\text{No. de lámparas}}{\text{luminarias}}\right)\left(\frac{\text{lúmenes}}{\text{lámparas}}\right)(C.U.)(F.M.)}$$

### 1.6.3. Diseño de iluminación exterior

- Método aproximado (watts/área)

El método simplificado de watts/pie es suficientemente preciso para aquellas luminarias que están localizadas sobre el área (o a un lado) iluminada. Para tal efecto, se deben seguir las consideraciones dadas en las siguientes líneas:

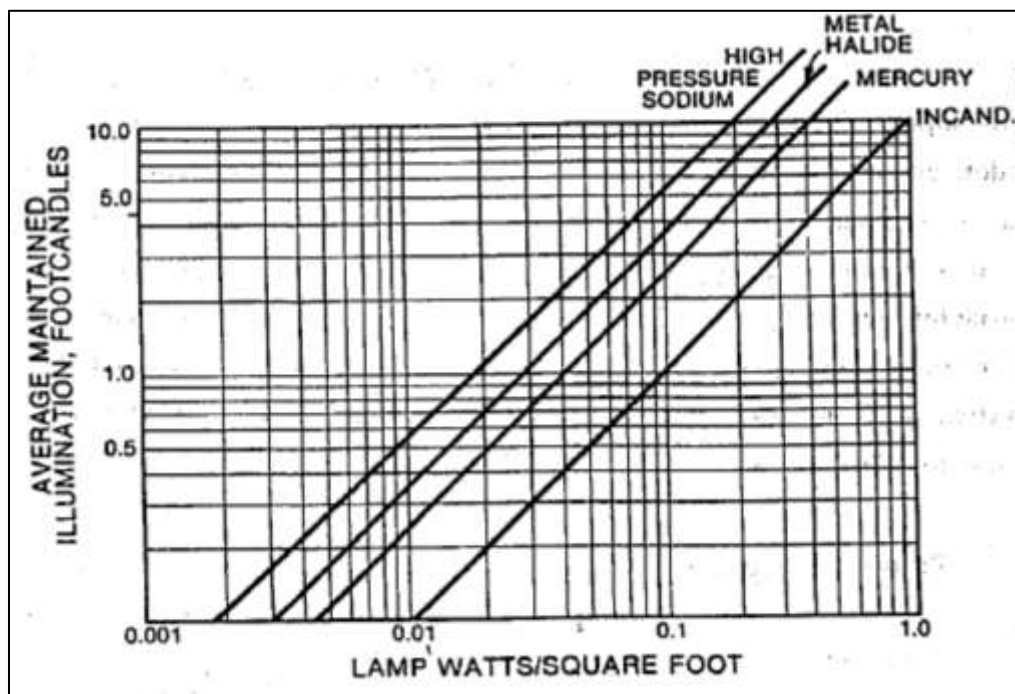
Los watts por pie cuadrado obtenidos en la gráfica siguiente (figura 8) proporcionan una iluminación promedio con una variación del 20 por ciento dentro del valor esperado. Esto es suficientemente preciso, pues la diferencia entre la cantidad de luminarias obtenidas de la gráfica y el número que realmente se requiere para satisfacer los requisitos físicos del trabajo es mayor del 20 por ciento.

Pasos a seguir:

- Determinar el nivel de iluminación necesario.
- Localizar el nivel de pie-candela que se requiere, en el lado izquierdo de la gráfica; seguir este punto horizontalmente hasta interceptar la línea diagonal gruesa que representa la lámpara escogida.
- Para determinar los vatios/pie<sup>2</sup> (watts/square foot), se traza una línea vertical de la diagonal gruesa hasta cortar la escala horizontal.
- Multiplicar los vatios/pie<sup>2</sup> por el total de pies cuadrados del área para obtener el total de watts necesarios para iluminar dicha zona.
- Dividir los watts totales entre los watts de la luminaria deseada, para obtener el número total de lámparas y luminarias requeridas.



Figura 8. Iluminación exterior



Fuente: ARRIAGA, Oscar. Guía para el laboratorio de instalaciones eléctricas. p. 103.

### 1.7. Potencia eléctrica

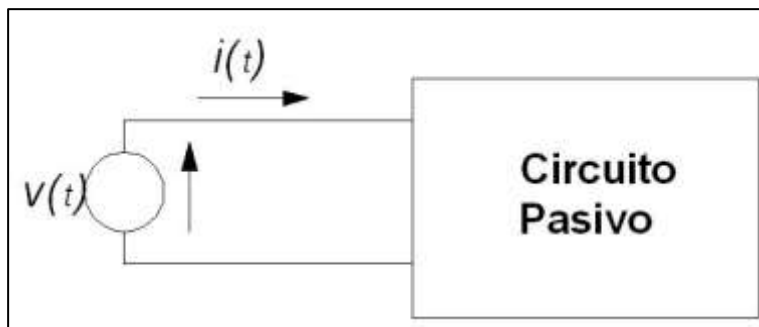
En los dispositivos eléctricos, uno de los parámetros que más interesa es el de la potencia. Por ejemplo, es importante conocer la potencia suministrada por un alternador, la potencia consumida por un motor eléctrico, la potencia emitida por una emisora de radio o televisión, entre otros.

La tensión aplicada al circuito de elementos pasivos de la figura es una función del tiempo. La intensidad que resulta es igualmente una función del tiempo, cuyo valor depende de los elementos que integren dicho circuito. El producto en cada instante de la tensión por la intensidad se llama potencia instantánea y viene dada por:

$$p = vi$$

La potencia ( $p$ ), puede tomar valores positivos o negativos según el instante o el intervalo de tiempo que se considere. Una potencia positiva significa una transferencia de energía de la fuente a la red, mientras que una potencia negativa corresponde a una transferencia de energía de la red a la fuente.

Figura 9. **Potencia eléctrica**



Fuente: ARRIAGA, Oscar. *Guía para el laboratorio de instalaciones eléctricas*. p. 111.

### 1.7.1. **Potencia activa (P)**

Consideremos el caso ideal en que el circuito pasivo contenga exclusivamente un elemento inductivo al que se le aplica una tensión senoidal de la forma  $v = V_m(\sin \omega t)$ . La intensidad de corriente que circula es de la forma  $i = I_m(\sin(\omega t - \frac{\pi}{2}))$ . El valor de la potencia instantánea es:

$$p = vi = V_m I_m (\sin \omega t) \left\{ \sin \left( \omega t - \frac{\pi}{2} \right) \right\}$$

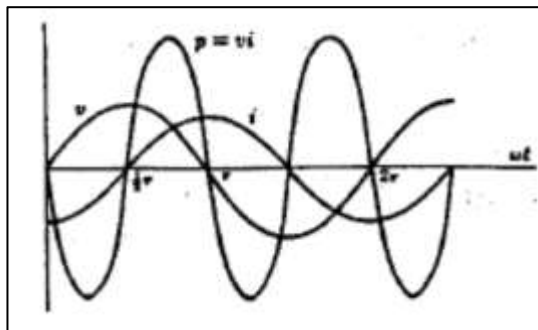
Como  $\sin \left( \omega t - \frac{\pi}{2} \right) = -\cos \omega t$  y  $2 \sin X \cos X = \sin 2X$ , se puede escribir

$$p = -(1/2)VmIm (\sin \omega t)$$

En la figura 10 se pone de manifiesto este hecho. Cuando  $v$  e  $i$  son positivos, la potencia es positiva, por lo que existirá una transferencia de energía de la fuente a la bobina. Cuando  $v$  e  $i$  son de signo contrario, la potencia es negativa y la bobina devuelve a la fuente la energía que antes le había suministrado.

La frecuencia de la potencia es el doble que la correspondiente a la tensión o la corriente, el valor medio de la potencia que se presenta por  $P$ , en un ciclo o período completo es cero.

Figura 10. **Potencia activa**



Fuente: ARRIAGA, Oscar. Guía para el laboratorio de instalaciones eléctricas. p. 112.

La unidad de potencia activa es el watt (W), como múltiplo se emplea el kilowatt (kW) de manera que  $1 \text{ kW} = 1000 \text{ W}$ .

### **1.7.2. Potencia aparente (S)**

El producto de tensión por intensidad ( $VI$ ) se llama potencia aparente y se representa por la letra mayúscula  $S$ . La unidad de  $S$  en el sistema MKSA es el voltio-amperio ( $VA$ ), y su múltiplo más empleado es el kilovoltio-amperio ( $kVA$ ).

### **1.7.3. Potencia reactiva (Q)**

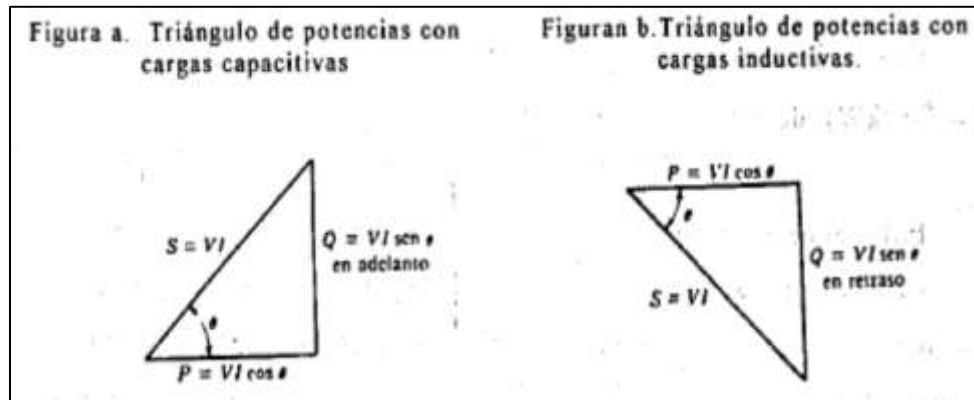
El producto  $VI\sin\theta$  se llama potencia y se presenta por la letra mayúscula  $Q$ . La unidad de  $Q$  en el sistema MKSA es el voltio-amperio reactivo ( $VAR$ ), y su múltiplo más empleado es el kilovoltio-amperio reactivo ( $kVAR$ ).

### **1.7.4. Triángulo de potencias**

Las expresiones de la potencia activa, aparente y reactiva se pueden representar geoméricamente mediante los lados de un triángulo que se llama triángulo de potencias.

Sea un circuito inductivo donde se presenta el retraso de la corriente como indica la figura 11a, esto es, tomando la tensión  $V$  como referencia. En la figura 11b, está representada la corriente con sus componentes activa y reactiva. La componente activa está en fase con la tensión  $V$  y la componente reactiva está en cuadratura con  $V$ , es decir desfasada  $90^\circ$  en retraso.

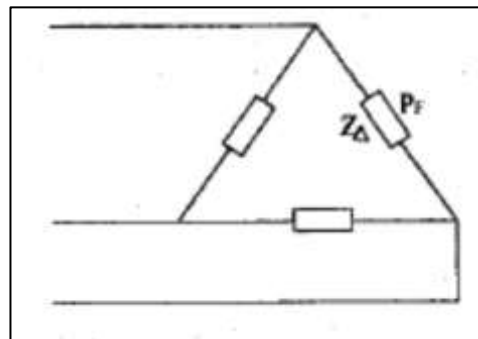
Figura 11. **Triángulo de potencia**



Fuente: ARRIAGA, Oscar. *Guía para el Laboratorio de instalaciones eléctricas*. p. 116

Para el caso de potencias trifásicas se tienen las siguientes relaciones, esquematizadas en la figura 12:

Figura 12. **Potencia trifásica delta**



Fuente: ARRIAGA, Oscar. *Guía para el Laboratorio de instalaciones eléctricas*. p. 116

Como las impedancias de las fases en cargas equilibradas, triángulo o estrella, circulan corrientes iguales, la potencia por fase es un tercio de la potencia total. La tensión entre los extremos de la impedancia  $Z_{\Delta}$  es la

compuesta entre líneas, y la corriente es la corriente de fase. El triángulo entre la tensión y la intensidad es el de la impedancia. Entonces la potencia por fase es:

$$PF = VL(IF \cos \theta)$$

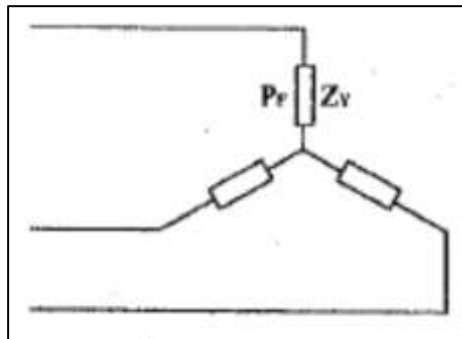
Y, la potencia total:

$$PT = 3VL(IF \cos \theta)$$

Puesto que en las cargas equilibradas en  $\Delta$ ,  $IL = IF (\sqrt{3})$ , se obtiene la ecuación a:

$$PT = \sqrt{3} VL(IL \cos \theta)$$

Figura 13. **Potencia trifásica estrella**



Fuente: ARRIAGA, Oscar. *Guía para el laboratorio de instalaciones eléctricas*. p. 117.

Por las impedancias conectadas en la estrella de la figura 13, circulan las corrientes de línea y la tensión en  $Z_Y$  es la tensión simple de fase. El triángulo entre ellas es el de la impedancia. Entonces la potencia por fase es:

$$PF = VF(IL \cos \theta)$$

Y, la potencia total:

$$PT = 3VF(IL \cos \theta)$$

Puesto que  $V_L = \sqrt{3} VF$ , se obtiene la ecuación *b*:

$$PT = \sqrt{3} V_L(IL \cos \theta)$$

Las ecuaciones *a* y *b* son idénticas, por tanto, la potencia total en cualquier carga trifásica equilibrada viene dada por  $\sqrt{3}V_L I_L \cos \theta$ , siendo  $\theta$  el ángulo de la impedancia de carga o el ángulo en una impedancia equivalente en el caso en que varias cargas equilibradas sean alimentadas por el mismo sistema. La potencia aparente total *ST* y la potencia reactiva total *QT* están relacionadas con *PT*, como se ve en las siguientes expresiones:

$$PT = \sqrt{3} V_L(IL \cos \theta)$$

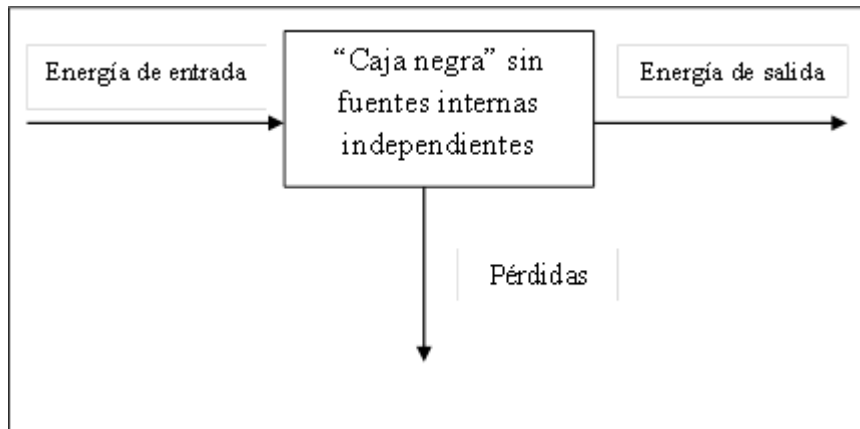
$$ST = \sqrt{3} V_L I_L$$

$$QT = \sqrt{3} V_L(IL \sin \theta)$$

### 1.7.5. Eficiencia

En cualquier dispositivo eléctrico se tienen pérdidas. En otras palabras, la potencia de salida de la máquina no es igual a la potencia de entrada, no toda la potencia de entrada se convierte en potencia útil a la salida.

Figura 14. Conservación de energía



Fuente: ARRIAGA, Oscar. *Guía para el laboratorio de instalaciones eléctricas*. p. 119.

La conservación de la energía establece:

Entrada de energía = (salida de energía)+(energía perdida o almacenada en la caja negra)

Dividiendo los dos lados de la relación entre  $t$  se tiene:

$$\frac{W_{ent}}{t} = \frac{W_{sal}}{t} + \frac{W(perdidas)}{t}$$

Puesto que  $P = \frac{W}{t}$  entonces se tiene que

$$P_{ent} = P_{sal} + P_{perd}$$

La eficiencia en la caja anterior está dada por la siguiente ecuación,



$$\eta = \frac{P_{sal}}{P_{ent}}$$

Al expresar la eficiencia como porcentaje, se tiene:

$$\eta = \frac{(P_{sal}) \times 100 \%}{P_{ent}}$$
$$\eta = \frac{P_{ent} - (P_{perd} \times 100 \%)}{P_{ent}}$$

La máxima eficiencia posible es 100 por ciento, que ocurre cuando  $P_o = P_i$  o bien cuando la potencia que se pierde o se almacena en el sistema es cero.

## 1.8. Energía

La energía ganada o perdida por cualquier sistema se puede determinar con la siguiente ecuación,

$$E = P \times t$$

De las unidades de la ecuación anterior se determina que la unidad de energía es watt-segundo, pero esta es una unidad muy pequeña, por lo que suele usarse el watt-hora o el kilowatt-hora.

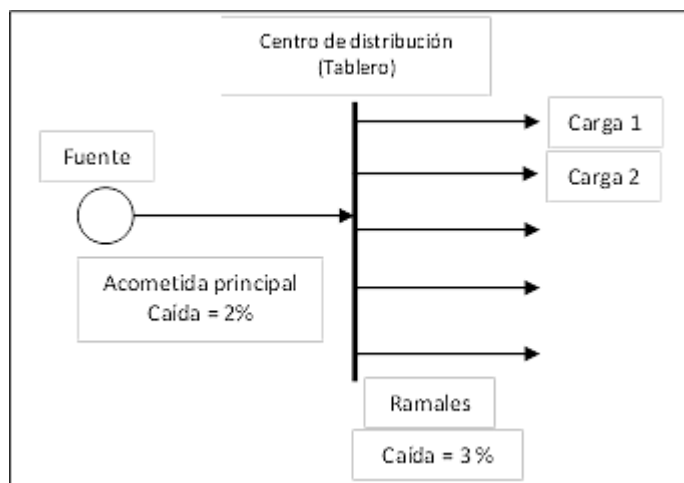
$$E(Wh) = \{Potencia (W)\} \times \{tiempo (h)\}$$

$$E(Wh) = \frac{\{Potencia (W)\} \times \{tiempo (h)\}}{1,000}$$

## 1.9. Circuitos ramales y su alimentación

El calibre de los conductores de una acometida depende de la suma de las cargas de los circuitos ramales, según las necesidades presentes y estimaciones para el futuro. También depende de la caída de tensión hasta el punto final de la carga que no ha de ser superior al 5 por ciento.

Figura 15. **Caídas de tensión permisibles**



Fuente: ARRIAGA, Oscar. *Guía para el laboratorio de instalaciones eléctricas*. p. 138.

La carga del alumbrado general se puede calcular en la base de vatios por metro o pies cuadrados; se determina por el área de la superficie a servir, esta debe calcularse con las dimensiones exteriores del edificio por construirse y según el número de pisos.

### 1.9.1. Cálculo de acometidas

Existen tres métodos para determinar el calibre de los conductores de la acometida. Esta puede ser la principal, es decir, aquella que instala la empresa

distribuidora de energía eléctrica o la acometida para un subtablero de distribución.

- Método de factores de demanda

La forma más usual y apropiada para calcular la capacidad de la acometida en una edificación es la que aplica factores de demanda a cada uno de los bloques de cargas similares de la siguiente forma:

- Iluminación
- Tomacorrientes de uso general
- Tomacorrientes para cargas especiales

- Método de la Empresa Eléctrica de Guatemala

El personal de la EEGSA calcula los conductores de acometida efectuando la sumatoria de la totalidad de las cargas instaladas y aplicándole un factor de demanda global del 60 %. Este cálculo da una aproximación global de la demanda y debe tomarse como una referencia, ya que no toma en cuenta todos los factores internos que pueden llegar a afectar una instalación eléctrica.

- Método de cálculo del NEC

Designa como circuito de iluminación a todas las luminarias más los tomacorrientes de uso general.

Si no se tiene un diseño previo, se calcula la carga instalada considerando una densidad de carga de 32 VA/m<sup>2</sup> en el área de construcción de la edificación.

- Para seleccionar el calibre de los conductores, se asigna un factor de demanda de 100 % a los primeros 3 kVA, de los 3,00 kVA a 120 kVA un factor de demanda del 35 %, y para los que estén arriba de 120 kVA un factor de 25 %.
- A las cargas especiales después de haber sido agrupadas se les aplica el factor de demanda correspondiente.
- Se suman los resultados de los incisos anteriores.

El resultado obtenido con cualquiera de estos tres métodos se conoce como Demanda Máxima Estimada (DME), se le llama así, porque en ningún momento se puede llegar a conocer con exactitud cuál será la demanda del inmueble. En una acometida no es necesario aplicarle el factor de seguridad del 80 % al conductor.

Para el cálculo de calibre de conductor neutro, se procede con la siguiente secuencia:

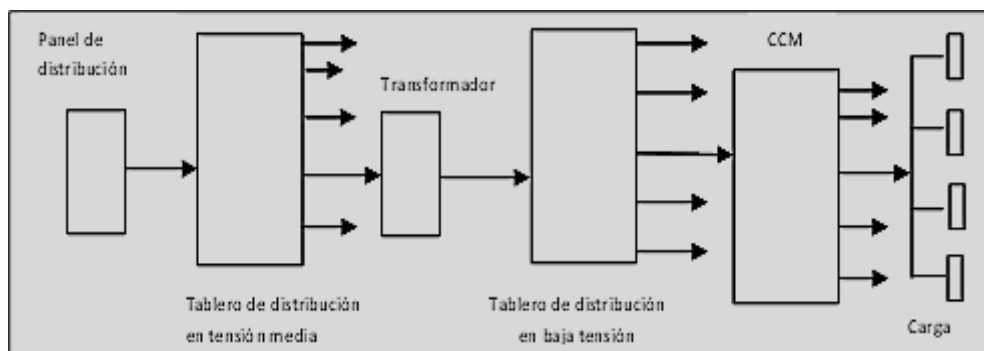
- Se toma el 100 % de la DME de las cargas instaladas en los circuitos de usos generales, iluminación y cargas especiales en 120 V.
- Se toma el 70 % de la DME de las cargas especiales conectadas a 240 V.
- Se suman las capacidades de los primeros dos incisos. En caso de que no existan cargas conectadas a 240 V, se coloca un neutro de la misma capacidad de la línea.

## 2. DISEÑO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS INDUSTRIALES

Inicialmente se puede presentar el proyecto por medio de un diagrama de bloques, iniciando por las partes fundamentales de la instalación eléctrica establecidas por el usuario, hasta el sistema de alimentación de la compañía suministradora de energía eléctrica.

Una instalación eléctrica industrial está dimensionada cuando se determinan las características de los elementos de cada uno de los bloques y las características de los elementos que los unen.

Figura 16. Diagrama de bloques de instalación industrial



Fuente: ARRIAGA, Oscar. *Guía para el laboratorio de Instalaciones eléctricas*. p. 142.

- Parámetros eléctricos necesarios de conocer en una instalación industrial:
  - Potencia (kW, kVA)
  - Voltaje y frecuencia (V, Hz)

- Corrientes nominales y corrientes de cortocircuito (A)
- Factor de potencia (%)
- Tipo de servicio y características de la demanda

Al proyectista, por lo general, se le proporciona la potencia, la ubicación y el tipo de servicio. A partir de esta información se calcula y suministra los demás datos eléctricos.

El procedimiento que puede seguir es el siguiente:

- Determinar la potencia total que demanda la instalación.
- Calcular los factores de demanda y determinar la potencia a transmitir por cada conductor de alimentación de los tableros.
- Seleccionar el voltaje y sistema de distribución interna.
- Agrupar las cargas según su uso, tamaño (potencia), y el voltaje nominal de alimentación de cada una, y se efectúa el dimensionamiento preliminar de la instalación. Es importante balancear las líneas con las cargas monofásicas 120 V 240 V.
- Verificar el factor de potencia.

## **2.1. Selección de la tensión de alimentación**

En la misma forma que existe un criterio general para determinar la capacidad del transformador de la subestación para una industria, existen ciertas reglas generales relacionadas con los voltajes más convenientes que se van a utilizar en la industria. En forma indicativa, en la tabla III se presentan algunos de estos valores:

Tabla III. **Relación de voltaje y caballaje de motores**

<b>Potencia del motor (HP)</b>	<b>Voltaje de alimentación (trifásico)</b>
0 - 75	240
75 - 250	480
250 – 1 000	2 500
1 000 – 4 000	4500
Más de 5 000	13 200

Fuente: elaboración propia.

## **2.2. Selección de motores**

Los fabricantes de equipos motorizados especifican los tipos de motores y controles asociados que se requieren para una aplicación dada. Estos motores, por lo general, los seleccionan los ingenieros de aplicación de la compañía fabricante. Como medida general para la selección de los motores eléctricos se debe tomar en consideración los siguientes factores:

- Potencia en la entrada o la salida, expresada en HP.
- Características de las cargas por accionar, por ejemplo: si la carga será continua, si el motor arrancará a plena carga o la carga se irá sumando de forma gradual.
- Velocidad nominal en RPM.
- Tamaño de la carcasa.
- Tipo de carcasa y condiciones ambientales.
- Efecto del ciclo de trabajo.
- Temperatura ambiente.
- Elevación de temperatura en la máquina.
- Voltaje nominal.

- Requerimientos de mantenimiento y accesibilidad.
- Frecuencia del sistema del cual se va a alimentar.
- Número de fases.

A continuación se presentan algunos términos y sus definiciones:

- Potencia de salida

También se le designa como potencia en la flecha y, obviamente, debe ser suficiente para accionar la carga que estará conectada a su eje. Este factor se complica ligeramente por el hecho de que un motor debe soportar por períodos breves sobrecargas. Por ejemplo, se puede tener el caso de que un motor con potencia nominal de 10 HP a 1750 RPM con un ciclo continuo de operación a 50 °C de elevación de temperatura, debe producir o entregar 15 HP a 1 650 RPM, pero no en forma continua. Esto quiere decir, que su devanado debe admitir un sobrecalentamiento de 10 a 15 minutos sin daño alguno, por lo que no se selecciona para el valor de potencia que debe entregar por corto tiempo. Otra condición puede ser que el ciclo de trabajo sea tal, que la mayor parte del tiempo opere el motor con cargas bajas, entonces la potencia se debe seleccionar para la consideración de carga a la que el motor opere la mayor parte del tiempo. Se considera que a menor carga, el motor es menos eficiente.

- Velocidad nominal

La velocidad de placa de un motor en RPM está dada para sus condiciones normales de operación. Se le puede requerir que opere a una velocidad diferente de la velocidad nominal, esto hace que la solución se pueda dar con distintos tipos de motores y elementos de control, por lo que constituye también, un factor que se debe considerar en su selección.



La velocidad síncrona de un motor puede ser determinada, según la siguiente ecuación:

$$V = \frac{120 \times f}{P}$$

Donde:

V = velocidad del motor en rpm

f = frecuencia eléctrica del sistema

P = número de pares de polos en el motor

- Clasificación por velocidad

Existe una clasificación de los motores según su velocidad, reconocida también por NEMA, que se agrupa como sigue:

- Motores de velocidad constante: tienen una variación máxima de velocidad de 20% desde vacío a plena carga, dentro de esta categoría se encuentra la mayoría de motores de inducción.
- Motores de velocidad variable: tienen una variación de velocidad desde vacío a plena carga que es mucho mayor del 20 %. La mayoría de estos motores son los conocidos como tipo universal.
- Motores de velocidad ajustable: son los llamados de inducción con motor devanado.

- Motores de velocidad ajustable-variable: son de inducción de rotor devanado, con medios externos de control, por ejemplo, con resistencias en el rotor.
- Tamaño de la carcasa

El tamaño de la carcasa de los motores eléctricos se encuentra normalizado por la Asociación de Fabricantes Eléctricos de los Estados Unidos de Norteamérica (NEMA), dicha clasificación ha sido adoptada por la mayoría de países que están dentro de su área de influencia comercial. Esta normalización se puede resumir como una serie de valores de diámetros de carcasa asociados a ciertas longitudes de las mismas y relacionados con la temperatura de operación y aspectos particulares, se da una designación comercial a cada tipo, por ejemplo:

- T: son los que operan con altas temperaturas y usan materiales aislantes más resistentes a estas condiciones.
- A y B: son totalmente cerrados y enfriados por ventilador.
- S: con tamaño reducido de eje.
- Tipo de carcasa

Se selecciona según las condiciones de operación, sean estas consideradas como normales o especiales, por ejemplo: sumergido en agua, a prueba de goteo, a prueba de polvo, en ambiente explosivo.

- Efecto de ciclo de trabajo

Afecta en forma considerable al ciclo de operación de los motores, ya que este puede ser continuo o alternativo, con carga aplicada en forma directa al eje o a través de mecanismos como poleas o cajas de engranes reductores de velocidad, el par en el motor varía y puede hacer variar al voltaje de alimentación.

- Temperatura ambiente

Los motores de inducción pueden usarse en ambientes poco comunes, por ejemplo: cercanos a hornos o equipos que operan con altas temperaturas, o bien sumergidos, como es el caso de los motores de bombas para pozo profundo.

- Voltaje y corriente nominal

Según el voltaje y la corriente nominal, que están en función de la potencia del motor, se requieren distintas características en la fuente de alimentación.

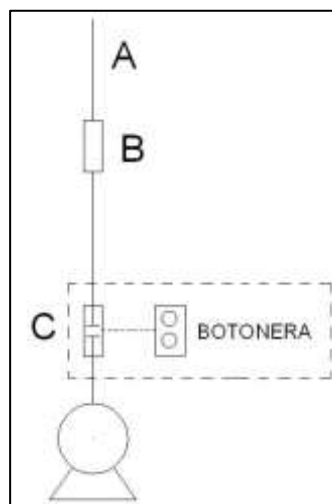
- Tamaños comunes de motores

Se encuentran disponibles para los rangos de voltaje estándar de alimentación en corriente alterna. Los factores como la eficiencia y costos se consideran de tal manera, que en la práctica general, los tamaños de los motores están siempre limitados. Para alimentación monofásica 240 V el límite máximo es de 7,5 HP.

### 2.3. Instalación eléctrica de motores

En la instalación de motores intervienen, principalmente, los elementos que se indican en el siguiente diagrama y que se explicarán a continuación:

Figura 17. Instalación típica para un motor



Fuente: ARRIAGA, Oscar. *Guía para el laboratorio de Instalaciones eléctricas*. p. 149.

#### 2.3.1. Circuitos derivados (A)

Los conductores que alimentan a cada motor de la instalación reciben el nombre de circuito derivado y van desde el tablero de distribución o del CCM a cada motor. Estos conductores se calculan para una sobrecarga de 25 %, de manera que el calibre del circuito derivado se calcula con la siguiente ecuación

$$I = 1,25 \times I_{plena\ carga}$$

Con este valor se busca en las tablas de ampacidad de conductores el calibre del conductor apropiado.

### **2.3.2. Protección del circuito derivado (B)**

La protección del circuito derivado se hace, generalmente, por medio de un interruptor termomagnético y se debe calcular para una corriente que puede ser de arranque o de cortocircuito. Su objetivo es proteger al conductor no al motor, debe permitir el arranque del motor, sin que se abra el circuito. Se selecciona de acuerdo con tablas proporcionadas por el fabricante.

### **2.3.3. Protección del motor (C)**

Tiene por objetivo proteger al motor contra sobrecargas. Se hace para evitar que el motor se sobrecaliente, permitiéndole únicamente una sobrecarga del 25 %, de manera que se selecciona con la siguiente ecuación

$$I = 1,25 \times I_{plena\ carga}$$

Este accesorio se puede unir a un control del motor a larga distancia. Al conjunto de protección y control se le llama arrancador. Para dimensionarlo se utilizan tablas que los fabricantes de estos equipos eléctricos proporcionan.

## **2.4. Centro de Control de Motores (CCM)**

Un Centro de Control de Motores CCM es, esencialmente, un tablero que se usa en primer término, para montar las componentes del alimentador de los motores y de sus circuitos derivados. Desde luego que no necesariamente todas las componentes se deben incluir en el Centro de Control, por ejemplo, la

protección del alimentador se puede instalar en el tablero principal o bien la estación de botones se puede localizar en otro lugar más conveniente.

El número de secciones en un CCM depende del espacio que tiene cada una de sus componentes. El CCM ofrece las siguientes ventajas:

- Permite que los aparatos de control se alejen de lugares peligrosos
- Permite centralizar el equipo en el lugar más apropiado
- Facilita el mantenimiento y el costo de instalación es menor

Para diseñar el CCM se debe considerar la siguiente información:

- Elaborar una lista de los motores que estarán contenidos en el CCM, con las indicaciones siguientes para cada uno de ellos:
  - Potencia en HP o kW.
  - Voltaje de operación.
  - Corriente nominal a plena carga.
  - Forma de arranque (tensión plena o tensión reducida).
  - Si tiene movimiento reversible.
  - Lámparas indicadoras.
  - Elaborar un diagrama unifilar de los motores con la información principal de cada uno.
  - Tomando como referencia los tamaños normalizados para CCM, se puede hacer un arreglo preliminar de la disposición de sus componentes de acuerdo con el diagrama unifilar y considerando ampliaciones futuras.
  - Características del gabinete y dimensiones principales.

- Generalmente son del tipo auto soportado (esta característica indica que el tablero estará diseñado para montarse en piso), de frente muerto (indica que las barras están protegidas para que el personal de mantenimiento no tenga acceso directo), con puertas al frente para permitir el acceso al equipo.
- Arrancadores: normalmente son del tipo magnético, con control remoto y/o local por medio de botones y elementos térmicos para protección de los motores.
- Interruptores: por lo general son del tipo termomagnético en caja moldeada de plástico con operación manual y disparo automático, y que pueden ser accionados exteriormente por medio de palancas.
- Barras de conexiones: cada centro de control de motores tiene sus barras alimentadoras que son normalmente de cobre electrolítico; estas barras se encuentran en la parte superior y las conexiones se hacen en la parte inferior, en las barras de salida.

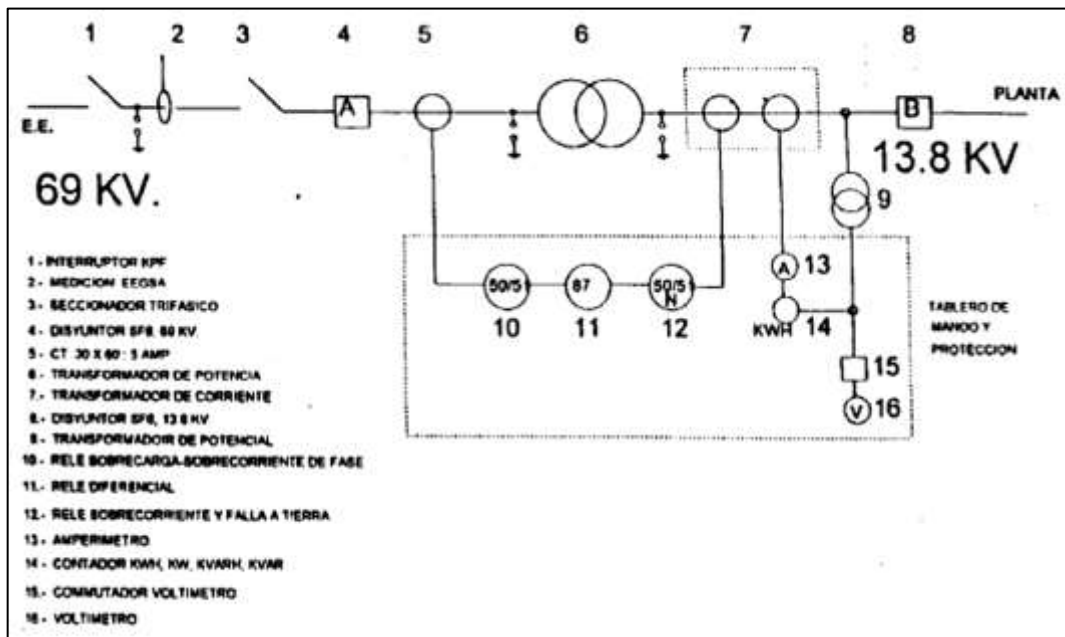
## **2.5. La subestación eléctrica**

Para la transformación de la energía eléctrica de un nivel de voltaje a otro más adecuado, se usa un conjunto de equipos que no solo transforman, sino también, controlan y regulan la energía eléctrica, reciben el nombre de subestación eléctrica.

Las subestaciones más usadas son las denominadas abiertas y las de tipo compacto.

Las llamadas subestaciones abiertas son las principales en industrias en donde se manejan cargas; en tanto que las compactas se usan en industrias menores, edificios, apartamentos y comercios, principalmente.

Figura 18. Diagrama unifilar de una subestación eléctrica en 69kV



Fuente: ARRIAGA, Oscar. *Guía para el laboratorio de instalaciones eléctricas*. p. 153.

Entre los equipos que posee una subestación eléctrica están:

- Interruptor KPF: es un seccionador trifásico de alta tensión, se utiliza para maniobras sin carga. Es un equipo de desconexión para trabajos de mantenimiento o para interrupciones permanentes del servicio, llamado también interruptor de aire.
- Equipo de medición: lo instala la empresa de distribución eléctrica.



- Seccionador trifásico o de barras: este equipo desconecta en grupo (el sistema trifásico) y sin carga; su propósito es permitir la conexión de equipos de medición portátiles que permitan verificar al equipo instalado por la compañía suministradora. Como se puede observar, tiene la misma función que el interruptor KPF.
- Disyuntor de SF<sub>6</sub>: los interruptores en gas se usan, normalmente, en alta tensión y extra alta tensión (hasta 765 kV); utilizan un gas inerte en el módulo de interrupción. Por cada polo puede haber dos o tres módulos o secciones según el nivel de tensión (tres en 765 kV), estos módulos están conectados en serie. Las cámaras de extinción operan dentro de un gas llamado hexafluoruro de azufre, que tiene una capacidad dieléctrica superior a otros fluidos dieléctricos conocidos. Esto hace más compactos y más durables los interruptores desde el punto de vista de mantenimiento. Este gas es químicamente estable e inerte, su peso específico es de 6,14 g/l. Alcanza unas tres veces la rigidez dieléctrica del aire a la misma presión. A la temperatura de 2 000 °K conserva todavía alta conductividad térmica, que ayuda a enfriar el plasma creado por el arco eléctrico y al pasar por cero la onda de corriente, facilita la extinción del arco.

Estos interruptores son usados, principalmente, en las instalaciones de los sistemas eléctricos de potencia.

- Transformadores de corriente: se utilizan para hacer mediciones y para instalar equipo de protección. Su función eléctrica principal es reducir la corriente del lado de potencia a valores pequeños que son utilizados por el equipo de medición y control.

- Transformador de potencia: es el elemento principal de la subestación, ya que cumple con la función de reducir el voltaje de alimentación de la compañía suministradora a los voltajes de utilización de las cargas. Constituyen junto con el disyuntor general los elementos centrales de la subestación eléctrica y generalmente se encuentra sumergido en aceite dieléctrico.
- Transformador de potencial: tiene la misma función que los transformadores de corriente, pero la reducción en este caso se hace sobre el parámetro de tensión eléctrica.
- Relevador instantáneo de sobrecorriente: funciona instantáneamente al alcanzar la corriente un valor excesivo o si la corriente aumenta con demasiada rapidez, lo cual es señal de que ha habido una falla en el aparato o en el circuito protegido.
- Relevador de sobrecorriente de tiempo para corriente alterna: es de acción retardada que funciona cuando la corriente alterna de un circuito excede de un valor determinado. El retraso puede variar en función inversa a la intensidad de la corriente o puede ser en función de tiempo definido. La N indica protección al neutro.
- Relé diferencial: es un relevador de protección que funciona bajo una diferencia de ángulo de fase o de otra diferencia cuantitativa de dos corrientes o de otras magnitudes eléctricas.

## 2.6. Capacidad del transformador

Como se indicó anteriormente, esta se calcula a partir del valor de la potencia instalada ( $P_1$ ) y el factor de demanda

$$PT = P_1 \times F D$$

Esta potencia se expresa, normalmente, en kVA y debe entregarla por un tiempo especificado en condiciones de voltaje y frecuencia de diseño, sin exceder los límites de temperatura que establece la norma.

Para el caso de los transformadores en aceite, la temperatura promedio de un devanado no debe exceder de 65 °C, sobre una temperatura entre 30 °C y 40 °C.

Los transformadores se diseñan para una temperatura ambiente promedio de 30 °C y opera a una altura de 1 000 metros sobre el nivel del mar. A altitudes superiores a la de diseño, el aire se enrarece disminuyendo tanto la capacidad de disipación de calor como su capacidad, en kVA, en un valor aproximado de 0,4 por ciento por cada 100 metros, de exceso de los 1 000 metros sobre el nivel del mar.

Se pueden operar los transformadores a sus potencias nominales a alturas superiores a los 1 000 metros sobre el nivel del mar, siempre que la temperatura ambiente promedio máxima no exceda de 3 °C/1 000 m por debajo de 30 °C.

Tabla IV. **Capacidad nominal de transformadores por variación de temperatura y altitud**

<b>Altura de operación sobre el nivel del mar (m)</b>	<b>Temperatura promedio máxima (°C)</b>
1 000	30
2 000	27
3 000	24
4 000	21

Fuente: ARRIAGA Oscar. *Guía para el laboratorio de instalaciones eléctricas*. p. 157.

- Impedancia

Los valores óhmicos de la resistencia y de la reactancia de dispersión de un transformador, dependen de, si se miden en el lado de alto o de bajo voltaje. Si estos valores se expresan por unidad, se entiende que los kilovolt-amper base serán el valor nominal del transformador. El voltaje base será el voltaje nominal del devanado de bajo voltaje, si los valores óhmicos de la resistencia y de la reactancia de dispersión están referidos a este lado del transformador.

La impedancia por unidad de un transformador es la misma sin importar si se determina desde los valores óhmicos referidos a los lados de alto o de bajo voltaje de los transformadores. El valor de impedancia es una de las características de placa de los transformadores; su valor se expresa en por ciento y representa el porcentaje de caída de voltaje para el circuito equivalente del transformador; este valor de impedancia permite:

- Calcular el valor de la regulación.
- Intervenir para el cálculo de las corrientes de cortocircuito.

- Analizar las condiciones de operación en paralelo con otros transformadores.
- Frecuencia de operación.
- Accesorios

Se deben especificar los accesorios especiales para el transformador según sea su capacidad; estos accesorios pueden ser, entre otros: termómetro indicador de la temperatura del aceite dieléctrico interior, cambiador de derivación (*taps*), tanque conservador compensador, indicador de nivel de aceite, ganchos de sujeción, entre otros.



### **3. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROYECTO**

A continuación se exponen los elementos que explican en términos generales la situación del proyecto.

#### **3.1. Localización del proyecto**

Generadora de Oriente S. A. (GENOSA) es una empresa que pondrá en operación una planta conformada por 3 motores de combustión interna con tecnología japonesa, cada una de las unidades producirá 6,2 MW, para un total de 18,6 MW, con un factor de potencia de 0,90.

Se planea desarrollar el proyecto en un predio ubicado en la finca Santa Isabel, en jurisdicción del Puerto San José, Escuintla.

Al área se llega a través de la carretera CA-9 Sur, por la ruta antigua a Puerto San José o bien por la autopista a Puerto Quetzal, desviándose luego por la Ruta Nacional número 16.

#### **3.2. Características generales del proyecto**

Los motores son marca NIIGATA con características de cilindraje 18 V 32 CLX, capacidad de potencia de 6 416 kW a una velocidad de 600 rpm, de 4 tiempos, turbo cargados, quemando combustible bunker y operando en una temperatura ambiente máxima de 40 grados centígrados e instalados a una altura por debajo de los 100 metros sobre el nivel del mar.

Las unidades se acoplan a generadores trifásicos del tipo autoventilado de 12 polos a 600 rpm, que tienen una capacidad de potencia de 7 250 KVA con una frecuencia de trabajo en 60 Hz y un voltaje de generación de 11,4 kV.

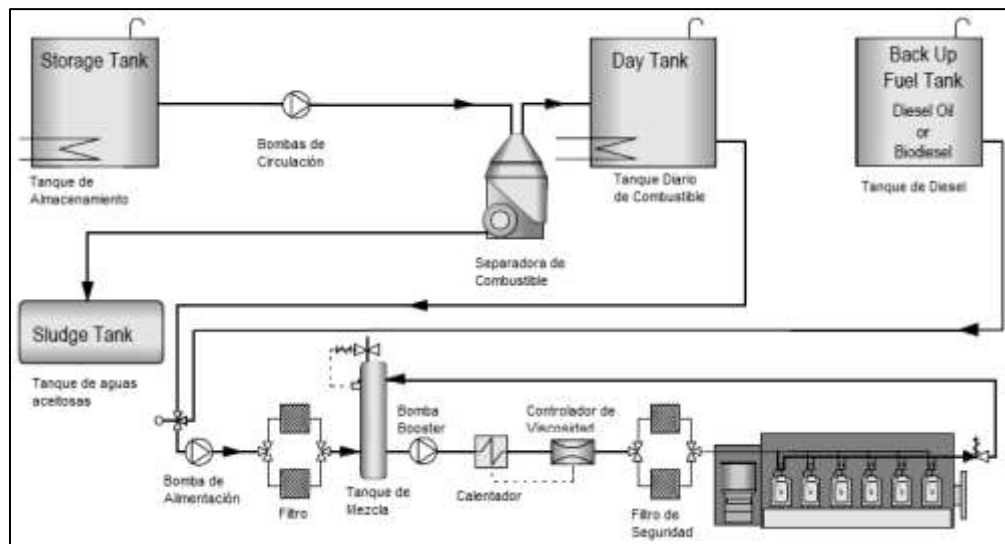
La energía producida por la central generadora se transportará con una línea de 69 kV la cual se interconectará por medio de un corte de la línea Los Lirios-Puerto San José.



#### 4. DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS OPERATIVOS DE UNA PLANTA TERMOELÉCTRICA CON MOTORES DIÉSEL

A continuación se presenta un diagrama esquemático de cómo quedará la configuración de los sistemas en GENOSA.

Figura 19. Esquema general de los sistemas de una planta termoeléctrica



Fuente: elaboración propia, con programa de AutoCAD.

#### **4.1. Descripción de los sistemas operativos principales de la central termoeléctrica de GENOSA**

Se describe a continuación, cada sistema y su participación en el proceso de generación de electricidad.

##### **4.1.1. Sistema de combustible**

Este se divide en tres subsistemas: diésel (usado principalmente para arranque, parada y carga ligera del motor), bunker y tratamiento de aguas aceitosas.

##### **4.1.2. Sistema diésel**

El tanque de almacenamiento tiene una capacidad de 20 000 galones, está instalado en el área de tanques y se abastece de un camión cisterna a través de una bomba de descarga destinada para tal efecto. Contiguo a esta bomba se encuentra el flujómetro que mide la cantidad de combustible recibido desde el camión cisterna. El diésel es bombeado desde el tanque de almacenamiento hacia los motores de combustión por medio de una bomba de circulación y se usa principalmente para el arranque, parada y carga ligera de los motores.

##### **4.1.3. Sistema bunker**

El combustible bunker es abastecido desde un camión cisterna por medio de dos bombas de descarga, cada una con un dispositivo destinado a medir la cantidad de combustible recibido desde el camión hacia el tanque de almacenamiento ubicado en el área de tanques, este dispositivo es conocido

como flujómetro. Dicho tanque de almacenamiento cuenta con una capacidad de 630 000 galones y está equipado con un medidor mecánico de nivel.

Luego, el bunker es transportado por medio de bombas de transferencia hacia las separadoras o purificadoras de combustible. El objetivo de esta purificación es separar el agua y eliminar impurezas.

A la entrada de la purificadora están instalados: el filtro, la válvula reguladora de presión y el calentador. La válvula reguladora de presión controla la presión de ingreso a la purificadora del combustible. El calentador, mediante uso de vapor, incrementa la temperatura del bunker a 92 °C, aproximadamente, con el fin de permitir la separación de la pasta aguada.

De las purificadoras, el bunker pasa a otro tanque intermedio (diario) con capacidad de 105 000 galones que, también tiene un medidor mecánico de nivel.

Desde el tanque intermedio o diario el bunker es transportado por medio de las bombas de circulación hacia la unidad *booster* y de esta hacia los motores de combustión respectivamente.

En la línea de bunker, las temperaturas de diseño son: más de 45 °C en la entrada de la bomba, 55 °C a la salida del tanque intermedio, 85 °C en la salida del calentador y 70 °C en la salida del tanque diario. Es posible ajustar las temperaturas de diseño mediante la válvula reguladora de vapor según las propiedades del bunker.

Los motores operan con combustible diésel o bunker, según sean las condiciones de operación, por lo cual existe válvula de conmutación en la entrada del calentador.

Para el arranque de los motores ha de suministrarse un combustible liviano, limpio y poco viscoso, lo que evitará dificultades en el arranque, humos con mucho hollín y obstrucciones por carbonilla en las puntas de los inyectores, sobre todo durante los primeros minutos de operación en vacío y a bajas revoluciones. Un combustible muy viscoso o con excesos de parafinas se solidifica con facilidad en las tuberías a bajas temperaturas, situación que no permite el arranque o lo dificulta.

Cuando el motor ha alcanzado condiciones de operación normal, esto es presiones y temperaturas de lubricación, agua de refrigeración y se haya conseguido que la temperatura del combustible pesado, corresponda a la viscosidad adecuada para una correcta operación, se efectuará el cambio respectivo, de ser necesario.

El combustible pesado es en realidad una mezcla de aceites combustibles destilados, con residuos de destilación o del *cracking* del petróleo. Dicha mezcla debe mantenerse homogénea y estable incluso después de un almacenaje largo, además no debe tener un efecto corrosivo sobre los elementos del sistema de inyección del motor.

#### **4.1.4. Sistema de tratamiento de aguas aceitosas**

Las aguas aceitosas que se recolectan de las purificadoras de bunker, el aceite quemado y el que queda de las limpiezas de filtros se trasladan hacia el tanque de almacenamiento de la Planta de Purificación, en cuyo interior se lleva

a cabo el proceso de separación de aceite y agua. Los desechos de la purificación son bombeados a través de una tubería hacia el pozo de evaporación ubicado a unos cuantos metros del área de tanques. El pozo de evaporación cuenta con un área de 30x30 metros, y una altura de 20 centímetros. En su superficie tiene adosada una capa de geomembrana para los propósitos de evaporación.

#### **4.1.5. Sistema de lubricación**

El sistema de lubricación está integrado por los siguientes elementos: bomba de circulación, enfriadores, filtros primarios, filtros secundarios y colectores de aceite. Se tienen varios sistemas de lubricación independientes para las diferentes partes del motor, por ejemplo: aceite para lubricación del sistema principal, para lubricación de cilindros, para válvulas, para turbocargadores, entre otros.

#### **4.1.6. Proceso de conversión de energía**

El combustible, luego de pasar por los sistemas de alimentación antes mencionados, ingresa a los motores, donde la energía calórica de estos es transformada en energía mecánica.

Para el proceso de conversión de energía, las unidades se acoplan cada una a generadores trifásicos del tipo autoventilado de 12 polos a 600 rpm, los cuales tienen una capacidad de potencia de 7 250 kVA con una frecuencia de trabajo en 60 Hz y un voltaje de generación de 11,4 kV.

El sistema de control eléctrico garantiza el control y monitoreo de todas las protecciones, estados de operación, condiciones, mandos, señalización y

alarmas de todos los componentes de cada una de las unidades para una operación segura; pues el suministro de energía eléctrica exige entregar un producto de calidad, esto es, con niveles de voltaje adecuados, libre de fluctuaciones y frecuencia constante, asegurando además la continuidad y confiabilidad del servicio.

La subestación de 11,4/69 kV tendrá un transformador elevador de 25 MVA, contando con los equipos de protección necesarios y los equipos de medición de energía de acuerdo a la normativa comercial del AMM.

El transformador tendrá una protección principal y una de respaldo, utilizando un relevador diferencial como protección principal y uno de sobrecorriente como respaldo, para así transportar la energía a través de una línea de 69 kV.

## 5. DESARROLLO DEL PROYECTO

El desarrollo del proyecto consiste fundamentalmente en:

- Diseño (planos)
- Cálculo eléctrico del diseño memoria de cálculo
- Cálculo de materiales (listado descriptivo)
- Aplicación de las normas eléctricas a casos de la vida real
- Selección de personal
- Ejecución y montaje

### 5.1. Diseño en baja tensión

El papel de la planificación y diseño de los sistemas eléctricos y redes eléctricas consiste en desarrollar métodos para procesar datos y cálculos, que permitan llegar a avances en el desarrollo de estos, tomando en consideración el incremento en el consumo y conservando, al mismo tiempo, una buena calidad del servicio suministrado.

La secuencia para la planificación del desarrollo que se estableció para este proyecto es la siguiente:

- Recopilar la documentación técnica que fue enviada de Taiwán, para familiarizarse con el proyecto y poder iniciar con los diseños de los sistemas eléctricos.

- Reunir los planos y la documentación de la obra civil, para utilizarla como apoyo en la planificación y diseño.
- Diseñar la red de tierras y protecciones para las instalaciones de la central termoeléctrica.
- Desarrollar una memoria de cálculo.
- Diseñar la red de baja tensión: iluminación y fuerza en un sistema 120/240 VAC, además de un sistema de 380 VAC para la alimentación de equipos auxiliares electromecánicos.
- Diseñar la red de media tensión partiendo de la salida de los generadores de los motores diésel hacia el transformador de potencia.
- Diseñar la red de control y alarmas entre los equipos electromecánicos y los PLC.
- Supervisión de la ejecución y montaje de los sistemas de baja, media y alta tensión, así como la parte de los sistemas de control.

## **5.2. Información técnica de documentos enviados por la empresa Honlin de Taiwán representante de la marca Niigata**

A continuación, en la figura 20, se describe el contenido del manual técnico de la marca Niigata.



Figura 20. Índice del manual *Final Drawings and Documents*

Volumen N.º 1	
1.	Documentos generales
2.	Dibujos generales
3.	Dibujos mecánicos
a.	Sistema agua de enfriamiento
b.	Sistema de aceite
c.	Sistema de combustible
d.	Aire de arranque
e.	Gases de escape
f.	Sistema de vapor
g.	Instrumentación
Volumen N.º 2	
4.	Tanques de almacenamiento
5.	Planos de montaje
6.	Herramientas y accesorios
Volumen N.º 3	
7.	Dibujos eléctricos
Volumen N.º 4	
8.	Manual de instrucciones
a.	Parte mecánicas
Volumen N.º 5	
b.	Parte eléctrica
Volumen N.º 6	
9.	Pruebas
a.	Mecánicas
b.	Eléctricas

Fuente: NIIGATA ENGINEERING. *Final drawings and documents*. p. 1.

Para el diseño eléctrico de este proyecto, se utilizó el volumen N.º 3 del Manual *Final Drawings and Documents*, que contiene la información de los datos eléctricos y la ubicación física de los equipos auxiliares de la planta, tales como:

- Bomba de agua de enfriamiento
- Bomba de prelubricación
- Bomba de alimentación de combustible
- Controlador de viscosidad
- Virador del motor
- Calentador del generador
- Filtro automático de aceite
- Separadora o purificadora de aceite
- Compresores de aire
- Motores de torres de enfriamiento
- Bomba de circulación de diésel
- Transferencia de bunker
- Sistema de vapor
- Bomba de circulación de bunker
- Bomba de drene de combustible
- Ventiladores de casa de máquinas
- Separadora de bunker
- Bomba de descarga de bunker
- Bomba de descarga de diésel

### **5.3. Documentación técnica de la obra civil**

Se contó con el apoyo de los planos de obra civil, tanto en formato A-1 como en formato electrónico de AutoCAD, ejecutada por la empresa Consultoría y Ejecución de Obras S. A. (CEOSA).

Dicha documentación sirvió para planificar y diseñar qué opciones constructivas se esperaban del proyecto, qué tipos de materiales utilizar y qué construcciones de conjunto serían convenientes elaborar con estos elementos.

Los documentos de la obra civil y de los equipos eléctricos fueron la base para realizar el diseño del proyecto, utilizando la ingeniería básica de los sistemas de baja, media y alta tensión.

### **5.4. Ingeniería básica de los sistemas auxiliares**

Se llama sistema de flujo o simplemente sistema a un conjunto formado por equipo y tuberías que manejan un fluido determinado, pudiendo ser este agua cruda, agua de enfriamiento, vapor, gases, combustible o cualquier otro requerido en la central. Los sistemas de flujos pueden ser cerrados (formando un anillo) o abiertos. Los equipos auxiliares o los principales se integran para formar parte de los sistemas de flujo. Un mismo equipo puede pertenecer a varios sistemas, por ejemplo, el generador de vapor integra el sistema de aire-gases de combustión, el sistema de combustible, el de valorización y sobrecalentamiento, y otros más.

Según las necesidades de cada central en particular, pueden haber diversos sistemas. Entre los sistemas auxiliares de la termoeléctrica GENOSA se encuentran:

- De combustible
- De lubricación
- De vapor
- De agua de enfriamiento
- Contra incendios

Los sistemas anteriormente mencionados son manejados mecánica y eléctricamente por bombas, que a su vez, son accionadas por motores trifásicos cuya tensión es de 380 VAC.

A continuación, en la tabla V se presenta el listado de los motores anteriormente descritos:

Tabla V. **Listado de motores y capacidades en watts**

<b>Equipo</b>	<b>Capacidad (W)</b>
Bomba de agua de enfriamiento	11 000
Bomba de prelubricación	30 000
Bomba de alimentación de combustible	1 500
Controlador de viscosidad	90
Virador del motor	1,5
Calentador del generador	1 500
Filtro automático de aceite	270
Separadora de aceite	8 100
Compresor de aire	5 500
Motor de torre de enfriamiento	22 371
Bomba de circulación de diésel	2 200
Transferencia de bunker	3700
Sistema de vapor	36000
Bomba de circulación de bunker	2 200
Bomba de drene de combustible	400

Continuación de la tabla V.

Ventilador de casa de máquinas	3 728,5
Separadora de bunker	8 100
Bomba de descarga de bunker	11 185
Bomba de descarga de diésel	11 185

Fuente: elaboración propia.

### 5.5. Diseño del sistema eléctrico en 380 VAC

Teniendo definida la ubicación de los equipos auxiliares y centros de carga, se procedió a medir la distancia desde cada equipo hasta el Centro de Control de Motores (CCM) utilizando el plano en AutoCAD. En este caso se tienen dos CCM, uno para equipos auxiliares del motor 1 y 2, y otro para el motor 3. En la tabla VI se muestran los resultados que se obtuvieron.

Tabla VI. **Distancia en metros de la ubicación de equipos auxiliares al CCM**

<b>EQUIPOS 380 VAC</b>	<b>de CCM 1 a</b>		<b>de CCM 2 a</b>
	Unidad 1	Unidad 2	Unidad 3
Bomba de agua de enfriamiento	67,76	88,85	100,94
Bomba de prelubricación de aceite	30,73	41,7	54,9
Bomba alimentación combustible	35,15	35	51
Controlador de viscosidad	32,72	42,7	53,4
Virador del motor	22,7	15,11	17,2
Calentador del generador	22,7	15,11	17,2
Filtro automático de aceite	38,9	54,8	51,96
Separadora de aceite	37,23	53,7	42,9
Compresor de aire	49,81	49,81	49,81
Motor de torre de enfriamiento	90	90	90
Bomba circulación de diésel	92,9	0	0
Bomba de transferencia de bunker	157	157	0

Continuación de la tabla VI.

Sistema de vapor	55	0	0
Bomba circulación de bunker	92,9	92,9	0
Bomba de drene de combustibles	26,84	37	45,1
Ventilador 1	0	0	31,97
Ventilador 2	0	0	28,61
Ventilador 3	0	0	44,1
Ventilador 4	0	28,46	0
Ventilador 5	0	32,9	0
Ventilador 6	0	43,2	0
Ventilador 7	37,6	0	0
Ventilador 8	41,6	0	0
Ventilador 9	52,3	0	0
Separadora de bunker	112	110	107
Bomba descarga de bunker	81,49	0	0
Bomba descarga de diésel	83,3	0	0
Bomba sistema contra incendios	0	0	141,3

Fuente: elaboración propia.

Al haber obtenido las distancias de los equipos hacia el CCM respectivo, se procedió a cuantificar un inventario de cargas de los quipos auxiliares teniendo las siguientes tablas:

Tabla VII. **Cuantificación de cargas CCM 1**

CCM 1	Cantidad	W	Kw	KVA
Bomba de agua de enfriamiento	2	30000	30	66,67
Bomba de prelubricación aceite	2	5500	5,5	12,22
Bomba alimentación combustible	2	1500	1,5	3,33
Controlador de viscosidad	2	90	0,09	0,20
Virador del motor	2	1,5	0,0015	0,00
Calentador del generador	2	1500	1,5	3,33
Filtro automático de aceite	2	270	0,27	0,60
Separadora de aceite	2	8100	8,1	18,00
Compresor de aire	2	5500	5,5	12,22

Continuación de la tabla VII.

Motor de torre de enfriamiento	2	2237	22,37	49,71
Bomba circulación de diésel	1	2200	2,2	2,44
Bomba de transferencia de bunker	2	3700	3,7	8,22
Sistema de vapor	1	3600	36	40,00
Bomba circulación de bunker	2	2200	2,2	4,89
Bomba de drene de combustibles	2	400	0,4	0.89
Ventiladores casa de máquinas V3, V4, V5, V6, V8, V9	6	3728	3,728	24,86
Separadora de bunker	2	8100	8,1	18,00
Bomba descarga de bunker	2	1118	11,18	24,86
Bomba descarga de diésel	1	1118	11,18	12,43

Fuente: elaboración propia.

Tabla VIII. **Cuantificación de cargas CCM 2**

CCM 2	Cantidad	W	Kw	KVA
Bomba de agua de enfriamiento	1	30000	30	33,33
Bomba de prelubricación de aceite	1	5500	5,5	6,11
Bomba alimentación combustible	1	1500	1,5	1,67
Controlador de viscosidad	1	90	0,09	0,10
Virador del motor	1	1,5	0,0015	0,00
Calentador del generador	1	1500	1,5	1,67
Filtro automático de aceite	1	270	0,27	0,30
Separadora de aceite	1	8100	8,1	9,00
Compresor de aire	1	5500	5,5	6,11
Motor de torre de enfriamiento	1	22371	22,371	24,86
Sistema de vapor	1	36000	36	40,00
Bomba de drene de combustibles	1	400	0,4	0,44
Ventiladores casa de máquinas V1, V2, V7	3	3728,5	3,7285	12,43
Separadora de bunker	1	15000	15	16,67
Bomba sistema contra incendios	1	3728,5	3,7285	4,14

Fuente: elaboración propia.

### 5.5.1. Cálculo para determinar el calibre de los conductores para los equipos en 380 VAC

Para calcular el calibre de los conductores para los equipos en 380 VAC se utiliza las siguientes ecuaciones:

$$I = \frac{S}{(\sqrt{3} \times E_f \times \cos \phi \times \epsilon)}$$

Donde:

I = corriente en amperios (A)

S = potencia aparente en kilovotios – amperios (kVA)

E<sub>f</sub> = voltaje entre fases

cos φ = factor de potencia

ε = eficiencia de la máquina

$$e\% = \frac{\sqrt{3} \times Z \times I \times L}{10 \times E_f}$$

Donde:

e% = caída de tensión en %

Z = impedancia del conductor en Ω/Km

E<sub>f</sub> = voltaje entre fases

Utilizando la constante del conductor basado en el NEC



$$e\% = \frac{\left[ \frac{(\text{constante NEC}) \times I \times L}{30.48} \right]}{E_f}$$

Donde:

Constante NEC = depende del calibre de cable seleccionado

I = corriente en amperios (A)

L = longitud del alimentador en metros (m)

E<sub>f</sub> = Voltaje entre fases

Con los datos obtenidos de distancia de los equipos hasta el CCM correspondiente y el inventario de cargas, se procedió a calcular la corriente y caída de tensión de cada equipo.

Estos datos se ingresaron en una hoja de cálculo de Excel para tener un mejor ordenamiento y visión de los resultados ingresados.

Tabla IX. Cálculo de caída de tensión CCM 1- DG1

CÁLCULO DE CAÍDA DE TENSIÓN CCM1- UNIDAD 1										
MOTOR / BOMBA	Constante de conductor basada en el NEC 2002	Carga instalada en amperios	Amperios de cálculo para calibre de cable	Total de KVA	Distancia en metros	Distancia constante de caída de voltaje	Voltaje 380 / 240 / 120	Resultado caída de tensión	Resultado de caída de tensión % máxima permitida 3%	Numero de conductor de cálculo
AGUA DE ENFRIAMIENTO 1	0,0230	50,70	62,63	33,33	67,76	30,48	380,00	3,20	1%	1C # 1/0 P/F
PRELUBRICACIÓN DE ACEITE 1	0,2000	9,30	12,65	6,11	30,73	30,48	380,00	2,55	1%	1C # 10 P/F
ALIMENTACIÓN DE COMBUSTIBLE 1	0,2000	2,54	3,83	1,67	35,15	30,48	380,00	0,88	0%	1C # 10 P/F
CONTROLADOR DE VISCOSIDAD 1	0,2000	0,15	0,21	0,10	32,72	30,48	380,00	0,05	0%	1C # 10 P/F
VIADOR 1	0,2000	0,00	0,00	0,00	22,70	30,48	380,00	0,00	0%	1C # 10 P/F
CALENTADOR DEL GENERADOR 1	0,2000	2,54	3,52	1,67	22,70	30,48	380,00	0,52	0%	1C # 10 P/F
FILTRO AUTOMÁTICO DE ACEITE 1	0,2000	0,46	0,63	0,30	38,90	30,48	380,00	0,16	0%	1C # 10 P/F
SEPARADORA DE ACEITE 1	0,2000	13,69	17,68	9,00	37,23	30,48	380,00	4,32	1%	1C # 10 P/F
COMPRESOR 1	0,1300	9,30	12,05	6,11	49,81	30,48	380,00	2,56	1%	1C # 8 P/F
MOTOR TORRE DE ENFRIAMIENTO 1	0,0230	37,81	52,51	24,86	90,00	30,48	380,00	3,57	1%	1C # 1/0 P/F
CIRCULACIÓN DE DIESEL 1	0,2000	3,72	5,39	2,44	92,90	30,48	380,00	3,29	1%	1C # 10 P/F
TRANSFERENCIA DE BUNKER 1	0,0820	6,25	8,72	4,11	157,00	30,48	380,00	3,68	1%	1C # 6 P/F
SISTEMA DE VAPOR	0,0350	60,85	84,51	40,00	55,00	30,48	380,00	5,34	1%	1C # 2 P/F
CIRCULACIÓN DE BUNKER 1	0,2000	3,72	5,39	2,44	92,90	30,48	380,00	3,29	1%	1C # 10 P/F
DRENE DE COMBUSTIBLE 1	0,2000	0,68	1,20	0,44	26,84	30,48	380,00	0,21	0%	1C # 10 P/F
VENTILADOR 7	0,1300	6,30	8,75	4,14	37,60	30,48	380,00	1,40	0%	1C # 8 P/F
VENTILADOR 8	0,1300	6,30	8,75	4,14	41,60	30,48	380,00	1,55	0%	1C # 8 P/F
VENTILADOR 9	0,1300	6,30	8,75	4,14	52,30	30,48	380,00	1,95	1%	1C # 8 P/F
SEPARADORA DE BUNKER 1	0,0530	13,69	17,36	9,00	112,00	30,48	380,00	3,38	1%	1C # 4 P/F
DESCARGA DE BUNKER 1	0,0820	18,91	26,26	12,43	81,49	30,48	380,00	5,76	2%	1C # 4 P/F
DESCARGA DE DIESEL 1	0,0820	18,90	26,26	12,43	83,30	30,48	380,00	5,88	2%	1C # 4 P/F

Fuente: elaboración propia.

Tabla X. Cálculo de caída de tensión CCM 1- DG2

CÁLCULO DE CAÍDA DE TENSIÓN CCM1- UNIDAD 2										
MOTOR/BOMBA	Constante de conductor basada en el NEC 2002	Carga instalada en amperios	Amperios de cálculo para calibre de cable	Total de KVA	Distancia en metros	Distancia constante de caída de voltaje	Voltaje 380 / 240 / 120	Resultado caída de tensión	Resultado de caída de tensión % máxima permitida 3%	Numero de conductor de cálculo
AGUA DE ENFRIAMIENTO 2	0,0230	50,70	62,63	33,33	88,85	30,48	380,00	4,20	1%	1C #10 P/F
PRELUBRICACIÓN DE ACEITE 2	0,2000	9,30	12,65	6,11	41,70	30,48	380,00	3,46	1%	1C #10 P/F
ALIMENTACIÓN DE COMBUSTIBLE 2	0,2000	2,54	3,83	1,67	35,00	30,48	380,00	0,88	0%	1C #10 P/F
CONTROLADOR DE VISCOSIDAD 2	0,2000	0,15	0,21	0,10	42,70	30,48	380,00	0,06	0%	1C #10 P/F
VIRADOR 2	0,2000	0,00	0,00	0,00	15,11	30,48	380,00	0,00	0%	1C #10 P/F
CALENTADOR DEL GENERADOR 2	0,2000	2,54	3,52	1,67	15,11	30,48	380,00	0,35	0%	1C #10 P/F
FILTRO AUTOMÁTICO DE ACEITE 2	0,2000	0,46	0,63	0,30	54,80	30,48	380,00	0,23	0%	1C #10 P/F
SEPARADORA DE ACEITE 2	0,2000	13,69	17,68	9,00	53,70	30,48	380,00	6,23	2%	1C #10 P/F
COMPRESOR 2	0,1300	9,30	12,05	6,11	49,81	30,48	380,00	2,56	1%	1C #8 P/F
MOTOR TORRE DE ENFRIAMIENTO 2	0,0230	37,81	52,51	24,86	90,00	30,48	380,00	3,57	1%	1C #10 P/F
CIRCULACIÓN DE DIESEL 2	0,2000	3,72	3,72	2,44	0,00	30,48	380,00	0,00	0%	1C #10 P/F
TRANSFERENCIA DE BUNKER 2	0,0820	6,25	8,72	4,11	157,00	30,48	380,00	3,68	1%	1C #6 P/F
SISTEMA DE VAPOR	0,0350	60,85	84,51	40,00	0,00	30,48	380,00	0,00	0%	1C #2 P/F
CIRCULACIÓN DE BUNKER 2	0,2000	3,72	5,39	2,44	92,90	30,48	380,00	3,29	1%	1C #10 P/F
DRENE DE COMBUSTIBLE 2	0,2000	0,68	1,20	0,44	37,00	30,48	380,00	0,29	0%	1C #10 P/F
VENTILADOR 4	0,1300	6,30	8,75	4,14	28,46	30,48	380,00	1,06	0%	1C #8 P/F
VENTILADOR 5	0,1300	6,30	8,75	4,14	32,90	30,48	380,00	1,23	0%	1C #8 P/F
VENTILADOR 6	0,1300	6,30	8,75	4,14	43,20	30,48	380,00	1,61	0%	1C #8 P/F
SEPARADORA DE BUNKER 2	0,0530	13,69	17,36	9,00	110,00	30,48	380,00	3,32	1%	1C #4 P/F

Fuente: elaboración propia

Tabla XI. Cálculo de caída de tensión CCM 2- DG3

CÁLCULO DE CAÍDA DE TENSIÓN CCM 2 - UNIDAD 3										
MOTOR / BOMBA	Constante de conductor basada en el NEC 2002	Carga instalada en amperios	Amperios de cálculo para calibre de cable	Total de KVA	Distancia en metros	Distancia constante de caída de voltaje	Voltaje 380 / 240 / 120	Resultado de caída de tensión	Resultado de caída de tensión % máxima permitida 3%	Numero de conductor de cálculo
AGUA DE ENFRIAMIENTO 3	0,0230	50,70	62,63	33,33	100,94	30,48	380,00	4,77	1%	1C # 1/0 P/F
PRELUBRICACIÓN DE ACEITE 3	0,2000	9,30	12,65	6,11	54,90	30,48	380,00	4,56	1%	1C # 10 P/F
ALIMENTACIÓN DE COMBUSTIBLE 3	0,2000	2,54	3,83	1,67	51,00	30,48	380,00	1,28	0%	1C # 10 P/F
CONTROLADOR DE VISCOSIDAD 3	0,2000	0,15	0,21	0,10	53,40	30,48	380,00	0,07	0%	1C # 10 P/F
VIRADOR 3	0,2000	0,00	0,00	0,00	17,20	30,48	380,00	0,00	0%	1C # 10 P/F
CALENTADOR DEL GENERADOR 3	0,2000	2,54	3,52	1,67	17,20	30,48	380,00	0,40	0%	1C # 10 P/F
FILTRO AUTOMÁTICO DE ACEITE 3	0,2000	0,46	0,63	0,30	51,96	30,48	380,00	0,22	0%	1C # 10 P/F
SEPARADORA DE ACEITE 3	0,2000	13,69	17,68	9,00	42,90	30,48	380,00	4,98	1%	1C # 10 P/F
COMPRESOR 3	0,1300	9,30	12,05	6,11	49,81	30,48	380,00	2,56	1%	1C # 8 P/F
MOTOR TORRE DE ENFRIAMIENTO 3	0,0230	37,81	52,51	24,86	90,00	30,48	380,00	3,57	1%	1C # 1/0 P/F
CIRCULACIÓN DE DIESEL 3	0,2000	3,72	3,72	2,44	0,00	30,48	380,00	0,00	0%	1C # 10 P/F
TRANSFERENCIA DE BUNKER 3	0,0820	6,25	6,25	4,11	0,00	30,48	380,00	0,00	0%	1C # 6 P/F
SISTEMA DE VAPOR	0,0350	60,85	84,51	40,00	0,00	30,48	380,00	0,00	0%	1C # 2 P/F
CIRCULACIÓN DE BUNKER 3	0,2000	3,72	3,72	2,44	0,00	30,48	380,00	0,00	0%	1C # 10 P/F
DRENE DE COMBUSTIBLE 3	0,2000	0,68	1,20	0,44	45,10	30,48	380,00	0,35	0%	1C # 10 P/F
VENTILADOR 1	0,1300	6,30	8,75	4,14	31,97	30,48	380,00	1,19	0%	1C # 8 P/F
VENTILADOR 2	0,1300	6,30	8,75	4,14	28,61	30,48	380,00	1,07	0%	1C # 8 P/F
VENTILADOR 3	0,1300	6,30	8,75	4,14	44,10	30,48	380,00	1,65	0%	1C # 8 P/F
SEPARADORA DE BUNKER 3	0,0530	13,69	17,36	9,00	107,00	30,48	380,00	3,23	1%	1C # 4 P/F
INCENDIOS	0,0820	6,30	8,75	4,14	141,30	30,48	380,00	3,33	1%	1C # 4 P/F

Fuente: elaboración propia.

## **5.6. Diseño del sistema eléctrico en 120/240 VAC**

El diseño de los sistemas de iluminación y fuerza requirió del uso de los planos de obra civil para poder ubicar, de acuerdo a los ambientes del edificio, las luminarias y los tomacorrientes. Luego se elaboraron los planos eléctricos de iluminación, fuerza y unifilares.

### **5.6.1. Sistema de iluminación**

En esta etapa, se toma en consideración la selección de luminarias, diseño geométrico, de montaje y el sistema de alimentación eléctrico.

Para este proyecto se utilizó el programa DiaLux 4.9, software destinado a efectuar cálculos de iluminación; con él es posible realizar cálculos numéricos de iluminación artificial en interiores y exteriores (iluminación ambiental e iluminación vial), además documenta los resultados del diseño de iluminación con visualizaciones de fotos realistas.

El procedimiento es sencillo: se exporta el plano en AutoCAD del ambiente que se desea iluminar y se le dan los parámetros de las dimensiones de la habitación, luego se selecciona la altura de trabajo y el tipo de luminaria adecuado para el ambiente.

- Cálculo lumínico con software DiaLux 4.9

Este es un ejemplo del cálculo que realiza el programa DiaLux, aplicado en el ambiente sala de máquinas, escogiendo una luminaria colgante tipo campana de 400 W:

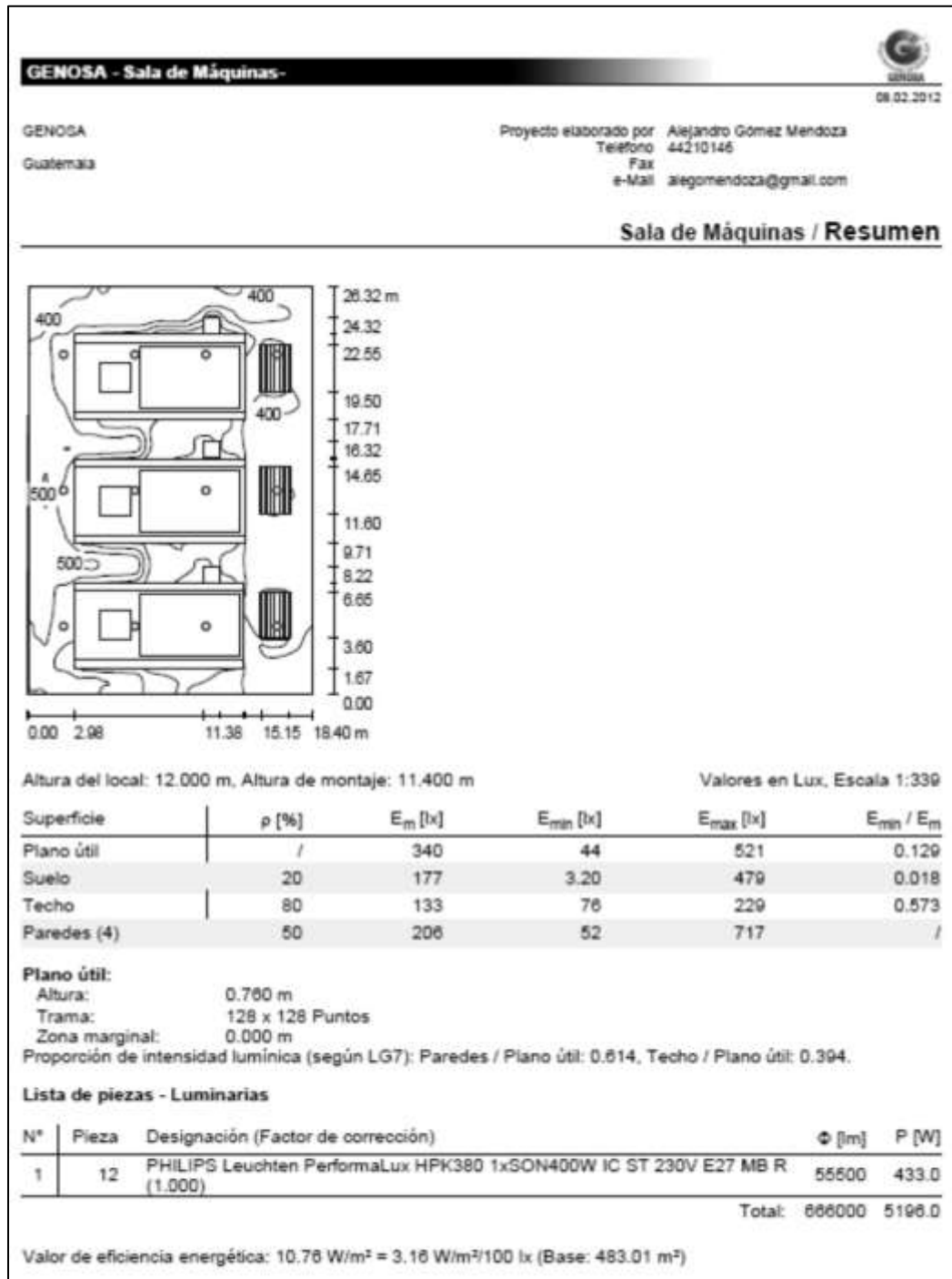
Figura 21. Lista de luminarias, sala de máquinas

<b>GENOSA - Sala de Máquinas-</b>			
GENOSA		Proyecto elaborado por Alejandro Gómez Mendoza	
Guatemala		Teléfono 44210146	
		Fax	
		e-Mail alegomendoza@gmail.com	
		08.02.2012	
<b>GENOSA - Sala de Máquinas- / Lista de luminarias</b>			
12 Pieza	PHILIPS Leuchten PerformaLux HPK380 1xSON400W IC ST 230V E27 MB R Nº de artículo: Flujo luminoso de las luminarias: 55500 lm Potencia de las luminarias: 433.0 W Clasificación luminarias según CIE: 100 Código CIE Flux: 71 98 100 100 86 Lámpara: 1 x SON-PP400W (Factor de corrección 1.000).		

Fuente: elaboración propia, con programa Dialux 4.9.

La lámpara se escoge en los catálogos que están asociados al software, en donde se describen todas sus características.


Figura 22. Resumen de parámetros, sala de máquinas



Fuente: elaboración propia, con programa DiaLux 4.9.

Figura 23. Plan de mantenimiento, sala de máquinas

**GENOSA - Sala de Máquinas-**



08.02.2012

GENOSA  
Guatemala

Proyecto elaborado por Alejandro Gómez Mendoza  
Teléfono 44210146  
Fax  
e-Mail alegomendoza@gmail.com

### Sala de Máquinas / Plan de mantenimiento

---

Un mantenimiento regular es indispensable para un sistema de iluminación efectivo. Solo así puede paliarse la disminución por envejecimiento de la cantidad de luz disponible en la instalación.  
Los valores mínimos de intensidad luminica establecidos en EN 12464 son valores de mantenimiento, eso quiere decir que están basados en un valor nuevo (en el momento de la instalación) y un mantenimiento que debe ser definido. Lo mismo es válido para los valores calculados en DIALux. Sólo pueden ser alcanzados si el plan de mantenimiento es implementado de forma consecuente.

**Informaciones generales sobre el local**

Condiciones ambientales del local:	Sucio
Intervalo de mantenimiento del local:	Semestral

**Disposición en campo / PHILIPS Leuchten PerformaLux HPK380 1xSON400W IC ST 230V E27 MB R**

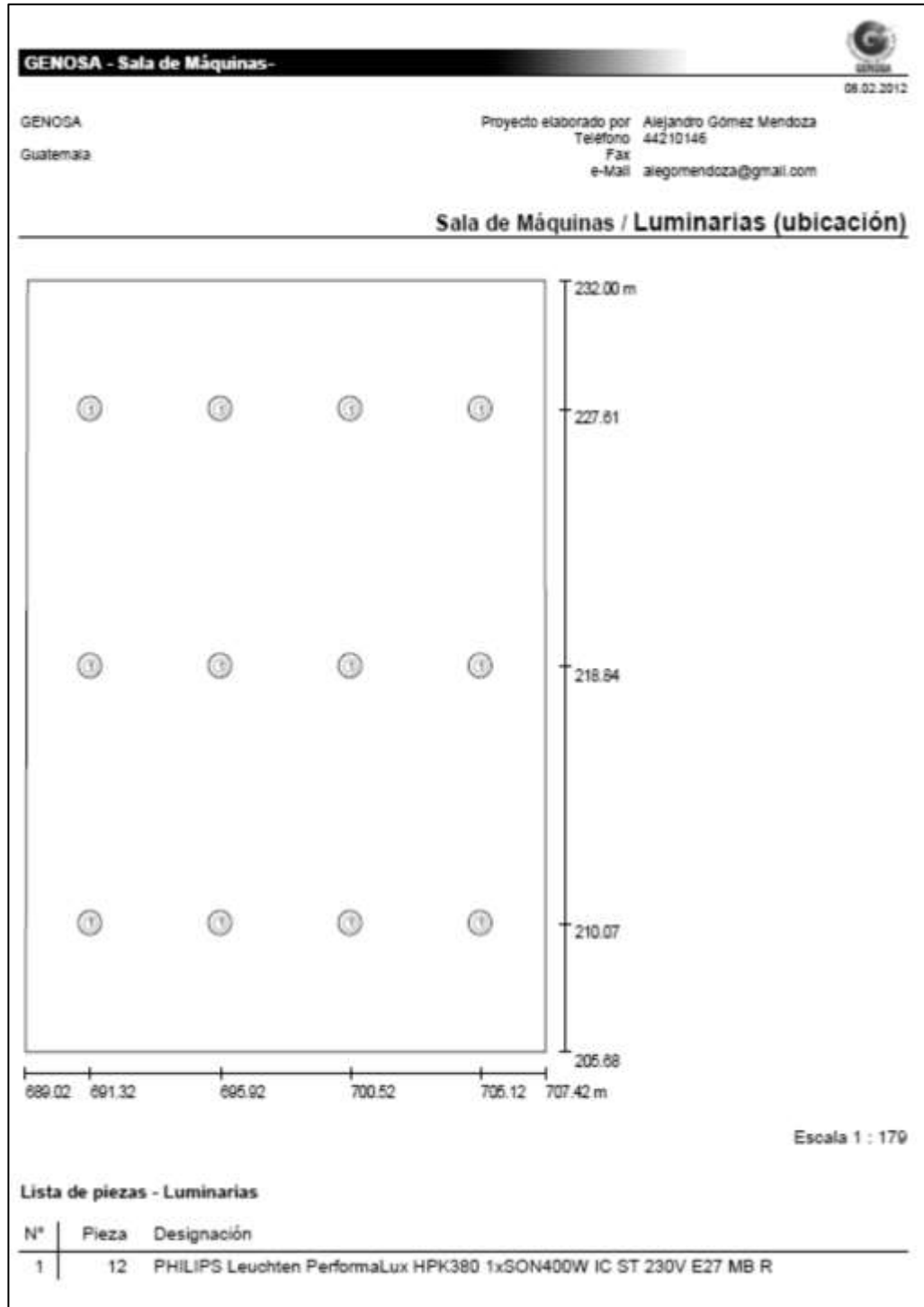
Influencia de las superficies del local por reflexión:	pequeño ( $k \leq 1.6$ )
Tipo de iluminación:	Directo
Intervalo de mantenimiento de las luminarias:	Anual
Tipo de luminarias:	Cerrado IP2X (según CIE)
Periodo de operación por año (en 1000 horas):	2.58
Intervalo de cambio de lámparas:	Anual
Tipo de lámpara:	Lámpara fluorescente de tres bandas (según CIE)
Intercambio inmediato de lámparas quemadas:	Sí
Factor de mantenimiento de las superficies del local:	0.95
Factor de mantenimiento de las luminarias:	0.77
Factor de mantenimiento del flujo luminoso:	0.93
Factor de durabilidad de las lámparas:	1.00
<b>Factor mantenimiento:</b>	<b>0.68</b>

En el mantenimiento de luminarias y lámparas, siga las instrucciones dadas al respecto por los respectivos fabricantes.

Fuente: elaboración propia, con programa DiaLux 4.9.



Figura 24. **Ubicación de luminarias, sala de máquinas**



Fuente: elaboración propia, con programa DiaLux 4.9.

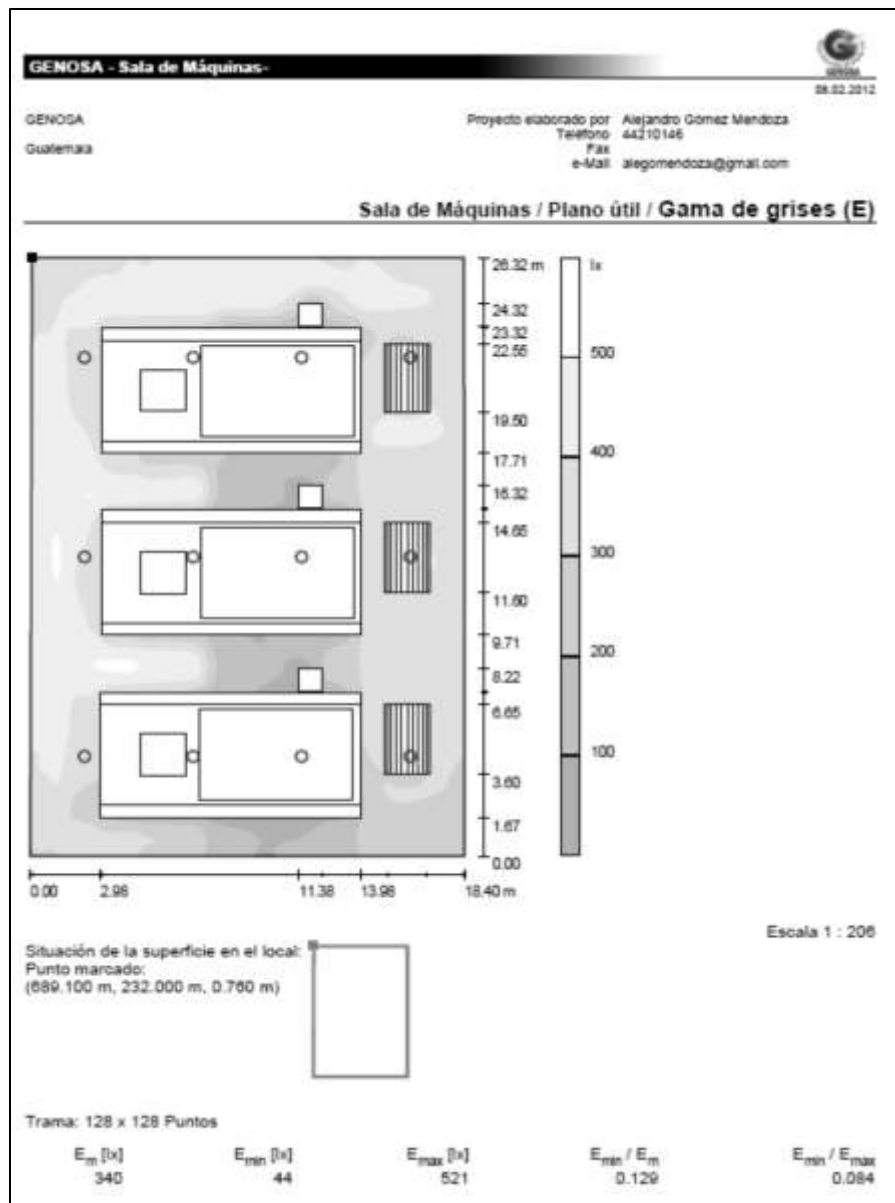
Figura 25. **Fotorealista, sala de máquinas**



Fuente: elaboración propia, con programa DiaLux 4.9.

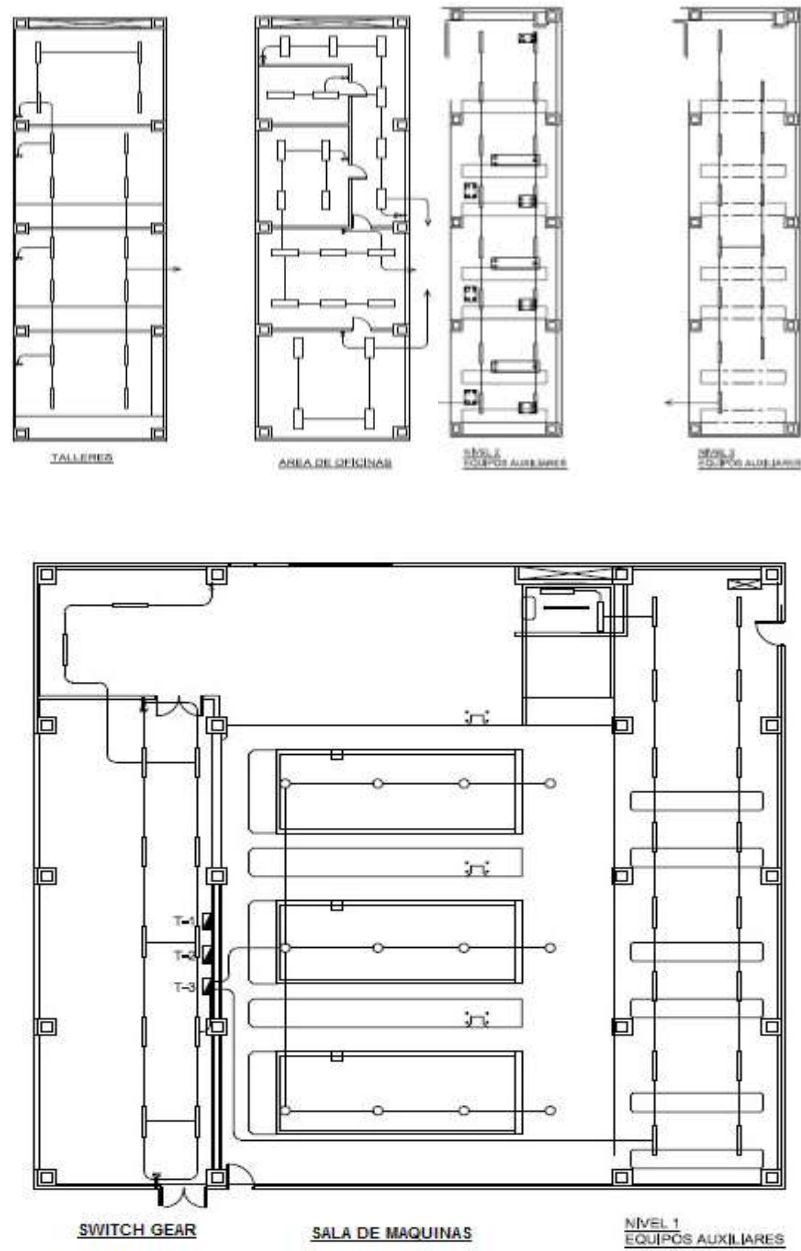
En el modelo renderizado se simularon los 3 motores y los 3 generadores en sus respectivas bases y con sus medidas volumétricas reales, para poder obtener una aproximación del diseño.

Figura 26. Gama de grises, sala de máquinas



Fuente: elaboración propia, con programa DiaLux 4.9.

Figura 27. **Ubicación de luminarias**



Fuente: elaboración propia, con programa de AutoCAD.

De acuerdo a los resultados obtenidos en el programa DiaLux, se ubicaron las luminarias escogidas anteriormente y se realizaron los planos eléctricos de iluminación en AutoCAD.

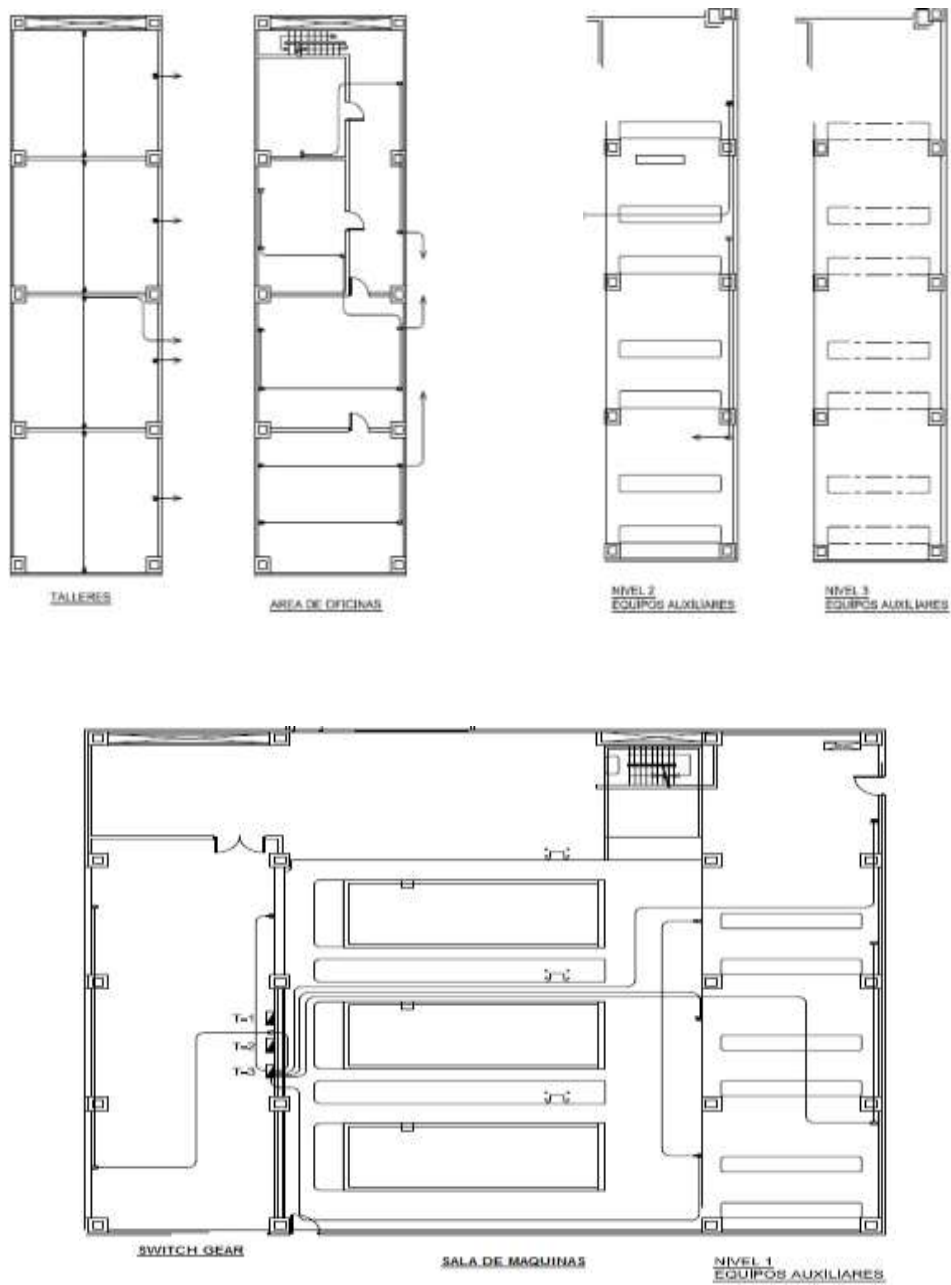
### **5.6.2. Sistema de fuerza**

El cálculo del sistema de fuerza se realizó con base en los planos de planta de los diferentes ambientes, para ubicar las salidas de fuerza tanto 120 VAC como 240 VAC. De acuerdo a las necesidades de cada ambiente, así se seleccionó la cantidad y tipo de tomacorrientes necesarios. Los ambientes son:

- Área de equipos auxiliares nivel 1
- Área de equipos auxiliares nivel 2
- Área de switch gear
- Área de sala de máquinas
- Área de talleres
- Área de oficinas

Teniendo claro cuántos tomacorrientes se utilizarán y en dónde se instalarán, se procedió a determinar los factores de demanda y diversidad, para establecer los períodos de utilización con base en el cálculo de la demanda de potencia máxima.

Figura 28. Ubicación de tomacorrientes



Fuente: elaboración propia, con programa de AutoCAD

- Cálculo de la demanda de potencia máxima

Para realizar el cálculo de la demanda de potencia máxima, primero se determinó la potencia aparente de cada tomacorriente. Para esto, se analizaron los tomacorrientes fijos y los de uso generalizado en la instalación eléctrica.

$$\text{Factor de demanda} = \frac{\text{demanda máxima}}{\text{carga instalada}}$$

$$\text{Factor de diversidad} = \frac{\text{suma de las demandas máximas}}{\text{demanda máxima resultante}}$$

$$\text{KVA(Total)} = \frac{(\text{carga instalada}) \times (\text{factor de demanda})}{\text{factor de diversidad}}$$

A continuación, en la tabla XII se presentan los cuadros resultantes de los inventarios de cargas:

Tabla XII. **Inventario de cargas por área 1**

ÁREA DE EQUIPOS AUXILIARES NIVEL 1	CANT.	KVA	KW
LAMP. FLUORESCENTE 2X32W	16	1,229	1,1059
TOMACORRIENTES NORMAL 120V	2	0,25	0,225
TOMACORRIENTES 240V	1	3	2,7
<b>TOTALES</b>	<b>19</b>	<b>4,479</b>	<b>4,0309</b>
ÁREA DE EQUIPOS AUXILIARES NIVEL 2 Y 3	CANT.	KVA	KW
LAMP. FLUORESCENTE 2X32W	30	2,304	2,0736
TOMACORRIENTES NORMAL 120V	2	0,25	0,225
TOMACORRIENTES 240V	1	3	2,7
<b>TOTALES</b>	<b>33</b>	<b>5,6</b>	<b>5</b>
ÁREA DE TALLERES	CANT.	KVA	KW
LAMP. FLUORESCENTE 2X32W	16	1,229	1,1059
TOMACORRIENTES NORMAL 120V	10	1,25	1,125
TOMACORRIENTES 240V	4	12	10,8
<b>TOTALES</b>	<b>30</b>	<b>14,48</b>	<b>13,03</b>
ÁREA DE SWITCH GEAR	CANT.	KVA	KW
LAMP. FLUORESCENTE 2X32W	12	1,159	1,0368
TOMACORRIENTES NORMAL 120V	3	0,375	0,3375
TOMACORRIENTES 240V	1	3	2,7
<b>TOTALES</b>	<b>16</b>	<b>4,53</b>	<b>4,07</b>
SALA DE MÁQUINAS	CANT.	KVA	KW
LAMP. FLUORESCENTE 2X32W	12	5,52	4,968
TOMACORRIENTES NORMAL 120V	2	0,25	0,225
TOMACORRIENTES 240V	1	3	2,7
<b>TOTALES</b>	<b>15</b>	<b>8,77</b>	<b>7,89</b>

Fuente: elaboración propia.

En la tabla XIII, el área de sala de máquinas y talleres comprende:

- Área de equipos auxiliares nivel 1
- Área de equipos auxiliares nivel 2 y 3
- Área de talleres
- Área de switch gear
- Sala de máquinas



Tabla XIII. **Inventario de cargas por área 2**

ÁREA EXTERIOR	CANT.	KVA	KW
LAMP. FLUORESCENTE 2X32W	16	3,22	2,898
TOMACORRIENTES NORMAL 120V	0	0	0
TOMACORRIENTES 240V	0	0	0
TOTALES	16	3,22	2,9

PASILLO	CANT.	KVA	KW
LAMP. FLUORESCENTE 2X32W	6	0,461	0,4147
TOMACORRIENTES NORMAL 120V	2	0,25	0,225
TOMACORRIENTES 240V	0	0	0
TOTALES	8	0,7	0,64

SANITARIO	CANT.	KVA	KW
LAMP. FLUORESCENTE 2X32W	2	0,154	0,1382
TOMACORRIENTES NORMAL 120V	1	0,125	0,1125
TOMACORRIENTES 240V	0	0	0
TOTALES	3	0,28	0,25

OFICINA GERENTE DE PLANTA	CANT.	KVA	KW
LAMP. FLUORESCENTE 2X32W	4	0,307	0,2765
TOMACORRIENTES NORMAL 120V	3	0,375	0,3375
TOMACORRIENTES 240V	0	0	0
TOTALES	7	0,68	0,61

CUARTO DE CONTROL	CANT.	KVA	KW
LAMP. FLUORESCENTE 2X32W	6	0,461	0,4147
TOMACORRIENTES NORMAL 120V	4	0,5	0,45
TOMACORRIENTES 240V	0	0	0
TOTALES	10	0,96	0,86

CIARTO DE BATERÍAS	CANT.	KVA	KW
LAMP. FLUORESCENTE 2X32W	6	0,461	0,4147
TOMACORRIENTES NORMAL 120V	4	0,5	0,45
TOMACORRIENTES 240V	0	0	0
TOTALES	10	0,96	0,86

Fuente: elaboración propia.

En la tabla XIV, se describe el factor de demanda en el área de oficinas administrativas, la cual comprende:

- Pasillo
- Sanitario
- Oficina gerente de planta
- Cuarto de control
- Cuarto de baterías

Tabla XIV. **Factor de demanda por área**

<b>OFICINAS ADMINISTRATIVAS</b>	
Factor de demanda	0,65
Factor de diversidad	2,00
KVA	3,59
KVA 1	1,17

<b>SALA DE MÁQUINAS Y TALLERES</b>	
Factor de demanda	0,65
Factor de diversidad	2,00
KVA	37,81
KVA 2	12,29

<b>EXTERIORES</b>	
Factor de demanda	0,65
Factor de diversidad	2,00
KVA	3,22
KVA 3	1,05

Fuente: elaboración propia.

Tabla XV. Demanda resultante por área

OFICINAS ADMINISTRATIVAS	
Demanda resultante	0,82 KVA
Suma de las demandas	1,17 KVA
Factor de diversidad	1,43
Capacidad trafo. KVA	0,82 KVA

SALA DE MÁQUINAS Y TALLERES	
Demanda resultante	5,53 KVA
Suma de las demandas	12,29 KVA
Factor de diversidad	2,22
Capacidad trafo. KVA	5,53 KVA

EXTERIORES	
Demanda resultante	0,78 KVA
Suma de las demandas	1,05 KVA
Factor de diversidad	1,33
Capacidad trafo. KVA	0,78 KVA

Fuente: elaboración propia.

El panel CCM incluye 2 transformadores secos de 2KVA y 1 transformador seco de 7,5 KVA, para los cuales se determinó la demanda resultante total.

Tabla XVI. Caída de tensión para sistema 120/240 VAC

CÁLCULO DE CAÍDA DE TENSIÓN										
Área de referencia	Constante de conductor basado en el NEC 2002	Carga instalada en amperios	Amperios de cálculo	Total de KVA	Distancia en metros desde el trafo hasta el tablero	Distancia constante de caída de voltaje	Voltaje 120 / 240	Resultado caída de tensión	Resultado de caída de tensión porcentaje máximo permitido 3%	Número de conductor de cálculo
TRANSFORMADOR SECO 1 (2KVA)	0,0950	8,21	8,21	1,97	50,00	30,48	240,00	1,28	0,533	1C # 6 P/F
TRANSFORMADOR SECO 2 (2KVA)	0,0950	8,04	8,04	1,93	50,00	30,48	240,00	1,25	0,522	1C # 6 P/F
TRANSFORMADOR SECO 3 (7KVA)	0,0610	28,83	28,83	6,92	50,00	30,48	240,00	2,89	1,202	1C # 4 P/F

Fuente: elaboración propia.

La distribución de los transformadores queda como sigue:

- Transformador 1 de 2 KVA para tablero de oficinas administrativas
- Transformador 2 de 2 KVA para tablero de exteriores
- Transformador de 7,5 KVA para tablero de Sala de Máquinas y talleres.

### **5.7. Diagramas unifilares**

A continuación se presentan los diagramas unifilares de los sistemas de 380 VAC y los sistemas en 120/240 VAC para la distribución.

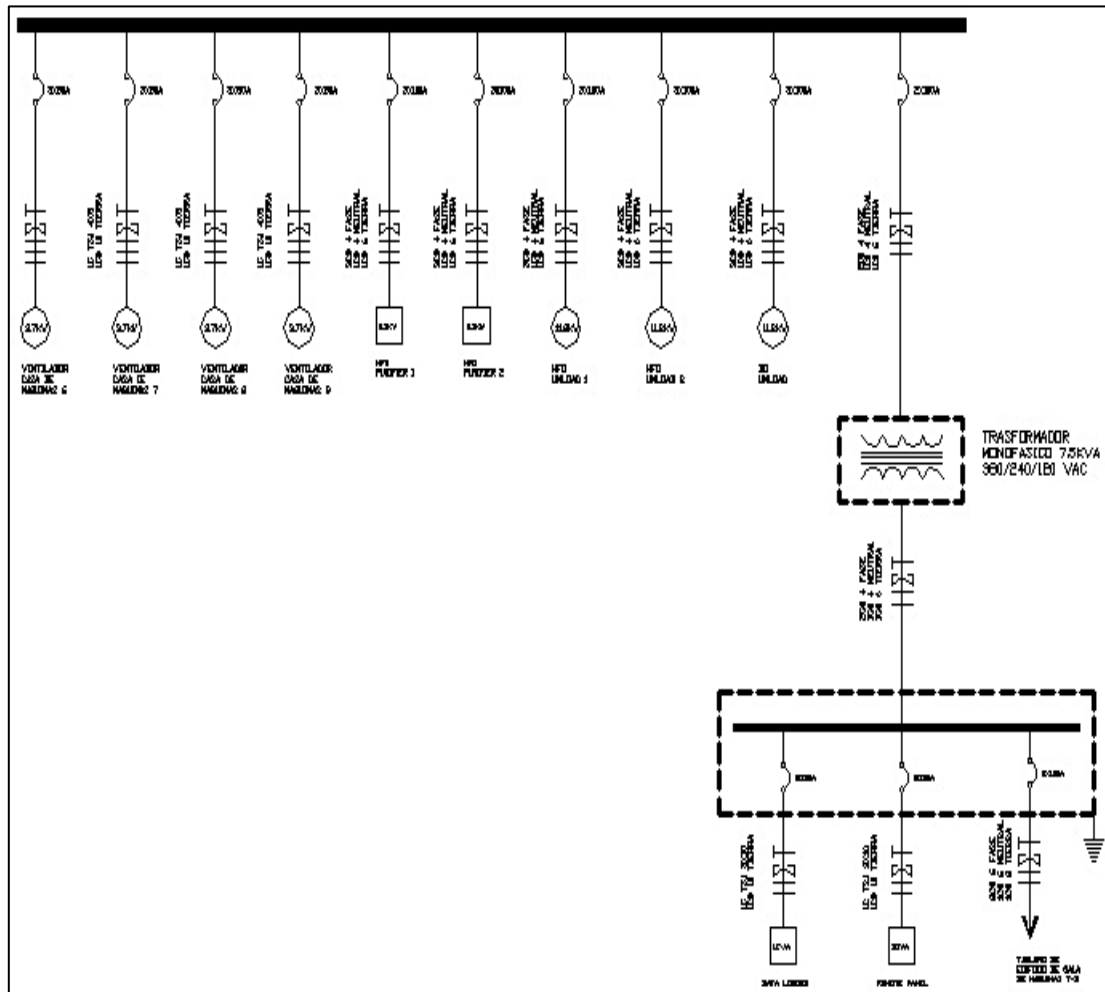
En el primer diagrama unifilar se representan los equipos auxiliares que corresponden al Centro de Control de Motores 1 y 2, para los equipos auxiliares del DG1 y DG2, ya que esta era la configuración original instalada en la planta taiwanesa.

En el segundo diagrama unifilar se representan los equipos auxiliares que corresponden al Centro de Control de Motores 3, para los equipos auxiliares del DG3, ya que este es un agregado que no existía en la planta taiwanesa.

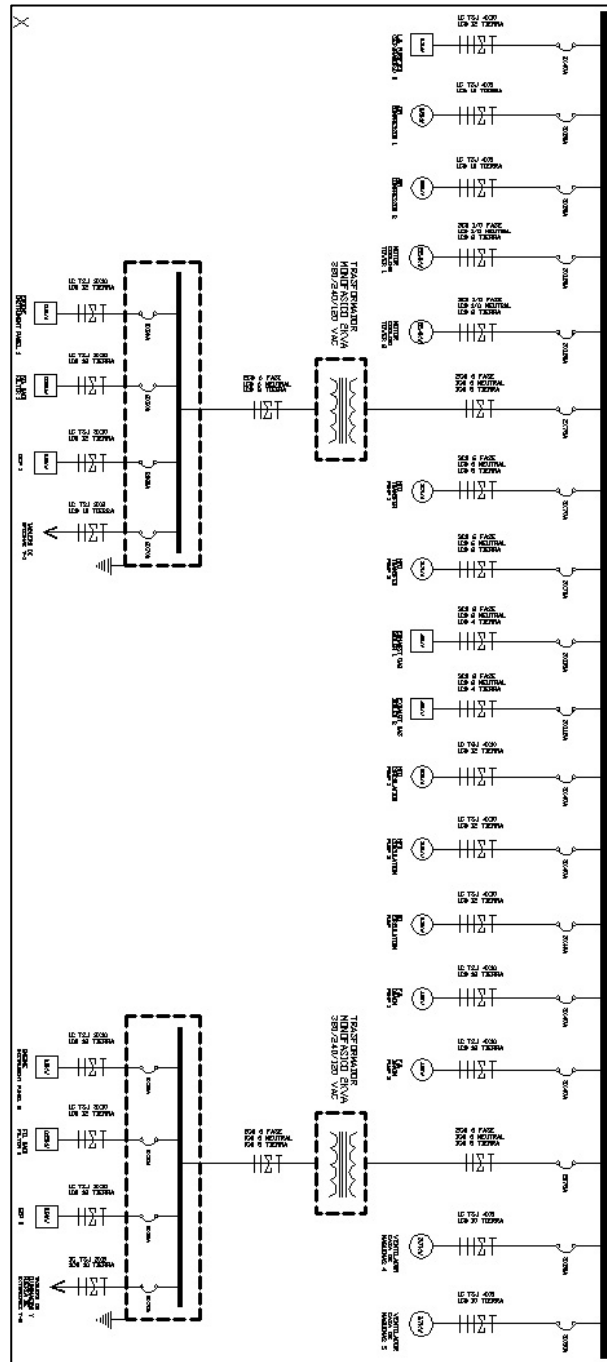
En el tercer diagrama unifilar se presentan las cargas conectadas a los tableros de distribución que corresponderán a la iluminación y a la fuerza de las instalaciones de la planta.



Continuación de la figura 29.



Continuación de la figura 29.

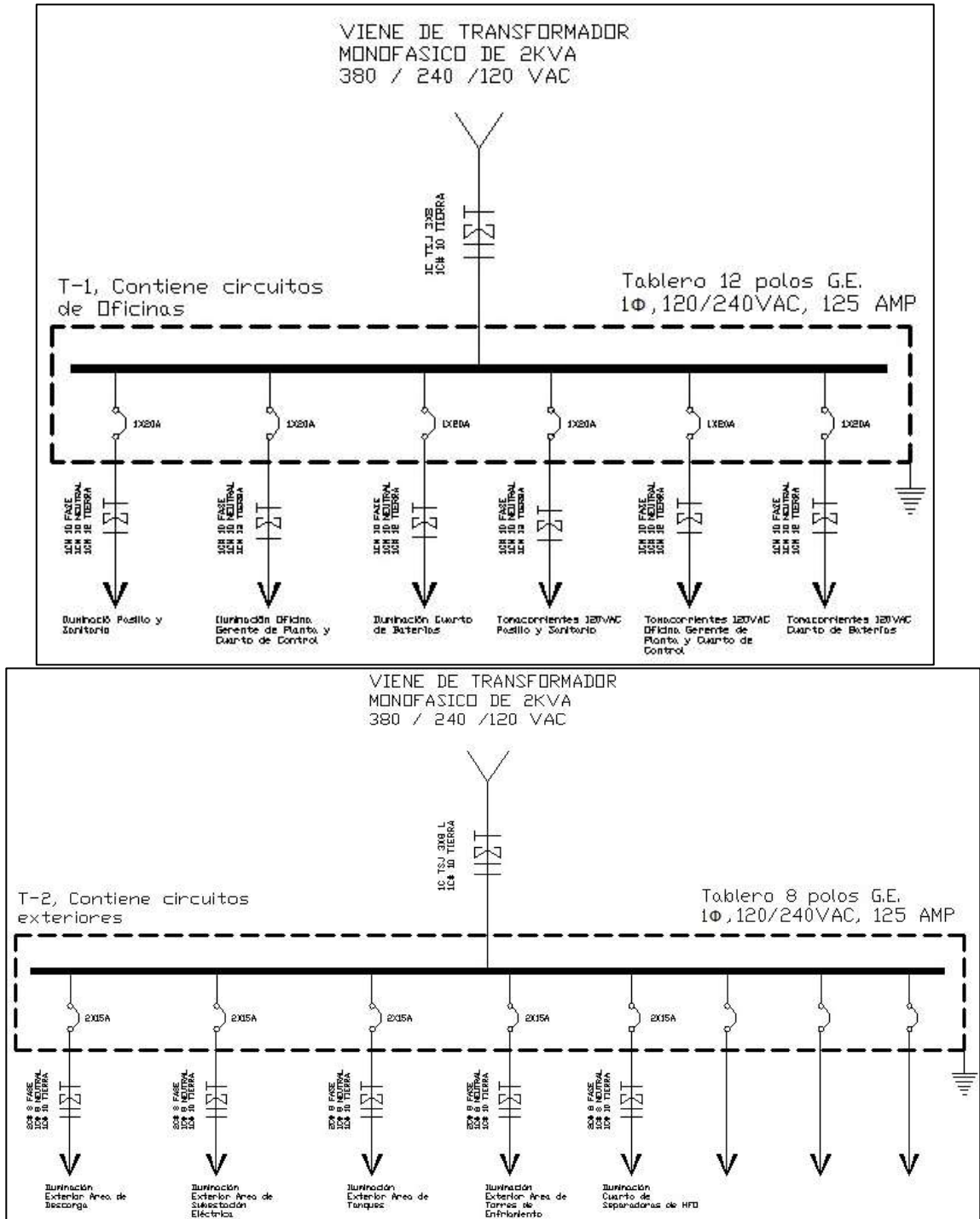


Fuente: elaboración propia, con programa de AutoCAD.

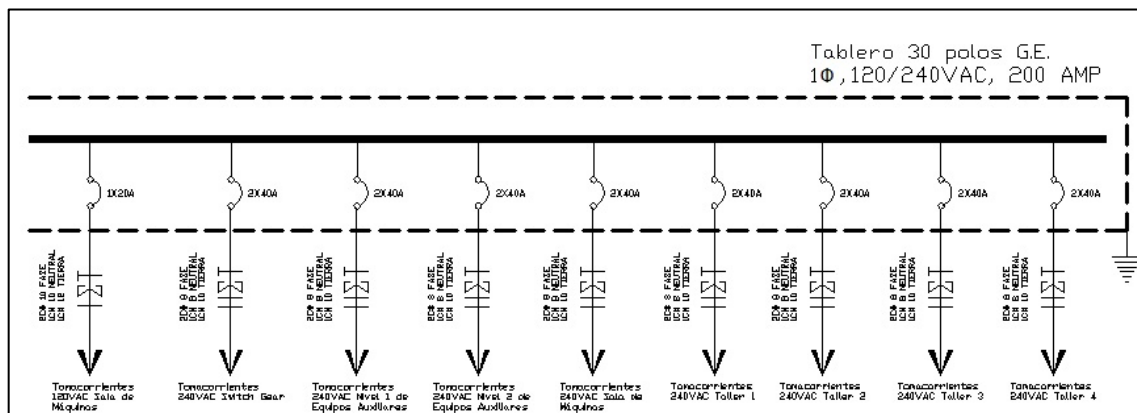
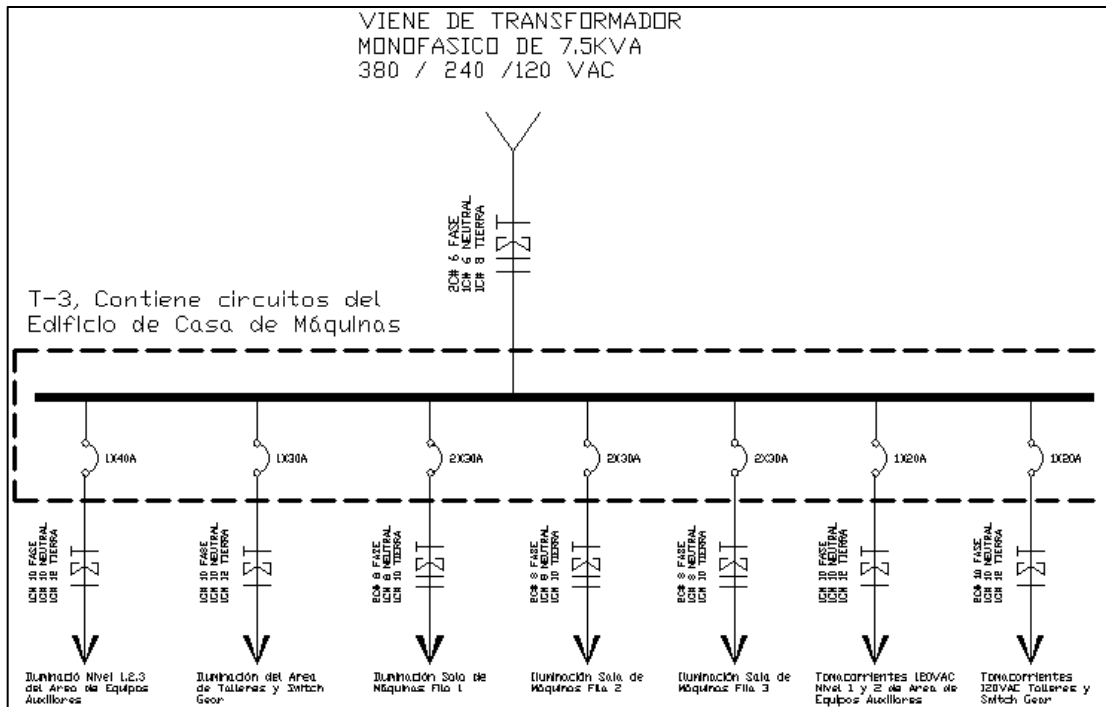




Figura 31. Unifilar tableros de distribución sistema 120 / 240 VAC



Continuación de la figura 31.



Fuente: elaboración propia, con programa AutoCAD.

## 5.8. Sistema de media tensión

En este proyecto se maneja como valor de media tensión el de 11,4 kV, que no es un valor de tensión muy común en el país.

### 5.8.1. Cálculo para seleccionar el cable de potencia de los generadores hacia el transformador de potencia

Conociendo los siguientes valores: VLL = 11,4 kV y P = 18,6 MW; se procede a calcular la corriente I para determinar el calibre del cable de cada uno de los generadores hacia el transformador de potencia sin aplicar el factor de corrección por caída de tensión, ya que la distancia es menor a 16 m.

$$I = \frac{P}{\sqrt{3}(VLL)}$$

Entonces, sustituyendo valores en la fórmula, se obtiene:

$$I = \frac{18,6\text{MW}}{\sqrt{3}(11,4\text{kV})} = 943,1 \text{ A}$$

Al obtener la corriente resultante y verificar que es un valor muy grande, se procede a dividir entre un número que favorezca económicamente a la instalación, para obtener la cantidad de cables por fase.

$$I = \frac{943,1}{3} = 314,4 \text{ A}$$

De esta manera resultan 3 cables por fase, entonces se selecciona un cable MCM 350, que según en tablas soporta 350 A, al aire libre.

### **5.8.2. Cálculo para seleccionar el cable de potencia del transformador de servicios auxiliares hacia los paneles de equipos de la planta**

Se tienen 3 paneles en los cuales están distribuidos los equipos auxiliares:

- Centro de Control de Motores (CCM), con breaker de 3X1200 A:  
Sabiendo que el cable 250MCM con aislamiento de 1000V soporta una corriente de 300 A se colocaron 4 cables por fase. Distancia de la fuente hacia el panel: 8,2 m
- De ventiladores con breaker de 3X600 A:  
Sabiendo que el cable 250MCM con aislamiento de 1000 V soporta una corriente de 300 A se colocaron 2 cables por fase. Distancia de la fuente hacia el panel: 12 m
- De calderas con breaker de 3X250 A:  
Sabiendo que el cable 250MCM con aislamiento de 1000 V soporta una corriente de 300 A se colocó 1 cable por fase. Distancia de la fuente hacia el panel: 13 m

### **5.8.3. Cálculo para seleccionar el cable de potencia del Station Transformer Primary Panel (STP) hacia el transformador de equipos auxiliares**

A continuación se describen los datos nominales del transformador de servicios auxiliares:

- Potencia nominal del transformador: 2,0 MVA
- Voltaje nominal de entrada en el lado de alta tensión: 11,4 kV
- Voltaje nominal de salida en el lado de baja tensión: 380 VAC
- Conexión delta – estrella (dY)

$$I = \frac{P}{\sqrt{3}(VLL)}$$

Entonces, sustituyendo valores en la fórmula se obtiene:

$$I = \frac{2,0 \text{ MW}}{\sqrt{3}(11,4 \text{ kV})} = 101,4 \text{ A}$$

Se utilizó un cable calibre 1/0 de aluminio para 15 kV, este soporta una corriente de 175A, instalado en ducto.

## 5.9. Sistema de alta tensión

La energía producida por la Central Generadora GENOSA se transportará a través de una línea de 69 kV, la cual se interconectará por medio de un corte de la línea Escuintla, Puerto San José, para lo cual se construirá, dentro de las instalaciones de la central, una subestación que permita la conexión de acuerdo a la normativa del Comité Nacional de Energía Eléctrica.

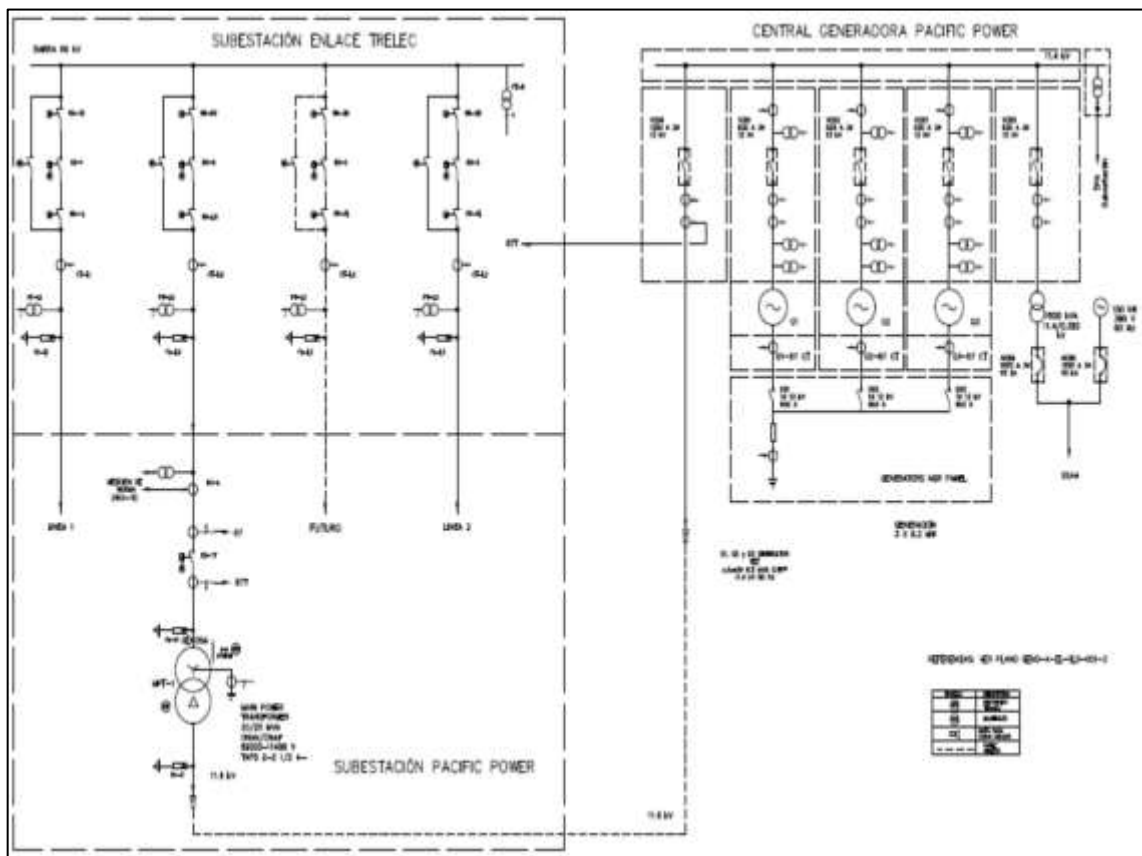
La subestación elevadora de 11,4 kV a 69 kV, contará con un transformador elevador de 25 MVA, además de los equipos de protección necesarios y los equipos de medición de energía de acuerdo a la Normativa Comercial del AMM.

Los transformadores estarán resguardados por una protección principal realizada por un relevador principal y una de respaldo efectuada por un relevador de sobrecorriente.

### 5.9.1. Esquema unifilar general

A continuación se representan los dispositivos eléctricos que participan en la conversión de energía de la central termoeléctrica.

Figura 32. Unifilar GENOSA y subestación eléctrica



Fuente: elaboración propia, con programa de AutoCAD.

Los parámetros básicos para el diseño de una subestación eléctrica son los que se definen para cada uno de los sistemas eléctricos presentes en la subestación: tensión más elevada para el material, nivel de aislamiento, intensidad de cortocircuito, intensidad en régimen permanente.

En condiciones atmosféricas normales, las distancias de aislamiento determinan las dimensiones principales de las instalaciones de distribución clásicas. Durante mucho tiempo, el desarrollo en la construcción de instalaciones ha consistido simplemente en combinar aparatos ya existentes buscando, la disposición más adecuada para la explotación y seguridad del servicio.

Para el análisis del sistema eléctrico en condiciones estáticas y condiciones de fallas en cada barra, se requieren datos característicos de los equipos que forman parte del sistema eléctrico.

#### **5.10. Valores base del sistema**

Los valores base asumidos para realizar los cálculos en el resto del sistema son: NB = 20 MVA y VB = 13,8 kV

Para el cálculo de las corrientes base se determinará: NB1 y VB1

$$IB1 = \frac{NB1 \times 10^3}{\sqrt{3} \times VB1}$$

Donde:

NB1: potencia base en la zona I (MVA)

VB1: tensión base en la zona I (kV)

## 5.11. Especificaciones técnicas de los equipos del sistema

A continuación se describen los equipos que participan en la configuración de la subestación eléctrica.

### 5.11.1. Transformador de potencia

Transformador trifásico de potencia de tres devanados sumergidos en aceite, con enfriamiento por circulación forzada de aire y aceite.

- Marca: Virginia
  - Alta tensión: 69 kV WYE
  - Baja tensión: 11,4 kV DELTA
  - Potencia nominal: 20 / 25 MVA
  - Clase: ONAN / ONAF
  - Fases: 3
  - Hertz: 60
  - Tipo: aceite mineral
- Datos medidos al transformador: resistencia del devanado a 85°C como temperatura de referencia.
    - Alta tensión:  
Ohms = 1,50234
    - Baja tensión:  
Ohms = 0,10249
    - Sin pérdida de carga al 100 % del voltaje nominal:  
Watts = 16 524
    - Corriente de excitación al 100 % del voltaje nominal:



- $\% = 0,114$
    - Pérdida de carga a  $85^{\circ}\text{C}$ :  
Watts = 90879
    - Impedancia a  $85^{\circ}\text{C}$ :  
 $\% = 821$
  
- Datos calculados, teniendo como referencia la temperatura de  $85^{\circ}\text{C}$ .
  - 1,0 f.p  $\% = 0,79$
  - 0,8 f.p  $\% = 5,49$
  - Eficiencia a:
 

100 % carga total	$\% = 99,47$
75% carga total	$\% = 99,5$
50 % carga total	$\% = 99,61$
25 % carga total	$\% = 99,56$
  
- Pruebas dieléctricas, aplicando tensión por 60 segundos.
  - de alta a baja tensión y tierra kV = 34, PASS
  - de baja a alta tensión y tierra kV = 34, PASS

#### 5.11.2. Interruptor de potencia

- Marca:ABB
- Tipo: PM Circuit Breaker
- Voltaje:72 kV
  
- Características estándar

- Diseño de tanque muerto, con un interruptor de autoexplosión por tanque en una estructura de acero galvanizado.
- Certificado según las Normas ANSI C37.04, C37.06, C37.09 y Normas FSA-2 motor resorte cargado mecanismo de operación.
- Marco demontaje NEMA-3R armario de acero protegido con poliéster TGIC, acabado de pintura en polvo.
- Bujes de porcelana.
- Calificaciones continua corriente a través de 3 000 A.
- Se envía completamente ensamblado y probado de fábrica con 5 psig gas SF6.

## **5.12. Línea de transmisión en 69kV**

- Datos generales
  - Tensión nominal: 69 Kv
  - Corriente máxima admisible: 691 A
  - Longitud: 2 km
  
- Cantidad de transposiciones
  - Resistencia de secuencia positiva: 3,22265 Ohm
  - Reactancia de secuencia positiva: 13,2837 Ohm
  - Susceptancia de secuencia positiva: 123,504 Ohm
  - Resistencia homopolar: 11,5178 Ohm
  - Reactancia homopolar: 52,4305 Ohm
  - Susceptancia homopolar: 66,3317 Ohm

- Cantidad de transposiciones: 1
- Conductores
  - Cantidad de subconductores por fase: 1
  - Material: aluminio (AAAC)
  - Sección: 497 mm<sup>2</sup>
  - Diámetro de cada (sub) conductor: 25,17 mm
  - Espaciamiento mínimo entre subconductores: 1 829 mm
- Cables de guarda
  - Material: Optical Ground Wire (OPGW)
  - Diámetro: 12,5 mm
- Estructuras
  - Tipo (autosoportadas, guiadas): 21 unidades
  - Material: concreto
  - Cantidad de circuitos: 2



## **6. ESTUDIO DE FLUJO DE CARGA PARA LA CENTRAL TERMOELÉCTRICA GENOSA**

Para llevar a cabo los análisis y estudios eléctricos se prepararon los casos base necesarios, utilizando para ello los parámetros de la red del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado, proporcionados por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) y el Administrador del Mercado Mayorista (AMM), así como la proyección del crecimiento de la demanda de Guatemala esperado para los años analizados.

Con base en la normativa vigente y los requerimientos específicos del Administrador del Mercado Mayorista y la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, fueron modelados escenarios de demanda máxima, media y mínima, para épocas húmedas y secas, así como los despachos de generación correspondientes a los años 2012, 2014 y 2016.

Se incluyeron dentro de los casos base las posibles ampliaciones de la red de transmisión y proyectos de generación, de acuerdo a la información proporcionada por la CNEE, modelándolas de acuerdo a las ubicaciones y fechas posibles de ingreso.

El programa utilizado para las simulaciones y análisis eléctrico es PSAF 2.71 (Power Systems Analysis Framework), de Cyme International Inc., el cual es un conjunto de módulos integrados de análisis de redes eléctricas que comparten la misma base de datos y los mismos comandos de edición.

Figura 33. Datos de las líneas de transmisión en 69KV

The figure displays five screenshots from a software interface for configuring transmission lines. The first four are individual 'Línea' windows, and the fifth is a 'Base de datos de las líneas' window.

**Línea 1 (Top Left):**

- Modelo de línea: Línea
- Modelo OP: Modelo de estabilidad
- Coordenación de protección: Estabilidad (línea)
- Espec: 040321001 DE [...]
- Conectado: [X] Conectado
- Nombre de la base de datos: STAP540
- Acción a BDD: [...]
- Longitud: 2.200 km
- Costo de construcción en caso: 40 / 69

**Línea 2 (Top Right):**

- Modelo de línea: Línea
- Modelo OP: Modelo de estabilidad
- Coordenación de protección: Estabilidad (línea)
- Espec: 00000000 DE [...]
- Conectado: [X] Conectado
- Nombre de la base de datos: STAP540
- Acción a BDD: [...]
- Longitud: 2.200 km
- Costo de construcción en caso: 40 / 69

**Línea 3 (Bottom Left):**

- Modelo de línea: Línea
- Modelo OP: Modelo de estabilidad
- Coordenación de protección: Estabilidad (línea)
- Espec: 02020001 DE [...]
- Conectado: [X] Conectado
- Nombre de la base de datos: STAP540
- Acción a BDD: [...]
- Longitud: 1.800 km
- Costo de construcción en caso: 40 / 69

**Línea 4 (Bottom Right):**

- Modelo de línea: Línea
- Modelo OP: Modelo de estabilidad
- Coordenación de protección: Estabilidad (línea)
- Espec: 00000002 DE [...]
- Conectado: [X] Conectado
- Nombre de la base de datos: STAP540
- Acción a BDD: [...]
- Longitud: 1.900 km
- Costo de construcción en caso: 40 / 69

**Base de datos de las líneas (Bottom Center):**

Parámetros distribuidos y tiempo de respuesta: Distribuido y no tiempo de respuesta

Nombre BDD: STAP540 | Filtro: [...]

Parámetros generales:

- Nivel (V): 69.000 | Tiempo de respuesta: 0 [s]
- Tipo: OVN | Afo: 0.084 [1/0]
- Tamaño: [...]
- MVA de [...]
- Fm. asignada: 01

Tabla de datos:

Poderes secuencia directa [W]		Poderes secuencia homopolar [W]	
[a]	[b]	[a]	[b]
R1	1.2295	116.7685	1.2418
X1	12.2027	0.279011	1.10726
B1	7.235840	10.0000	0.00252
R2	0.0000	0.0000	0.0000
X2	0.0000	0.0000	0.0000
B2	0.0000	0.0000	0.0000

Capacidad (A): [...]

Reserva / Total: 705 / 1804

Fuente: GRESI, Francisco. *Resumen ejecutivo GENOSA*. p. 4.

Figura 34. Datos del transformador de potencia 11,4/69KV



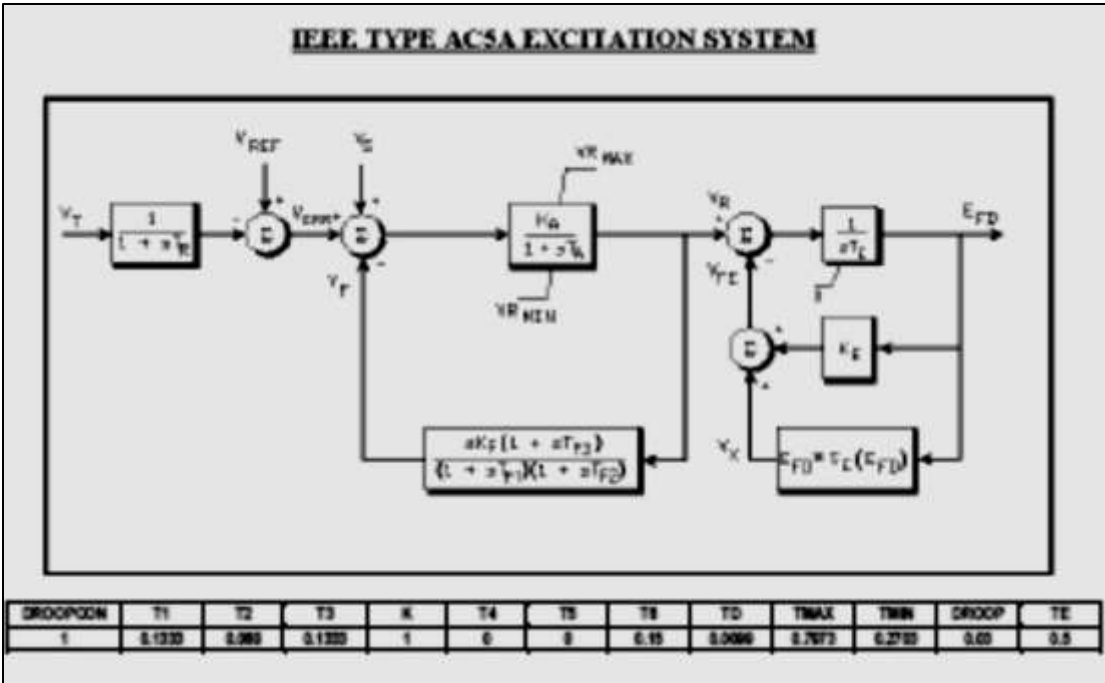
Fuente: GRESI, Francisco. *Resumen ejecutivo GENOSA*. p. 5.

Figura 35. Datos de los generadores de GENOSA



Fuente: GRESI, Francisco. *Resumen ejecutivo GENOSA*. p. 5.

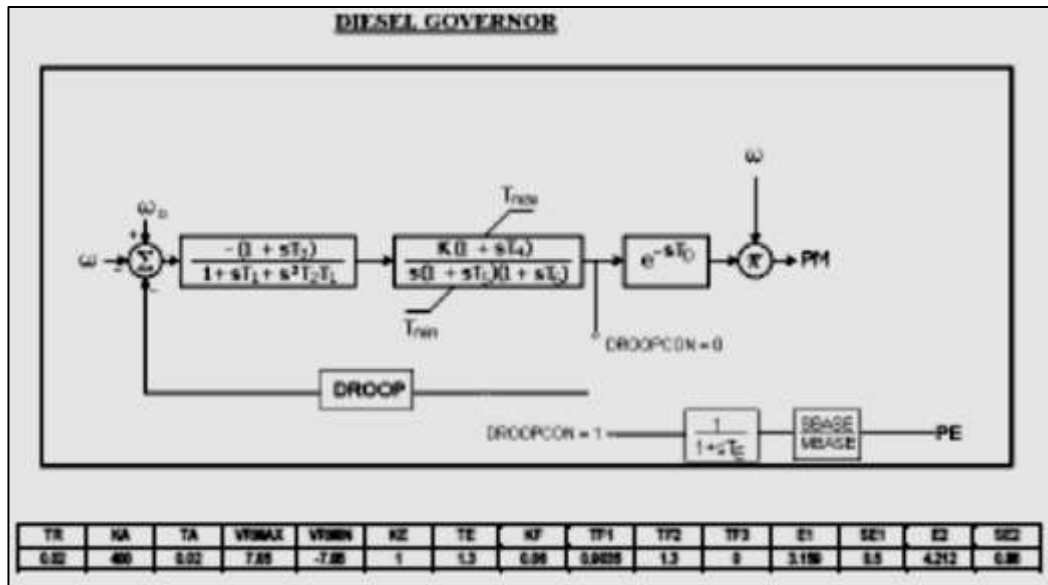
Figura 36. Esquema de la ecuación dinámica del regulador de voltaje tipo AC5A



Fuente: GRESI, Francisco. *Resumen ejecutivo GENOSA*. p. 6.



Figura 37. Esquema de la ecuación dinámica del regulador de velocidad Woodward Diesel Governor



Fuente: GRESI, Francisco. *Resumen ejecutivo GENOSA*. p. 6.

### 6.1. Límites de seguridad para el análisis de la tensión

Los niveles de tensión en todas las barras del sistema no deberán sufrir una desviación mayor equivalente a un 5 por ciento arriba o abajo del valor nominal en estado estable. Los niveles de tensión en todas las barras del sistema no deberán sufrir una desviación mayor equivalente a un 10 por ciento arriba o abajo del valor nominal en contingencia.

### 6.2. Capacidad de transmisión de la tensión analizada

El flujo de potencia en cada uno de los elementos de la red no deberá sobrepasar el límite de operación continua en estado estable. El flujo de

potencia en cada uno de los elementos de la red no deberá sobrepasar el límite de emergencia en contingencia.

### **6.3. Análisis del flujo de carga**

Para la evaluación del impacto en la red de transmisión se prepararon dos versiones de cada escenario, una con el proyecto Generadora de Oriente y la otra sin ella. Dado que no se tiene certeza de la entrada de la subestación Los Almendros para el 2012, esta se modeló en todos los escenarios, pero su carga se conectó hasta los escenarios de 2014 y 2016. A continuación se detallan los resultados obtenidos.

Inicialmente se realizó una comparación entre los niveles de tensión de los buses próximos al área de influencia del proyecto, determinándose que con la operación del proyecto Generadora de Oriente, el perfil de voltaje mejora considerablemente en el área de interés del proyecto. Todos los valores de voltaje obtenidos en las simulaciones están dentro de los límites de operación establecidos.

De la comparación de los resultados de voltaje se puede asegurar que la puesta en servicio del proyecto Generadora de Oriente no provoca violaciones al límite de seguridad establecido para regulación de voltaje, por lo que se puede afirmar que, en ese sentido, su operación no afectará la calidad del servicio para los usuarios de la red. La variación angular de los nodos monitoreados antes y después de la puesta en operación del nuevo proyecto no es significativa. En las tablas de resultados se presenta un resumen de los niveles de tensión y ángulos de los nodos aledaños al proyecto.

Figura 38. Niveles de tensión y ángulos de nodos 1

	2012, E HUMEDA, MAXIMA			2012, E HUMEDA, MEDIA			2012, E HUMEDA, MINIMA		
	SIN	CON	% DIF.	SIN	CON	% DIF.	SIN	CON	% DIF.
LOS LIRIOS 69	1.001	1.010	0.899	1.010	1.007	-0.297	1.015	1.016	0.099
ESCUNTLA 69	1.011	1.013	0.198	1.020	1.012	-0.784	1.020	1.018	-0.196
ACACIAS 69	0.985	0.988	0.305	1.001	0.992	-0.899	1.011	1.010	-0.099
CIASA 69	0.995	0.997	0.201	1.008	1.000	-0.784	1.015	1.014	-0.099
OBISPO 69	1.002	1.005	0.299	1.014	1.005	-0.888	1.018	1.016	-0.196
PUERTO SAN JOSE 69	0.975	1.007	3.282	0.990	1.009	1.919	1.007	1.022	1.490
PUERTO SAN JOSE 13	0.975	1.009	3.487	0.995	1.014	1.910	1.022	1.037	1.468
GENOSA 69	*****	1.010	*****	*****	1.011	*****	*****	1.023	*****
GENOSA B1	*****	1.013	*****	*****	1.013	*****	*****	1.018	*****
GENOSA B2	*****	1.013	*****	*****	1.013	*****	*****	1.020	*****

Tabla de resultados 2: Variación de voltaje en buses del área de interés del proyecto, época húmeda 2012.

NODO	2014, E SECA, MAXIMA			2014, E SECA, MEDIA			2014, E SECA, MINIMA		
	SIN	CON	% DIF.	SIN	CON	% DIF.	SIN	CON	% DIF.
LOS LIRIOS 69	1.003	1.010	0.698	1.000	1.005	0.500	1.012	1.015	0.296
ESCUNTLA 69	1.013	1.013	0.000	1.009	1.009	0.000	1.016	1.016	0.000
ACACIAS 69	0.999	0.999	0.000	0.996	0.996	0.000	1.013	1.014	0.099
CIASA 69	1.008	1.008	0.000	1.003	1.003	0.000	1.017	1.017	0.000
OBISPO 69	1.013	1.016	0.099	1.009	1.009	0.000	1.019	1.020	0.099
PUERTO SAN JOSE 69	0.977	1.007	3.071	0.980	1.008	2.857	1.003	1.022	1.894
PUERTO SAN JOSE 13	0.978	1.009	3.170	0.984	1.014	3.049	1.019	1.036	1.865
GENOSA 69	*****	1.011	*****	*****	1.011	*****	*****	1.023	*****
GENOSA B1	*****	1.013	*****	*****	1.013	*****	*****	1.020	*****
GENOSA B2	*****	1.013	*****	*****	1.013	*****	*****	1.022	*****

Tabla de resultados 3: Variación de voltaje en buses del área de interés del proyecto, época seca 2014.

NODO	2014, HUMEDA, MAXIMA			2014, HUMEDA, MEDIA			2014, HUMEDA, MINIMA		
	SIN	CON	% DIF.	SIN	CON	% DIF.	SIN	CON	% DIF.
LOS LIRIOS 69	1.001	1.010	0.899	1.010	1.007	-0.297	1.015	1.016	0.099
ESCUNTLA 69	1.011	1.013	0.198	1.020	1.012	-0.784	1.020	1.018	-0.196
ACACIAS 69	0.985	0.988	0.305	1.001	0.992	-0.899	1.011	1.010	-0.099
CIASA 69	0.995	0.997	0.201	1.008	1.000	-0.784	1.015	1.014	-0.099
OBISPO 69	1.002	1.005	0.299	1.014	1.005	-0.888	1.018	1.016	-0.196
PUERTO SAN JOSE 69	0.975	1.007	3.282	0.990	1.009	1.919	1.007	1.022	1.490
PUERTO SAN JOSE 13	0.975	1.009	3.487	0.995	1.014	1.910	1.022	1.037	1.468
GENOSA 69	*****	1.010	*****	*****	1.011	*****	*****	1.023	*****
GENOSA B1	*****	1.013	*****	*****	1.013	*****	*****	1.018	*****
GENOSA B2	*****	1.013	*****	*****	1.013	*****	*****	1.020	*****

Tabla de resultados 4: Variación de voltaje en buses del área de interés del proyecto, época húmeda 2014.

	2016, E SECA, MAXIMA			2016, E SECA, MEDIA			2016, E SECA, MINIMA		
	SIN	CON	% DIF.	SIN	CON	% DIF.	SIN	CON	% DIF.
LOS LIRIOS 69	0.996	1.007	1.104	0.992	1.002	1.008	1.008	1.010	0.198
ESCUNTLA 69	1.005	1.011	0.198	1.005	1.006	0.100	1.014	1.013	-0.099
ACACIAS 69	0.992	0.993	0.101	0.990	0.991	0.101	1.009	1.008	-0.099
CIASA 69	1.002	1.004	0.200	0.995	0.999	0.100	1.012	1.012	-0.099
OBISPO 69	1.011	1.012	0.099	1.004	1.005	0.100	1.016	1.015	-0.099
PUERTO SAN JOSE 69	0.961	1.003	4.370	0.964	1.004	4.148	0.994	1.014	2.012
PUERTO SAN JOSE 13	0.957	1.002	4.702	0.966	1.007	4.244	1.009	1.029	1.982
GENOSA 69	*****	1.006	*****	*****	1.006	*****	*****	1.015	*****
GENOSA B1	*****	1.013	*****	*****	1.013	*****	*****	1.013	*****
GENOSA B2	*****	1.013	*****	*****	1.013	*****	*****	1.013	*****

Tabla de resultados 5: Variación de voltaje en buses del área de interés del proyecto, época seca 2016.

Fuente: GRESI, Francisco. *Resumen ejecutivo GENOSA*. p. 8.

Figura 39. Niveles de tensión y ángulos de nodos 2

NODO	2016, HUMEDA, MÁXIMA			2016, HUMEDA, MEDIA			2016, HUMEDA, MÍNIMA		
	SIN	CON	% DIF.	SIN	CON	% DIF.	SIN	CON	% DIF.
LOS LIROS 69	1.003	1.007	0.389	1.003	1.010	1.000	1.012	1.017	0.494
ESCUINTLA 69	1.016	1.011	-0.482	1.013	1.016	0.296	1.018	1.020	0.196
ACACIAS 69	0.987	0.982	-0.507	0.991	0.994	0.303	1.009	1.010	0.099
CIASA 69	0.996	0.993	-0.501	0.999	1.002	0.300	1.013	1.014	0.099
OBISPO 69	1.006	1.001	-0.487	1.006	1.008	0.298	1.016	1.017	0.098
PUERTO SAN JOSE 69	0.968	1.003	3.616	0.972	1.007	3.601	0.998	1.017	1.904
PUERTO SAN JOSE 13	0.965	1.001	3.731	0.973	1.010	3.803	1.012	1.032	1.976
GENOSA 69	*****	1.006	*****	*****	1.010	*****	*****	1.018	*****
GENOSA 61	*****	1.013	*****	*****	1.013	*****	*****	1.014	*****
GENOSA 62	*****	1.013	*****	*****	1.013	*****	*****	1.015	*****

Tabla de resultados 6: Variación de voltaje en buses del área de interés del proyecto, época húmeda 2016.

NODO	2012, E SECA, MÁXIMA			2012, E SECA, MEDIA			2012, E SECA, MÍNIMA		
	SIN	CON	% DIF.	SIN	CON	% DIF.	SIN	CON	% DIF.
LOS LIROS 69	-6.90	-4.50	-34.783	-6.30	-6.60	-32.530	-6.30	-3.30	-47.619
ESCUINTLA 69	-6.80	-6.10	-12.069	-7.40	-6.40	-13.514	-6.60	-4.30	-23.214
ACACIAS 69	-6.70	-6.00	-10.448	-6.80	-7.70	-12.500	-6.30	-4.30	-22.222
CIASA 69	-6.00	-6.30	-11.667	-6.30	-7.20	-13.253	-6.00	-4.60	-23.333
OBISPO 69	-5.20	-4.50	-13.462	-7.70	-6.70	-12.987	-6.70	-4.30	-24.561
PUERTO SAN JOSE 69	-9.60	-0.60	-92.750	-10.50	-1.10	-89.524	-7.80	1.90	-124.359
PUERTO SAN JOSE 13	-15.40	-4.10	-69.403	-13.30	-3.70	-72.180	-9.50	0.30	-183.158
GENOSA 69	*****	-0.20	*****	*****	-0.80	*****	*****	2.10	*****
GENOSA 61	*****	5.30	*****	*****	4.80	*****	*****	7.50	*****
GENOSA 62	*****	3.90	*****	*****	3.40	*****	*****	6.10	*****

Tabla de resultados 7: Variación de ángulo en buses del área de interés del proyecto, época seca 2012.

NODO	2012, E HUMEDA, MÁXIMA			2012, E HUMEDA, MEDIA			2012, E HUMEDA, MÍNIMA		
	SIN	CON	% DIF.	SIN	CON	% DIF.	SIN	CON	% DIF.
LOS LIROS 69	-13.90	-9.20	-31.852	-14.60	-12.30	-15.753	-13.80	-11.40	-17.391
ESCUINTLA 69	-12.90	-9.80	-21.600	-13.70	-12.90	-6.839	-13.10	-12.40	-5.344
ACACIAS 69	-15.00	-12.30	-18.000	-15.60	-14.80	-5.128	-14.30	-13.60	-4.895
CIASA 69	-14.30	-11.60	-18.881	-15.10	-14.30	-6.299	-14.00	-13.20	-5.714
OBISPO 69	-13.50	-10.80	-20.000	-14.50	-13.70	-5.517	-13.60	-12.90	-5.147
PUERTO SAN JOSE 69	-16.20	-5.20	-67.901	-16.80	-7.70	-54.167	-15.40	-6.30	-59.091
PUERTO SAN JOSE 13	-19.90	-8.70	-56.281	-19.70	-10.90	-46.701	-17.20	-8.00	-53.488
GENOSA 69	*****	-4.90	*****	*****	-7.50	*****	*****	-6.10	*****
GENOSA 61	*****	0.70	*****	*****	-1.90	*****	*****	-0.60	*****
GENOSA 62	*****	-0.70	*****	*****	-3.30	*****	*****	-2.00	*****

Tabla de resultados 8: Variación de ángulo en buses del área de interés del proyecto, época húmeda 2012.

NODO	2014, E SECA, MÁXIMA			2014, E SECA, MEDIA			2014, E SECA, MÍNIMA		
	SIN	CON	% DIF.	SIN	CON	% DIF.	SIN	CON	% DIF.
LOS LIROS 69	-6.90	-4.50	-34.783	-6.30	-6.60	-32.530	-6.30	-3.30	-47.619
ESCUINTLA 69	-6.80	-6.10	-12.069	-7.40	-6.40	-13.514	-6.60	-4.30	-23.214
ACACIAS 69	-6.70	-6.00	-10.448	-6.80	-7.70	-12.500	-6.30	-4.30	-22.222
CIASA 69	-6.00	-6.30	-11.667	-6.30	-7.20	-13.253	-6.00	-4.60	-23.333
OBISPO 69	-5.20	-4.50	-13.462	-7.70	-6.70	-12.987	-6.70	-4.30	-24.561
PUERTO SAN JOSE 69	-9.60	-0.60	-92.750	-10.50	-1.10	-89.524	-7.80	1.90	-124.359
PUERTO SAN JOSE 13	-15.40	-4.10	-69.403	-13.30	-3.70	-72.180	-9.50	0.30	-183.158
GENOSA 69	*****	-0.20	*****	*****	-0.80	*****	*****	2.10	*****
GENOSA 61	*****	5.30	*****	*****	4.80	*****	*****	7.50	*****
GENOSA 62	*****	3.90	*****	*****	3.40	*****	*****	6.10	*****

Tabla de resultados 9: Variación de ángulo en buses del área de interés del proyecto, época seca 2014.

Fuente: GRESI, Francisco. *Resumen ejecutivo GENOSA*. p. 8.

#### **6.4. Análisis de cortocircuito**

Para todos los escenarios se calcularon las corrientes de cortocircuito trifásico y monofásico en cada uno de los buses de la red. Luego de la comparación de los resultados se pudo apreciar que con la puesta en servicio del proyecto GENOSA existe un incremento porcentual considerable en las corrientes de falla en los nodos cercanos al proyecto, esto es de esperarse, ya que se está sumando a la red una nueva fuente dinámica.

Pero, en general, la puesta en servicio del proyecto no produce corrientes de cortocircuito excesivas que puedan afectar la vida útil de los equipos existentes, por lo que no es necesario su readecuación o reemplazo.

Figura 40. Niveles de cortocircuito trifásico y monofásico 1

NODO	2012, E SECA, MAXIMA			2012, E SECA, MEDIA			2012, E SECA, MINIMA		
	SIN	CON	% DIF.	SIN	CON	% DIF.	SIN	CON	% DIF.
LOS LIRIOS 69	6776.6	7685.1	13.45	4630.2	7027.9	15.34	4054.3	6894.8	17.38
ESCUINTLA 69	14930.4	18722.0	6.33	14232.5	14964.8	5.15	11807.0	12389.8	4.68
ACACIAS 69	1401.5	1407.0	0.39	1396.3	1401.7	0.39	1373.4	1379.3	0.42
CIASA 69	1901.4	1942.0	0.55	1921.2	1931.9	0.56	1877.5	1889.6	0.59
OBISPO 69	3192.0	3221.5	0.92	3165.3	3195.3	0.93	3045.8	3075.8	0.96
PUERTO SAN JOSE 69	2020.1	2940.7	44.85	2016.3	2929.9	48.27	1960.6	2853.2	47.06
PUERTO SAN JOSE 13	3872.7	4381.7	13.14	3862.9	4276.9	13.31	3820.2	4355.8	14.01
GENOSA 69	*****	3364.9	*****	*****	3350.6	*****	*****	3289.6	*****
GENOSA B1	*****	14058.4	*****	*****	14041.0	*****	*****	13965.1	*****
GENOSA B2	*****	12460.8	*****	*****	12444.3	*****	*****	12372.4	*****

Tabla de resultados 43: Variación de corrientes de falla trifásica en buses del área de interés del proyecto, época seca 2012.

NODO	2012, HUMEDA, MAXIMA			2012, HUMEDA, MEDIA			2012, HUMEDA, MINIMA		
	SIN	CON	% DIF.	SIN	CON	% DIF.	SIN	CON	% DIF.
LOS LIRIOS 69	6224.4	7133.0	14.90	4974.4	6947.7	14.62	4399.6	6327.3	17.18
ESCUINTLA 69	12477.0	13267.0	6.33	11906.1	12169.9	6.77	9544.7	10409.3	9.06
ACACIAS 69	1348.8	1357.1	0.62	1337.2	1345.3	0.61	1307.0	1311.4	1.10
CIASA 69	1922.8	1948.7	0.96	1911.2	1926.4	0.84	1755.6	1792.1	1.51
OBISPO 69	2922.9	2973.5	1.38	2877.1	2916.0	1.35	2738.6	2804.0	2.39
PUERTO SAN JOSE 69	1978.0	2901.4	46.68	1962.3	2879.2	47.48	1887.7	2854.2	50.20
PUERTO SAN JOSE 13	3803.6	4364.1	13.94	3813.9	4353.8	14.16	3762.6	4332.8	15.15
GENOSA 69	*****	3313.4	*****	*****	3284.3	*****	*****	3225.8	*****
GENOSA B1	*****	13994.6	*****	*****	13959.4	*****	*****	13904.1	*****
GENOSA B2	*****	12400.4	*****	*****	12388.2	*****	*****	12296.0	*****

Tabla de resultados 44: Variación de corrientes de falla trifásica en buses del área de interés del proyecto, época húmeda 2012.

NODO	2014, E SECA, MAXIMA			2014, E SECA, MEDIA			2014, E SECA, MINIMA		
	SIN	CON	% DIF.	SIN	CON	% DIF.	SIN	CON	% DIF.
LOS LIRIOS 69	6605.6	7526.6	13.93	4491.8	7400.8	14.00	4144.2	6991.5	16.63
ESCUINTLA 69	14087.9	14917.6	5.89	13674.8	14336.5	5.76	12134.6	12651.8	4.26
ACACIAS 69	1394.2	1402.4	0.64	1391.3	1398.1	0.48	1377.8	1382.9	0.37
CIASA 69	1920.6	1992.7	0.43	1912.3	1924.4	0.63	1865.6	1895.4	0.83
OBISPO 69	3161.8	3195.3	1.06	3139.0	3172.5	1.07	3066.6	3093.5	0.87
PUERTO SAN JOSE 69	2013.2	2900.6	45.42	2004.5	2821.7	48.76	1970.2	2890.4	48.71
PUERTO SAN JOSE 13	3861.0	4377.1	13.37	3803.3	4273.3	13.49	3827.4	4358.8	13.86
GENOSA 69	*****	3301.6	*****	*****	3240.0	*****	*****	3248.9	*****
GENOSA B1	*****	14041.2	*****	*****	14026.9	*****	*****	13976.0	*****
GENOSA B2	*****	12444.8	*****	*****	12431.2	*****	*****	12360.8	*****

Tabla de resultados 45: Variación de corrientes de falla trifásica en buses del área de interés del proyecto, época seca 2014.

NODO	2014, HUMEDA, MAXIMA			2014, HUMEDA, MEDIA			2014, HUMEDA, MINIMA		
	SIN	CON	% DIF.	SIN	CON	% DIF.	SIN	CON	% DIF.
LOS LIRIOS 69	5983.5	6899.9	15.32	5805.7	6713.6	15.64	5490.9	6369.4	16.37
ESCUINTLA 69	11926.8	12328.3	7.12	10864.8	11658.2	7.29	9810.7	10580.2	7.84
ACACIAS 69	1338.6	1348.3	0.72	1328.8	1340.2	0.78	1313.0	1323.2	0.93
CIASA 69	1913.3	1931.7	1.01	1917.0	1916.5	1.09	1766.2	1788.7	1.27
OBISPO 69	2861.7	2928.8	1.43	2840.5	2890.1	1.75	2763.7	2819.8	2.01
PUERTO SAN JOSE 69	1983.9	2884.8	47.43	1954.8	2869.4	48.30	1898.6	2841.1	49.64
PUERTO SAN JOSE 13	3814.7	4394.0	14.19	3799.7	4349.1	14.46	3771.3	4325.9	14.87
GENOSA 69	*****	3291.3	*****	*****	3271.5	*****	*****	3254.7	*****
GENOSA B1	*****	13968.1	*****	*****	13941.1	*****	*****	13864.3	*****
GENOSA B2	*****	12375.4	*****	*****	12360.0	*****	*****	12268.7	*****

Tabla de resultados 46: Variación de corrientes de falla trifásica en buses del área de interés del proyecto, época húmeda 2014.

Fuente: GRESI, Francisco. *Resumen ejecutivo GENOSA*. p. 19.

Figura 41. Niveles de cortocircuito trifásico y monofásico 2

NODO	2016, E. SECA, MAXIMA			2016, E. SECA, MEDIA			2016, E. SECA, MINIMA		
	SIN	CON	% DIF.	SIN	CON	% DIF.	SIN	CON	% DIF.
LOS LIRIOS B	825.1	794.3	13.90	851.9	7430.7	14.11	8186.2	7071.8	14.89
ESQUINILA B	14172.9	19008.8	5.90	13863.7	14489.3	6.04	12271.9	12998.7	6.38
ACACIAS B	1384.8	1403.1	0.45	1362.8	1389.1	0.47	1378.8	1389.4	0.55
CIASA B	1821.9	1804.0	0.63	1813.7	1826.4	0.68	1887.3	1811.9	0.77
OBISPO B	3185.4	3184.7	1.05	3143.0	3177.9	1.11	3071.6	3111.0	1.28
PUEBLO SAN JOSE B	2014.9	2922.0	45.37	2906.4	2923.9	45.73	1872.8	2807.5	48.89
PUEBLO SAN JOSE T3	3822.2	4378.0	13.98	3854.8	4374.1	13.48	3628.1	4382.2	13.92
GENOSA B	----	3263.3	----	----	3242.8	----	----	3288.1	----
GENOSA B1	----	14432	----	----	14335	----	----	13947.7	----
GENOSA B2	----	1248.5	----	----	1234.3	----	----	1234.0	----

Tabla de resultados 47: Variación de corrientes de falla trifásica en buses del área de interés del proyecto, época seca 2016.

NODO	2016, HUMEDA, MAXIMA			2016, HUMEDA, MEDIA			2016, HUMEDA, MINIMA		
	SIN	CON	% DIF.	SIN	CON	% DIF.	SIN	CON	% DIF.
LOS LIRIOS B	6003.4	8525.2	15.41	5628.9	6747.4	15.78	5588.0	6418.8	18.54
ESQUINILA B	11569.9	12421.1	7.38	10847.2	11716.1	7.57	9867.4	10674.8	8.18
ACACIAS B	1339.3	1363.4	0.75	1330.9	1341.7	0.81	1313.9	1328.8	0.97
CIASA B	1814.8	1833.8	1.54	1799.1	1818.3	1.12	1787.9	1791.2	1.32
OBISPO B	2855.5	2823.9	1.98	2845.9	2877.1	1.86	2748.1	2828.2	2.10
PUEBLO SAN JOSE B	1855.7	2888.8	47.80	1837.3	2872.2	48.28	1860.7	2843.8	48.82
PUEBLO SAN JOSE T3	3815.9	4367.3	14.19	3801.9	4360.4	14.43	3773.0	4317.2	14.95
GENOSA B	----	3263.8	----	----	3175.1	----	----	3288.1	----
GENOSA B1	----	13482	----	----	13468	----	----	13088.4	----
GENOSA B2	----	12378.5	----	----	12284.1	----	----	12388.8	----

Tabla de resultados 48: Variación de corrientes de falla trifásica en buses del área de interés del proyecto, época húmeda 2016.

NODO	2012, E. SECA, MAXIMA			2012, E. SECA, MEDIA			2012, E. SECA, MINIMA		
	SIN	CON	% DIF.	SIN	CON	% DIF.	SIN	CON	% DIF.
LOS LIRIOS B	4815.8	5386.2	18.67	4472.1	5384.8	18.67	4288.5	5389.9	18.88
ESQUINILA B	16183.1	18836.7	4.58	15838.5	18537.3	4.47	15888.8	14157.9	4.25
ACACIAS B	781.8	783.0	0.15	781.7	781.8	0.15	778.0	777.0	0.14
CIASA B	1085.4	1087.9	0.23	1083.2	1085.7	0.23	1073.7	1078.3	0.24
OBISPO B	1813.8	1821.8	0.41	1807.1	1815.0	0.41	1877.8	1888.1	0.45
PUEBLO SAN JOSE B	1108.8	2855.5	198.19	1104.1	2824.7	198.20	1082.7	2788.8	198.21
PUEBLO SAN JOSE T3	0.0	0.0	0.00	0.0	0.0	0.00	0.0	0.0	0.00
GENOSA B	----	3721.4	----	----	3718.5	----	----	3888.9	----
GENOSA B1	----	3.0	----	----	3.0	----	----	3.0	----
GENOSA B2	----	1.5	----	----	1.5	----	----	1.5	----

Fuente: GRESI, Francisco. *Resumen ejecutivo GENOSA*. p. 19.





## **7. SISTEMA DE TIERRAS**

A continuación se describe el proceso que se utilizó para poder realizar la red de tierras de la subestación eléctrica. Físicamente se partió de esta red de tierras para realizar los anillos de tierra de las instalaciones de la planta.

### **7.1. Realización de la medición de campo para determinar la resistividad eléctrica del suelo (ohmios-metro) en el área de la subestación eléctrica**

Las distintas medidas que se hacen de la puesta a tierra y de la resistividad del terreno tienen por objetivo generar y garantizar un diseño de red Puesta a Tierra (PAT) que sea confiable y seguro, no solo en condiciones normales de funcionamiento, sino también ante cualquier circunstancia que anule el aislamiento de las líneas. El método a utilizar en este caso será el Wenner de cuatro puntas por medio de un telurómetro digital de cuatro electrodos.

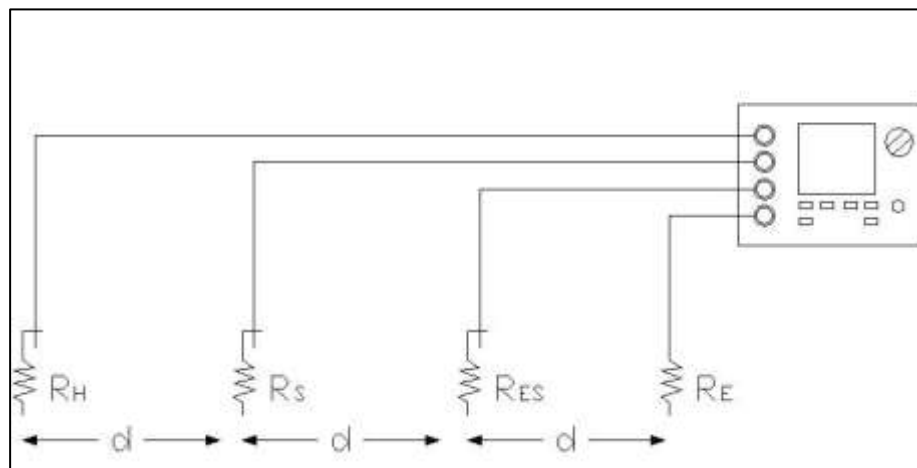
### **7.2. Preparación y recopilación de datos**

En el terreno donde GENOSA instalará una planta de generación de energía eléctrica, fueron realizadas una serie de mediciones para determinar el valor de la resistividad eléctrica del suelo. Dentro del predio se seleccionó un área o sección de 13,5 x 13,5 metros, para realizar las mediciones de resistividad. Esta área es la que está proyectada para el montaje de la subestación eléctrica.

Se ha utilizado el método de Wenner, que en la práctica permite una fórmula de cálculo simplificada. El aparato utilizado se ajustó de la siguiente manera:

- Selección del método: Wenner
- Frecuencia de medida: 126 Hz
- Tensión aplicada: 32 V
- Distancia programada para el cálculo de  $\rho$ : 4,5 m

Figura 42. **Disposición de picas para toma de mediciones**



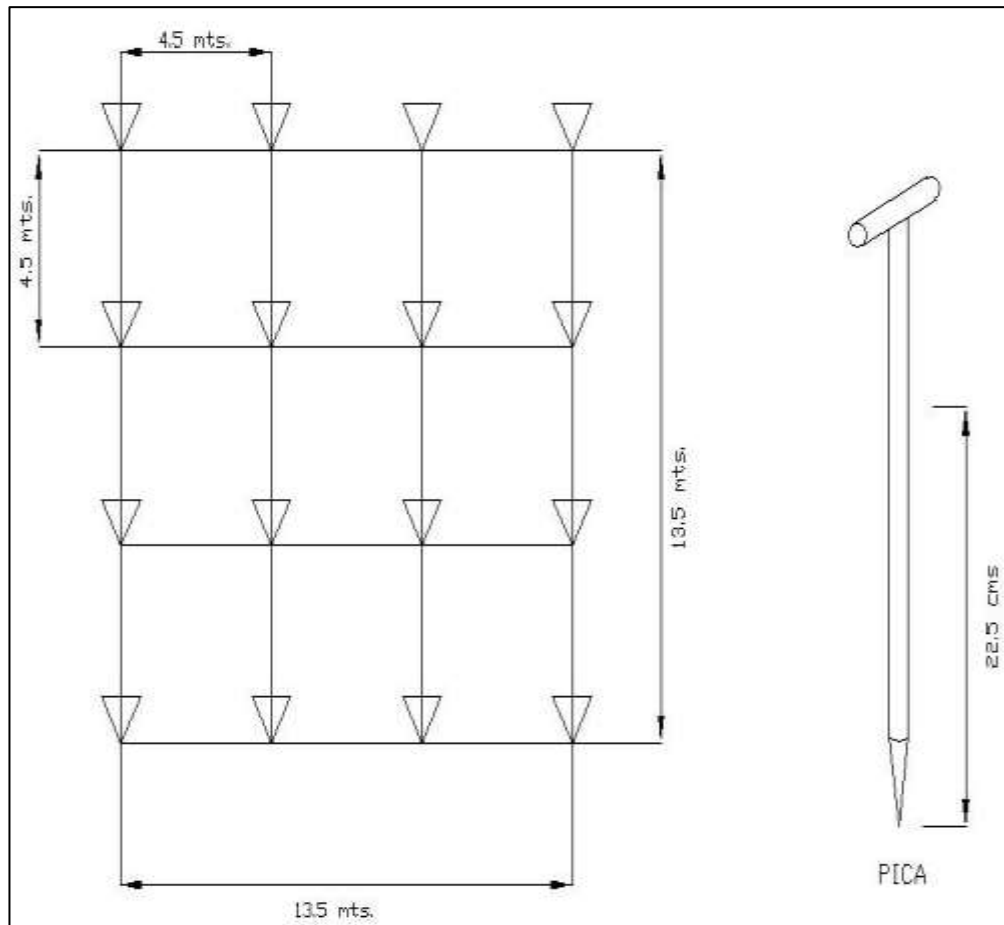
Fuente: QUIROA, Pedro. *Mediciones de resistividad predio GENOSA*. p. 2.

### 7.3. Área de prueba

Después de realizar la inspección del predio, el área de prueba fue reducida a un trozo de tierra de aproximadamente 182,5 m<sup>2</sup>. Asumiendo que se necesita determinar la resistividad a una profundidad de 450 cm, entonces la distancia  $A$  entre los electrodos debe ser equivalente a la profundidad a la que la resistividad promedio va a ser determinada: 4,50 m (450 cm).

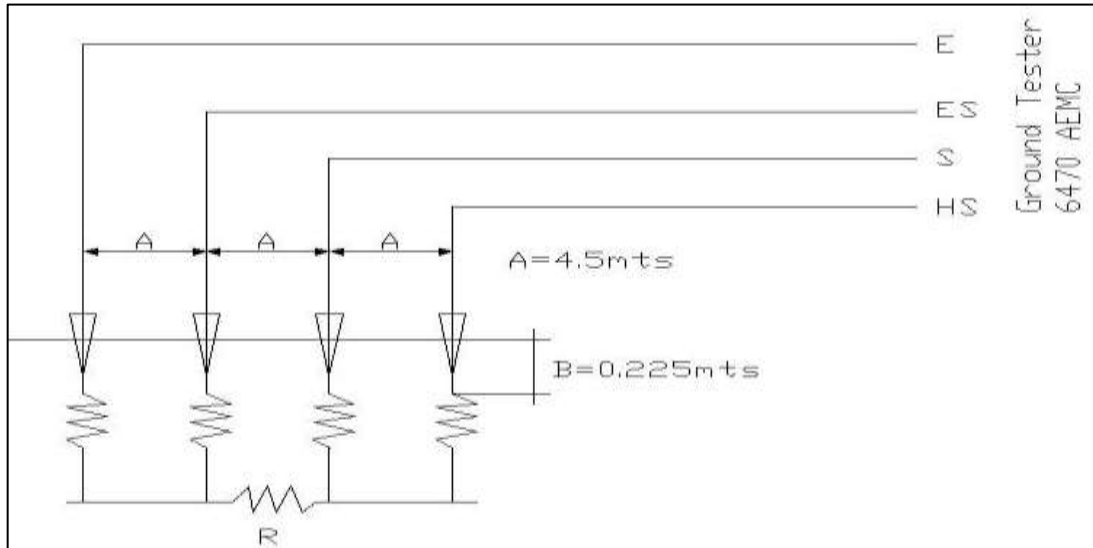
Usando la fórmula Wenner más simplificada ( $\rho = 2\pi ar$ ), la profundidad del electrodo será entonces a una vigésima (1/20) parte del espacio entre electrodos o sea 22,5 cm, quedando el cuadrículado así:

Figura 43. **Área de prueba 1**



Fuente: QUIROA, Pedro. *Mediciones de resistividad predio GENOSA*. p. 3.

Figura 44. Área de prueba 2



Fuente: QUIROA, Pedro. *Mediciones de resistividad predio GENOSA*. p. 3.

Tabla XVII. Características del medidor

Tensión de circuito abierto	16 o 32V rms
Corriente de cortocircuito	>200 mA
Tensión parásita máxima admisible	60 V peak
Sobretensión máxima	250 V rms
Duración de medida	8 segundos (presión corta)
	20 segundos (presión larga)
Resistencia máxima de las sondas H, E, S, ES	100 kΩ

Fuente: QUIROA, Pedro. *Mediciones de resistividad predio GENOSA*. p. 4.

Tabla XVIII. **Medida de resistividad RS-ES**

<b>Campo de medida</b>	<b>0,01Ωa 9,99Ω</b>	<b>10,0Ωa 99,9Ω</b>	<b>100Ωa 999Ω</b>	<b>1kΩa 9,99kΩ</b>	<b>10,0kΩa 99,9kΩ</b>
<b>Resolución</b>	0,01Ω	0,1Ω	1Ω	10Ω	100Ω

Fuente: QUIROA, Pedro. *Mediciones de resistividad predio GENOSA*. p. 4.

$$\rho \text{ w promedio} = 71,45$$

Dado que la temperatura y la humedad afectan a la resistividad, es razonable suponer que en tiempo de sequía la medición promedio va a cambiar.

Debido a lo anterior, se supone que tal variación puede ser hasta 200 % mayor, según el tipo de terreno que hay en el predio. Se utiliza el método condensado de Laurent - Niemann, reconocido por la IEEE:

$$R = \frac{\rho}{4r} + \frac{\rho}{L}$$

Donde:

R: resistencia de la malla a tierra en ohm

$\rho$ : resistencia específica del terreno en ohm/metro

r: radio en metros(área circular equivalente por la malla real de tierra)

L: longitud total de conductores y varillas enterradas

#### 7.4. Desarrollo del cálculo

$$\text{Área} = 750 \text{ m}^2 \text{ (25x30m)}$$

$$\rho = 3,14159$$

$$r = 15,451 \text{ (radio equivalente)}$$

$$\text{Número de varillas enterradas} = 10$$

$$\text{Largo de varillas} = 2134 \text{ m}$$

$$\text{Número de conductores paralelos} = 5$$

$$\text{Longitud de conductores} = 25 \text{ m}$$

$$\text{Número de conductores transversales} = 6$$

$$\text{Longitud de conductores transversales} = 30 \text{ m}$$

Longitud total de conductores:

$$(10)(2134) + (5)(25) + (6)(30) = 326,34 \text{ m}$$

- Temporadas de lluvia:

$$\rho = 70$$

$$\frac{\rho}{4r} = 1,132615$$

$$4r = 61,804$$

$$\frac{\rho}{L} = 0,214499$$

$$L = 326,34$$

$$R = 1,34711 \text{ ohms}$$

- Temporadas de verano o sequía:

$$\rho = 210$$

$$\frac{\rho}{4r} = 3,397845$$

$$4r = 61,804$$

$$\frac{\rho}{L} = 0,643498$$

$$L = 326,34$$

$$R = 4.04134 \text{ ohms}$$

Estos valores se consideran excelentes, ya que están debajo de los 10 ohm que es el requerimiento de TRELEC.

#### **7.4.1. Datos para el cálculo para la red de tierras del edificio, torres de enfriamiento y área de tanques**

- Corriente de carga del secundario del transformador:  
ILL = 1 267,62 A.
- Capacidad del transformador:  
VA = 25 000000
- Multiplicador:  
30
- Voltaje del circuito secundario entre fases del transformador:  
ELL = 11400

- Corriente de cortocircuito:  
 $ICC = ILL \times \text{multiplicador} = (1267,62)(30) = 38028,60 \text{ A}$
- Corriente de falla:  
 38028,60 A
- Tiempo de despeje de la falla:  
 0,25 s
- Temperatura ambiente:  
 40 °C
- Conexión con soldadura exotérmica:  
 Sí
- Resistividad:  
 15  $\Omega\text{-m}$
- Profundidad de la malla:  
 0,8 m
- Longitud lado cuadrícula:  
 11 m
- Rectángulo malla (largo):  
 47,52 m
- Rectángulo malla (ancho):  
 38,45 m



- Número de varillas de cobre:  
4
- Longitud de cada una de las varillas:  
2,44 m
- Conductor preseleccionado (1/0,2/0,4/0):  
36617
- Resistencia gravilla o gap:  
2500  $\Omega$
- Espesor de la gravilla o gap:  
0,1 m

### 7.5. Resultados para la red de tierras del edificio

- Conductor suficiente para la red de tierras:  
2/0

- Longitud total del cable:

$$\left( \left( \left( \frac{47,52}{12} \right) + 1 \right) \times (12) \times \left( \frac{38,45}{12} \right) + \left( \left( \frac{38,45}{12} \right) + 1 \right) \times 12 \times \left( \frac{47,52}{12} \right) \right) = 390,49$$

- Longitud total de las varillas:  
(4)  $\times$  (2,44) = 9,76 m

- Diámetro de conductor escogido:

0,00919 mm

- Resistencia Nieman:

$$(15) \left( \left( \frac{1}{390,5 + 9,76} \right) + \left( \frac{1}{((20)(1\ 296))^{0,5}} \right) \right) \left( 1 + \left( \frac{1}{1 + 0,8 \left( \left( \frac{20}{1\ 296} \right)^{0,5} \right)} \right) \right) \\ = 0,22 \Omega$$

- Tensión de paso permitida:

$$\left( 1\ 000 + 6 \left( 1 - 0,106 \left( \frac{\left( 1 - \frac{15}{2\ 500} \right)}{2 \times 0,1 + 0,106} \right) \right) \right) \times 28 \left( \frac{0,157}{0,25^{0,5}} \right) = 3\ 402,22\ V$$

- Constante KI:

1,34

- Constante KM:

1,07

- Constante KS:

0,24


- Tensión de paso real de la malla:

$$0,24 \left( 1,34 \times 15 \times \left( \frac{38\ 028,6}{(390,5 + (1,15 \times 9,76))} \right) \right) = 450,41\ V$$

## **8. LISTADO DE MATERIALES**


A continuación se presentan las tablas que contienen la cantidad y descripción de los materiales que se utilizarán en la instalación eléctrica para los sistemas de iluminación y fuerza en 120/240 VAC, soportería e instalación eléctrica para los equipos que se alimentaran con tensión en 380 VAC, y para la instalación de los sistemas de tierras.

Figura 45. Listado de materiales de iluminación y fuerza 1

 <b>PROYECTO:</b> GENOSA, POWER PLANT <b>ÁREA:</b> Sala de Máquinas, Talleres, Área de oficinas, Switch Gear Niveles 1, 2 y 3 del Área de equipos auxiliares, Exteriores, Cuarto Separadoras <b>DESCRIPCIÓN:</b> Materiales eléctricos para los circuitos de iluminación y fuerza	
<b>INTEGRACION DE MATERIALES</b>	
<b>ILUMINACIÓN / FUERZA</b>	
CANTIDAD	DESCRIPCIÓN
2866	mts. de cable THHN # 12
1332	mts. de cable THHN # 14
4628	mts. de cable THHN # 8
1606	mts. de cable THHN # 10
73	mts. de cable THHN # 6
23	mts. de cable THHN # 4
73	mts. de cable THHN # 2
146	mts. de cable TSJ 3X12
107	Lámpara tipo parche para ambientes húmedos, balastro electrónico / TB, 2X32W,120VAC
24	Lámpara para empotrar con difusor parabólico, balastro electrónico / TB, 2X32W,120VAC
12	Lámpara tipo campana de 400W, en 240VAC
16	Lamparas tipo cobra con brazo y bulbo de 175W halogeno
33	Tomacorriente polarizado 120VAC Aguila con tapadera de metal
8	Tomacorriente 240VAC
150	Caja octogonal galvanizada con tapadera con agujero
150	Conector de 3/8"
300	Clevo HILTI
30	Fulminante o cartucho HILTI
508	Tubo ducto de 3/4"
823	Union ducto de 3/4"
394	Conector ducto de 3/4"
63	Vuelta ducto de 3/4"
24	Tubo ducto de 1"
48	Union ducto de 1"
6	Conector ducto de 1"
12	Vuelta ducto de 1"
148	Tubo PVC de 3/4"
340	Union PVC de 3/4"
33	Conector PVC de 3/4"
26	Vuelta PVC de 3/4"
46	Cajas rectangulares tipo pesado
214	Tarugo HILTI
214	Tornillo para tarugo HILTI
4	Interruptores 3W Aguila con tapadera de metal
9	Interruptores Aguila de doble polo con tapadera de metal

Fuente: elaboración propia.

Figura 46. Listado de materiales de iluminación y fuerza 2

	<b>PROYECTO:</b> GENOSA, POWER PLANT <b>ÁREA:</b> Sala de máquinas, Talleres, Área de oficinas, Switch Gear Niveles 1, 2 y 3 del Área de equipos auxiliares, Exteriores, Cuarto Separadoras <b>DESCRIPCIÓN:</b> Materiales eléctricos para los circuitos de iluminación y fuerza
	<b>INTEGRACIÓN DE MATERIALES</b>
	<b>ILUMINACIÓN / FUERZA</b>
CANTIDAD	DESCRIPCIÓN
1	Tablero G.E. THQL monofásico de 30 polos
1	Tablero G.E. THQL monofásico de 8 polos
1	tablero G.E. THQL monofásico de 12 polos
3	breaker THQL 1X20 Amp.
2	breaker THQL 1X40 Amp.
4	breaker THQL 2X15 Amp.
3	breaker THQL 2X30 Amp.
8	breaker THQL 2X40 Amp.
1	Tubo Unistrut P-1000 perforado
20	Tuerca Unistrut
20	Arandela de presión
20	Arandela plana
20	Perno hexagonal
20	Tuerca para perno hexagonal

Fuente: elaboración propia.

Figura 47. Listado de materiales de bandejas porta cables y soportería

	<b>PROYECTO:</b> GENOSA POWER PLANT <b>ÁREA:</b> SALA DE MÁQUINAS <b>DESCRIPCIÓN:</b> Materiales para soportería
	<b>SOPORTERÍA</b>
	<b>INTEGRACIÓN</b>
CANTIDAD	DESCRIPCIÓN
65	bandejas de 6"x24"x10"
16	bandejas de 6"x18"x10"
52	bandejas de 6"x12"x10"
92	bandejas de 4"x6"x10"
45	varillas roscadas de 3/8"
90	tarugo expansivo con rosca de 3/8"
78	channel nut without spirng ó CE 25
157	unistrut perforado P-1000
2820	arandelas planas de 3/8"
2820	arandelas de presión de 3/8"
2820	tuercas hexagonales de 3/8"
100	EZT 90
450	EZBN 1/4
450	CE 25
30	FASLOCK XL
130	ED275
750	SWK

Fuente: elaboración propia.

Figura 48. Listado de materiales para instalación de equipos auxiliares

	PROYECTO: GENOSA POWER PLANT
	AREA: EQUIPOS AUXILIARES
	DESCRIPCIÓN: Materiales para alimentación de equipos
<b>INTEGRACION DE MATERIALES</b>	
CANTIDAD	DESCRIPCIÓN
1553	mts de cable TSJ 4X10
515	mts de cable TSJ 4X8
1376	mts de cable THHN # 12
515	mts de cable THHN # 10
330	mts de cable THHN # 8
1923	mts de cable THHN # 6
2474	mts de cable THHN # 4
596	mts de cable THHN # 2
1460	mts de cable THHN # 1/0
75	mts de cable THHN # 3/0
300	mts de cable THHN # 4/0
200	Tubo ducto HG de 3/4"
105	Unión ducto HG de 3/4"
156	Conector ducto HG de 3/4"
126	Vuelta ducto HG de 3/4"
110	Tubo ducto HG de 1"
55	Unión ducto HG de 1"
8	Conector ducto HG de 1"
6	Vuelta ducto HG de 1"
104	Tubo ducto HG de 1 1/2"
52	Unión ducto HG de 1 1/2"
24	Conector ducto HG de 1 1/2"
18	Vuelta ducto HG de 1 1/2"
221	Tubo ducto HG de 1 1/4"
110	Unión ducto HG de 1 1/4"
28	Conector ducto HG de 1 1/4"
21	Vuelta ducto HG de 1 1/4"
210	mts de tubo flexible forrado de 3/4"
126	conector recto de 3/4" para tubo flexible
99	conector curvo de 3/4" para tubo flexible
10	mts de tubo flexible forrado de 1"
6	conector recto de 1" para tubo flexible
6	conector curvo de 1" para tubo flexible
30	mts de tubo flexible forrado de 1 1/2"
18	conector recto de 1 1/2" para tubo flexible
18	conector curvo de 1 1/2" para tubo flexible
35	mts de tubo flexible forrado de 1 1/4"
21	conector recto de 1 1/4" para tubo flexible
21	conector curvo de 1 1/4" para tubo flexible
4137	cinchos plásticos de 8"
401	abrazaderas hangler 3/4"
220	abrazaderas hangler 1"

Fuente: elaboración propia.

Figura 49. Listado de materiales para construcción de red de tierras

	<b>PROYECTO: GENOSA POWER PLANT</b> <b>AREA: EDIFICIO, TORRES DE ENFRIAMIENTO, ÁREA DE TANQUES</b>	
	<b>DESCRIPCIÓN: Materiales para red de tierras</b>	
	<b>INTEGRACIÓN DE MATERIALES</b>	
CANTIDAD	DESCRIPCIÓN	
1	Molde de grafito # 2/0 cable - varilla, conexión GT	
1	Molde de grafito # 2/0 cable - cable, conexión TA	
1	Molde de grafito # 2/0 cable - cable, conexión XA	
50	Discos de metal	
6	Masilla para molde	
30	Carga # 45	
25	Carga # 90	
700	Cable de cobre desnudo # 2/0	
12	Varilla de cobre de 3" x 5/8"	

Fuente: elaboración propia.



## CONCLUSIONES

1. Al momento de diseñar y calcular los sistemas eléctricos se debe conocer muy bien la parte de obra civil, ya que esto define el cálculo de materiales a solicitar.
2. Debido a que los equipos de la Central Termoeléctrica estaban instalados en Taiwán y las características constructivas cambiaron al instalarse en el país, surge la necesidad de hacer una reingeniería total del proyecto.
3. Se partió de la documentación original de todos los sistemas de la Central Termoeléctrica para realizar el cálculo eléctrico de los equipos de 380 VAC y 11,4 kV.
4. En caso que sufra daño algún equipo auxiliar y exista la necesidad de reemplazarlo, la situación se torna un poco complicada, ya que por el nivel de voltaje que se maneja no se consigue repuesto fácilmente en el país.
5. No hubo necesidad de utilizar algún tipo de tratamiento químico en los agujeros donde se instalaron las varillas de cobre, ya que el manto acuífero aparece al excavar aproximadamente a los 2 metros de profundidad, cosa que favorece en el resultado obtenido de la resistividad del terreno.

6. Debido a que el montaje se realizará en una región tropical, es necesario que los ductos sean de hierro galvanizado, y los gabinetes y tableros NEMA 3R.

## RECOMENDACIONES

1. El alcance del diseño no incluyó la instalación de unidades de aire acondicionado en las salas en donde hay paneles eléctricos, por lo que se sugiere instalarlas para evitar que los trabajadores se vean afectados por las altas temperaturas, tanto del medioambiente como por las generadas por los equipos.
2. Considerar el adquirir un transformador para servicios auxiliares que produzca un voltaje en su lado secundario de 440 VAC trifásico o 208 VAC trifásico, ya que, si en algún momento se necesita hacer alguna modificación de un sistema, reemplazar un equipo o por el mismo crecimiento de la termoeléctrica, este deberá ser compatible con los equipos que se consiguen en la región o en el país.
3. Debido a que los pozos de tierras físicas no fueron tratados con químicos, es considerable que se programen mantenimientos para verificar el valor óhmico del sistema y el estado de las varillas de cobre, ya que estas últimas pueden dañarse por la corrosión a causa de la salinidad del suelo.



## BIBLIOGRAFÍA

1. ARRIAGA, Oscar. *Guía para el laboratorio de instalaciones eléctricas*. Trabajo de graduación de Ing. Eléctrica. Universidad de San Carlos de Guatemala, Facultad de Ingeniería, 1999. 282 p.
2. GRESI, Francisco. *Estudio de cortocircuito, resumen ejecutivo GENOSA*. Guatemala: GENOSA, 2010. 50 p.
3. LYNCOLE XPT ATERRAMIENTO. *Prueba de resistencia del suelo*. [en línea]. [www.Lyncle-Latam.com](http://www.Lyncle-Latam.com) [Consulta: 3 de febrero de 2012].
4. NIIGATA ENGINEERING. *Power plant engineering*. Taiwán: Shin Yih Fiber Industrial, 1999. 20 p.
5. QUIROA MÉNDEZ, Pedro. *Mediciones de resistividad predio GENOSA*. Guatemala: GENOSA, 2011. 11 p.

