



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

**ESTUDIO TÉCNICO DE LA RED ELÉCTRICA INTERNA PARA LA APLICACIÓN DE
EFICIENCIA ENERGÉTICA POR MEDIOS FOTOVOLTAICOS EN EL HOSPITAL NACIONAL
NICOLASA CRUZ DE JALAPA**

Luis Enrique Ruano Bonilla
Asesorado por el Ing. José Ángel Muralles García

Guatemala, enero de 2022

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**ESTUDIO TÉCNICO DE LA RED ELÉCTRICA INTERNA PARA LA APLICACIÓN DE
EFICIENCIA ENERGÉTICA POR MEDIOS FOTOVOLTAICOS EN EL HOSPITAL NACIONAL
NICOLASA CRUZ DE JALAPA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

LUIS ENRIQUE RUANO BONILLA

ASESORADO POR EL INGENIERO JOSÉ ÁNGEL MURALLES GARCÍA

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, ENERO DE 2022

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANA	Inga. Aurelia Anabela Cordova Estrada
VOCAL I	Ing. José Francisco Gómez Rivera
VOCAL II	Ing. Mario Renato Escobedo Martínez
VOCAL III	Ing. José Milton de León Bran
VOCAL IV	Br. Kevin Armando Cruz Lorente
VOCAL V	Br. Fernando José Paz González
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
EXAMINADOR	Ing. Sergio Leonel Gómez Bravo
EXAMINADOR	Ing. Gustavo Benigno Orozco Godínez
EXAMINADOR	Ing. Marvin Marino Hernández Fernández
SECRETARIO	Inga. Lesbia Magalí Herrera López

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:

ESTUDIO TÉCNICO DE LA RED ELÉCTRICA INTERNA PARA LA APLICACIÓN DE EFICIENCIA ENERGÉTICA POR MEDIOS FOTOVOLTAICOS EN EL HOSPITAL NACIONAL NICOLASA CRUZ DE JALAPA

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 28 de noviembre de 2019.



Luis Enrique Ruano Bonilla

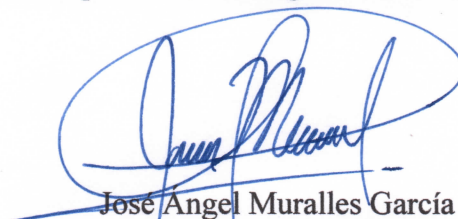
Guatemala, 20 de Julio de 2021

Ingeniero:
Armando Alonso Rivera Carrillo
Directo Escuela
Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Universidad de San Carlos de Guatemala

Estimado Ingeniero Rivera Carrillo:

Por este medio le informo que como asesor del estudiante universitario LUIS ENRIQUE RUANO BONILLA quien se identifica con CUI 2092 77025 2101 y Registro Académico 201020813, hago constar que procedí a revisar el informe final, titulado **“ESTUDIO TÉCNICO DE LA RED ELÉCTRICA INTERNA PARA LA APLICACIÓN DE EFICIENCIA ENERGÉTICA POR MEDIOS FOTOVOLTAICOS EN EL HOSPITAL NACIONAL NICOLASA CRUZ DE JALAPA”**. Después de haber hecho las correcciones pertinentes, doy por aprobado el siguiente trabajo ya que considero que llena los requisitos para el debido seguimiento por parte de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica; en vista de ello, se lo remito y pongo a su consideración.

Agradeciendo su atención a la presente, me es grato suscribirme.



José Ángel Muralles García
Ingeniero Electricista
Colegiado No.14,162
Asesor

José Ángel Muralles García
INGENIERO ELECTRICISTA
Colegiado No. 14,162

Universidad de San Carlos de
Guatemala



Facultad de Ingeniería
Unidad de EPS

Guatemala, 19 de noviembre de 2021.
REF.EPS.DOC.480.11.2021.

Ing. Oscar Argueta Hernández
Director Unidad de EPS
Facultad de Ingeniería
Presente

Estimado Ingeniero Argueta Hernández.

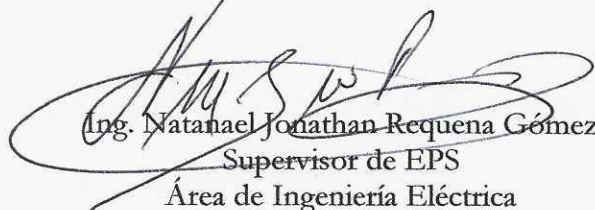
Por este medio atentamente le informo que como Supervisor de la Práctica del Ejercicio Profesional Supervisado (E.P.S.), del estudiante universitario **Luis Enrique Ruano Bonilla** de la Carrera de Ingeniería Eléctrica, Registro Académico No. **201020813** y CUI **2092 77025 2101**, procedí a revisar el informe final, cuyo título es **“ESTUDIO TÉCNICO DE LA RED ELÉCTRICA INTERNA PARA LA APLICACIÓN DE EFICIENCIA ENERGÉTICA POR MEDIOS FOTOVOLTAICOS EN EL HOSPITAL NACIONAL NICOLASA CRUZ DE JALAPA”**.

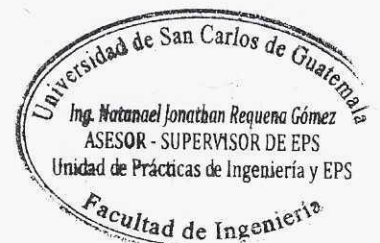
En tal virtud, **LO DOY POR APROBADO**, solicitándole darle el trámite respectivo.

Sin otro particular, me es grato suscribirme.

Atentamente,

“Id y Enseñad a Todos”


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



c.c. Archivo
NJRG/ra

Universidad de San Carlos de
Guatemala



Facultad de Ingeniería
Unidad de EPS

Guatemala 19 de noviembre de 2021.
REF.EPS.D.259.11.2021.

Ing. Armando Alonso Rivera Carrillo
Director Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Presente


Estimado Ingeniero Rivera Carrillo.


Por este medio atentamente le envío el informe final correspondiente a la práctica del Ejercicio Profesional Supervisado, (E.P.S) titulado **"ESTUDIO TÉCNICO DE LA RED ELÉCTRICA INTERNA PARA LA APLICACIÓN DE EFICIENCIA ENERGÉTICA POR MEDIOS FOTOVOLTAICOS EN EL HOSPITAL NACIONAL NICOLASA CRUZ DE JALAPA"** que fue desarrollado por el estudiante universitario, **Luis Enrique Ruano Bonilla**, quien fue debidamente asesorado por el Ing. José Ángel Muralles García 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 Supervisor de EPS, en mi calidad de Director apruebo su contenido solicitándole darle el trámite respectivo.

Sin otro particular, me es grato suscribirme.

Atentamente,
"Id y Enseñad a Todos"


Ing. Oscar Argueta Hernández
Director Unidad de EPS



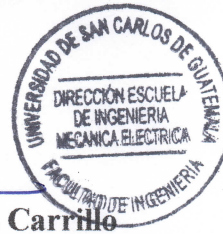
/ra



REF. EIME 179. 2021.

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; LUIS ENRIQUE RUANO BONILLA titulado: ESTUDIO TÉCNICO DE LA RED ELÉCTRICA INTERNA PARA LA APLICACIÓN DE EFICIENCIA ENERGÉTICA POR MEDIOS FOTOVOLTAICOS EN EL HOSPITAL NACIONAL NICOLASA CRUZ DE JALAPA, procede a la autorización del mismo.


Ing. Armando Alonso Rivera Carrillo



GUATEMALA, 29 DE NOVIEMBRE 2,021.

Facultad de Ingeniería

Decanato
24189101-
24189102
secretariadecanato@ingenieria.usac.edu.gt

LNG.DECANATO.OI.062.2022

La Decana de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al Trabajo de Graduación titulado: **ESTUDIO TÉCNICO DE LA RED ELÉCTRICA INTERNA PARA LA APLICACIÓN DE EFICIENCIA ENERGÉTICA POR MEDIOS FOTOVOLTAICOS EN EL HOSPITAL NACIONAL NICOLASA CRUZ DE JALAPA**, presentado por: **Luis Enrique Ruano Bonilla**, después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:



Inga. Aurelia Anabela Cordova

Decana

Guatemala, enero de 2022

AACE/gaoc

ACTO QUE DEDICO A:

Mis padres

Carlos Enrique Ruano Castañaza (q. e. p. d.), y Luz Carolina Bonilla Marroquín, que con su sacrificio y apoyo incondicional he podido alcanzar esta meta, las palabras y acciones nunca serán suficientes para agradecerles.

Mi esposa

Dulce María Quiroa Morales, por el amor y apoyo incondicional que me dio no solamente durante el transcurso de la carrera cuando aún era mi novia, sino que ahora lo sigue haciendo como mi acompañante de vida.

AGRADECIMIENTOS A:

Mis padres	Por asistirme a lo larga de mi vida y haberme brindado el privilegio de la educación.
Mi esposa	Por el amor y apoyo incondicional durante el transcurso del camino hasta alcanzar este objetivo.
Mis hermanos	Carlos Francisco y Sergio Alejandro Ruano Bonilla, por ser ejemplo y apoyo en todo momento.
Mi familia	Por las muestras de apoyo brindadas durante el camino hacia mi formación profesional.
Universidad de San Carlos de Guatemala	Por ser la casa de estudios donde tuve la oportunidad de formarme como profesional.
Hospital Nacional Nicolasa Cruz de Jalapa	Por abrirme las puertas y brindar el apoyo para la ejecución de este proyecto.
Mi asesor	Por ser parte importante en la elaboración de este trabajo.

**Compañeros de la
Facultad de Ingeniería**

Por su apoyo en todo momento durante la
estadía en las aulas y fuera de ellas.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	IX
LISTA DE SÍMBOLOS	XV
GLOSARIO	XVII
RESUMEN	XXI
OBJETIVOS.....	XXV
INTRODUCCIÓN	XXVII
1. GENERALIDADES DE LA INSTITUCIÓN.....	1
1.1. Historia	1
1.2. Misión	1
1.3. Visión.....	2
1.4. Organigrama.....	2
1.5. Áreas de atención a usuarios	3
1.6. Historial de consumo de energía eléctrica en el hospital.....	3
2. MARCO TEÓRICO.....	7
2.1. Parámetros eléctricos.....	7
2.1.1. Voltaje.....	7
2.1.2. Corriente eléctrica.....	7
2.1.3. Energía eléctrica	7
2.1.4. Potencia eléctrica	8
2.1.4.1. Potencia activa	8
2.1.4.2. Potencia reactiva	8
2.1.4.3. Potencia aparente.....	8
2.1.5. Factor de potencia	9

2.1.6.	Frecuencia eléctrica	9
2.2.	Generalidades de las instalaciones eléctricas.....	10
2.2.1.	Acometida eléctrica	10
2.2.2.	Tipos de instalaciones eléctricas.....	11
2.2.3.	Tipos de cargas.....	12
2.3.	Elementos principales que componen una instalación eléctrica de baja tensión.....	12
2.3.1.	Elementos de protección eléctrica.....	13
2.3.2.	Alimentadores	13
2.3.3.	Centros de carga.....	13
2.3.4.	Tubería de conductores eléctricos	14
2.4.	Conductores eléctricos.....	14
2.4.1.	Material de los conductores.....	15
2.4.2.	Calibre de conductores eléctricos	16
2.4.3.	Aislamiento del conductor eléctrico	17
2.4.4.	Ampacidad	18
2.4.5.	Selección de conductor eléctrico.....	20
2.4.6.	Selección del conductor de puesta a tierra.....	20
2.5.	Parámetros de una instalación eléctrica.....	20
2.6.	Estimación de cargas.....	21
2.6.1.	Demanda.....	21
2.6.2.	Demanda máxima	22
2.6.3.	Factores que caracterizan la demanda	22
2.7.	Sistemas trifásicos	22
2.7.1.	Conexión Estrella (Y) - Delta (Δ)	23
2.7.2.	Conexión Delta (Δ) - Estrella (Y)	24
2.8.	Transformadores eléctricos.....	25
2.8.1.	Transformador tipo <i>Pad Mounted</i>	25
2.9.	Diagrama unifilar	26

2.10.	Aplicaciones del NEC para instalaciones eléctricas de hospitales	26
2.10.1.	Ramal vital.....	30
2.10.2.	Ramal crítico.....	30
2.10.3.	Ramal de equipos generales	31
2.11.	Protecciones eléctricas.....	32
2.11.1.	Sistema de puesta a tierra.....	32
2.11.1.1.	Resistividad del suelo	33
2.11.1.2.	Mejoramiento de la resistencia a tierra	34
2.11.1.3.	Puesta a tierra	35
2.11.1.4.	Conductores de puesta a tierra.....	35
2.11.1.5.	Tipos de sistema de puesta a tierra	36
2.11.1.6.	Tomacorrientes polarizados para uso general.....	37
2.11.2.	Sistema de pararrayos.....	38
2.11.2.1.	Pararrayos	39
2.11.2.2.	Tipos de pararrayos.....	40
2.11.2.2.1.	Punta Franklin	40
2.11.2.2.2.	Dispositivo de cebado ..	41
2.11.2.2.3.	Hilos armados.....	41
2.11.3.	Supresor de picos.....	42
2.11.4.	Protección contra sobrecarga y cortocircuito	43
2.11.4.1.	Sobrecarga	43
2.11.4.2.	Cortocircuito.....	43
2.11.4.3.	Fusible	44
2.11.4.4.	Interruptor termomagnético.....	44
2.11.4.5.	Interruptor principal de la instalación ...	45

2.11.4.6.	Interruptores secundarios de la instalación	45
2.12.	Análisis de la calidad de energía eléctrica	46
2.12.1.	Calidad de energía	46
2.12.1.1.	Calidad de potencia eléctrica	46
2.12.1.2.	Regulación de tensión.....	47
2.12.1.3.	Desbalance de voltaje	47
2.12.1.4.	Desbalance de corriente.....	47
2.12.2.	Disturbios eléctricos	48
2.12.2.1.	Armónicos	48
2.12.2.2.	<i>Flicker</i>	49
2.12.2.3.	Factor K.....	49
2.12.2.4.	Interrupción en el servicio.....	49
2.13.	Eficiencia energética	49
2.14.	Sistema fotovoltaico	52
2.14.1.	Paneles solares.....	52
2.14.2.	Inversor	53
2.14.3.	Tipos de sistemas fotovoltaicos.....	53
2.14.3.1.	Autónomos	53
2.14.3.2.	Interactivos con una red de distribución	54
2.14.4.	Medidor bidireccional	54
3.	MARCO METODOLÓGICO	57
3.1.	Diagnóstico de la instalación eléctrica actual	57
3.1.1.	Termografía infrarroja.....	57
3.1.2.	Medición del valor actual de resistencia a tierra.....	62
3.1.3.	Selección de conductor	63

3.1.3.1.	Cálculo de conductores eléctricos por método de corriente.....	63
3.1.3.2.	Cálculo de conductores eléctricos por caída de tensión	65
3.1.3.3.	Selección de conductor de puesta a tierra	67
3.1.4.	Cargabilidad.....	69
3.1.4.1.	Porcentaje de uso del transformador...	70
3.1.4.2.	Porcentaje del uso de las barras del tablero principal	71
3.1.4.3.	Porcentaje del uso de la acometida.....	71
3.1.5.	Cálculo de corriente de cortocircuito en la acometida	72
3.2.	Sistema de puesta a tierra.....	73
3.2.1.	Medición de resistividad del suelo	74
3.2.2.	Diseño del sistema de puesta a tierra.....	75
3.3.	Sistema de pararrayos.....	78
3.4.	Mediciones de la calidad de energía eléctrica	82
3.4.1.	Normas referentes a la calidad de energía	83
3.4.1.1.	IEC 61000-4-30	83
3.4.1.2.	IEEE 1159.....	84
3.4.1.3.	IEEE 519	84
3.4.1.4.	Normas técnicas del servicio de distribución (NTSD)	85
3.4.2.	Instrumentos utilizados para medir la calidad de energía	86
3.4.2.1.	Analizador de redes Dranetz HDPQ Guide	86

3.4.2.2.	Software para analizar redes Dran-View 7.....	88
3.4.3.	Parámetros que analizar	89
3.4.3.1.	Regulación de voltaje	89
3.4.3.2.	Desbalance de voltaje	90
3.4.3.3.	Desbalance de corriente.....	91
3.4.3.4.	Factor de potencia.....	91
3.4.3.5.	Distorsión armónica del voltaje.....	92
3.4.3.6.	Distorsión armónica de la corriente	93
3.4.3.7.	<i>Flicker</i>	94
3.4.4.	Factor K de transformador.....	95
3.5.	Diseño de sistema fotovoltaico.....	96
3.5.1.	Norma NTGDR.....	96
3.5.2.	Cálculos de paneles	98
4.	ANÁLISIS DE DATOS.....	103
4.1.	Estado actual de la instalación eléctrica del hospital	103
4.1.1.	Diagrama Unifilar.....	106
4.1.2.	Termografías	108
4.1.3.	Resistencia a tierra.....	109
4.1.4.	Calibre de conductor	111
4.1.5.	Corriente de cortocircuito	117
4.1.6.	Cargabilidad	118
4.1.7.	Aplicaciones del NEC 517,30	118
4.2.	Medición de parámetros eléctricos.....	119
4.2.1.	Voltaje	121
4.2.1.1.	Regulación de voltaje	121
4.2.1.2.	Desbalance de voltaje	123
4.2.2.	Corriente.....	124

4.2.2.1.	Desbalance de corriente.....	126
4.2.3.	Perfil de potencia.....	127
4.2.3.1.	Factor de potencia.....	128
4.2.4.	Armónicos.....	128
4.2.4.1.	Armónico de voltaje.....	129
4.2.4.2.	Armónico de corriente.....	130
4.2.4.3.	Factor K.....	132
4.2.5.	<i>Flicker</i>	133
4.2.6.	Frecuencia.....	134
4.2.7.	Consumo de energía.....	135
5.	PROPUESTAS DE MEJORA.....	137
5.1.	Cambio de potencia contratada.....	137
5.2.	Sistema de puesta a tierra.....	139
5.2.1.	Resistividad del suelo.....	139
5.2.2.	Propuesta del sistema de puesta a tierra.....	140
5.3.	Sistema de pararrayos.....	143
5.4.	Sistema fotovoltaico.....	147
5.4.1.	Propuesta para suplir el 20 % del consumo de la instalación.....	148
5.4.2.	Propuesta para suplir el 40 % del consumo de la instalación.....	150
5.5.	Filtro de armónicos.....	151
6.	EVALUACIÓN ECONÓMICA.....	155
6.1.	Costo del sistema de puesta a tierra.....	155
6.2.	Costo del sistema de pararrayos.....	156
6.3.	Costo de la instalación de paneles solares.....	157
6.3.1.	Costo de la energía ahorrada.....	159

CONCLUSIONES..... 163
RECOMENDACIONES 165
BIBLIOGRAFÍA..... 167
APÉNDICES..... 171

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Organigrama Hospital Nacional Nicolasa Cruz	2
2.	Historial de consumo de energía del Hospital Nacional Nicolasa Cruz.....	5
3.	Historial de potencia por mes, Hospital Nacional Nicolasa Cruz.....	5
4.	Conductancias de diferentes metales	15
5.	Categoría del sistema eléctrico esencial por riesgo	27
6.	Categoría del sistema eléctrico esencial por tipo	28
7.	Sistema eléctrico esencial tipo 1	29
8.	Cámara termográfica Thermal Expert TE-Q1	59
9.	Especificaciones de la cámara Thermal Expert TE-Q1	60
10.	Resolución de cámaras termográficas	60
11.	Modo de operación de la cámara termográfica	61
12.	Diagrama de medición de resistencia a tierra con Fluke 1630.....	62
13.	Diagrama de conexión de los electrodos al medidor DY5500.....	75
14.	Radio de protección contra el rayo con dispositivo de cebado.....	81
15.	Diámetro de protección contra el rayo con dispositivo de cebado	82
16.	Dranetz HDPQ Guide.....	87
17.	Conexión de Dranetz HDPQ Guide, trifásico estrella 4 hilos.....	88
18.	Placa de transformador, Hospital Nacional Nicolasa Cruz	103
19.	Supresor de sobretensiones de voltaje transitorio, Hospital Nacional Nicolasa Cruz.....	104
20.	Tablero de distribución principal, Hospital Nacional Nicolasa Cruz....	106

21.	Diagrama unifilar de acometida y tablero principal, Hospital Nacional Nicolasa Cruz.....	107
22.	Termografía en bornes secundarios del transformador	108
23.	Medición de resistencia a tierra del transformador	110
24.	Requisitos para interruptor de transferencia	119
25.	Configuración Drantez HDPQ, Hospital Nicolasa Cruz.....	120
26.	Conexión de Dranetz HDPQ Guide al punto de medición	120
27.	Voltaje fase a neutro	122
28.	Voltaje entre fases	122
29.	Regulación de voltaje fase a neutro NTSD	123
30.	Desbalance de voltaje NTSD	124
31.	Corriente en cada fase.....	125
32.	Corriente en el neutro	125
33.	Desbalance de corriente	126
34.	Perfil de potencia	127
35.	Factor de potencia	128
36.	Distorsión armónica total de voltaje	129
37.	Histograma de distorsión armónica de voltaje	130
38.	Distorsión armónica total de corriente.....	131
39.	Histograma de distorsión armónica de corriente.....	132
40.	Factor K	133
41.	<i>Flicker</i> generado por el usuario	134
42.	Frecuencia.....	134
43.	Consumo de energía	135
44.	Medición de resistividad del suelo, Hospital Nacional Nicolasa Cruz	139
45.	Resultado de la medición de resistividad del suelo.....	140
46.	Malla rectangular para el sistema de puesta a tierra	141
47.	Malla triangular para el sistema de puesta a tierra del pararrayos	143

48.	Pararrayos Active 2D® 60.....	145
49.	Radios de protección a diferentes alturas para cada nivel de protección, pararrayos Active 2D®.....	146
50.	Radio de protección de pararrayos Active 2D® 60 a una altura de 5 metros	147
51.	Rendimiento de sistema fotovoltaico con 75 paneles de 330W	149
52.	Rendimiento de sistema fotovoltaico con 150 paneles de 330W	151
53.	Corriente de filtro activo de armónicos	152
54.	Filtro activo Circuitor AFQm 30	153

TABLAS

I.	Historial de consumo de energía del Hospital Nacional Nicolasa Cruz.....	4
II.	Área transversal de conductores eléctricos según su calibre.....	17
III.	Clasificación de conductores y características de los aislamientos	18
IV.	Ampacidad de conductores según calibre, aislante y máxima temperatura ambiente	19
V.	Factor de corrección por número de conductores en tubería.....	64
VI.	Factor de corrección por temperatura ambiente superior a 30°C.....	64
VII.	Calibre mínimo de conductor de tierra según amperios de consumo.....	68
VIII.	Calibre de conductor de tierra según conductor de la acometida	69
IX.	Tolerancia admisible de regulación de tensión, NTSD.....	89
X.	Tolerancia para el desbalance de tensión, NTSD	90
XI.	Tolerancia para la distorsión armónica de tensión	93
XII.	Tolerancia para la distorsión armónica de corriente.....	94
XIII.	Tolerancias para <i>flicker</i> generado por el usuario	95

XIV.	Cuadro de cargas del tablero principal, Hospital Nacional Nicolasa Cruz	105
XV.	Datos de temperatura de las termografías, Hospital Nacional Nicolasa Cruz.....	109
XVI.	Datos de resistencia a tierra, Hospital Nacional Nicolasa Cruz	111
XVII.	Datos para selección de conductor, método por corriente.....	112
XVIII.	Recomendación de conductor, método por corriente	113
XIX.	Datos para selección de conductor, método por caída de tensión	114
XX.	Recomendación de conductor, método por caída de tensión	115
XXI.	Calibre de conductor adecuado para acometida y ramales	116
XXII.	Corriente de cortocircuito en secundario del transformador	117
XXIII.	Porcentaje de uso de transformador, barras y acometida	118
XXIV.	Comparación de costos de potencia contratada.....	138
XXV.	Datos utilizados para el cálculo de resistencia del sistema de puesta a tierra.....	142
XXVI.	Datos utilizados para el cálculo de resistencia del sistema de puesta a tierra del pararrayos.....	144
XXVII.	Radios de protección a diferentes alturas para cada nivel de protección	146
XXVIII.	Características de filtro activo Circuitor AFQm 30	153
XXIX.	Costos del sistema de puesta a tierra de la instalación del hospital	155
XXX.	Costos del sistema de puesta a tierra del pararrayos	156
XXXI.	Costos del pararrayos.....	157
XXXII.	Costos de paneles solares para el 20 % de la energía diaria	158
XXXIII.	Costos de paneles solares para el 40 % de la energía diaria	158
XXXIV.	Ahorro por energía generada con paneles solares para el 20 % de la demanda diaria	159

XXXV.	Ahorro por energía generada con paneles solares para el 40 % de la demanda diaria	160
XXXVI.	Evaluación económica sobre la instalación de paneles solares	162

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
°	Grados
%	Porcentaje
Q	Quetzales
kWh/día	Razón de consumo de energía de mil vatios hora por día.
kWh/m ²	Razón de energía por metro cuadrado derivada de la radiación solar.
W/m ²	Razón de potencia eléctrica por metro cuadrado
BTDfp	Tarifa del servicio de energía eléctrica, baja tensión con demanda fuera de punta.
Wh	Unidad de energía eléctrica en vatios hora
kWh	Unidad de energía eléctrica equivalente a mil vatios hora.
Hz	Unidad de frecuencia eléctrica en Hertz
A	Unidad de intensidad de corriente eléctrica en amperios.
kA	Unidad de intensidad de corriente eléctrica equivalente a mil amperios.
m ²	Unidad de medida de área en metros cuadrados
m	Unidad de medida de longitud en metros
Ω	Unidad de medida de resistencia eléctrica en ohms
GΩ	Unidad de medida de resistencia eléctrica equivalente a un millón de ohms.

$\Omega \cdot m$	Unidad de medida de resistividad eléctrica en ohms metro.
$^{\circ}C$	Unidad de medida de temperatura en grados Celsius
h	Unidad de medida de tiempo en horas
W	Unidad de potencia eléctrica en vatios
VA	Unidad de potencia eléctrica en voltamperios
kW	Unidad de potencia eléctrica equivalente a mil vatios
kW-Mes	Unidad de potencia eléctrica equivalente a mil vatios al mes.
kVA	Unidad de potencia eléctrica equivalente a mil voltamperios.
kVAR	Unidad de potencia reactiva que equivale a mil voltamperios reactivos.
$\Omega \cdot mm^2/m$	Unidad de resistividad eléctrica de un conductor eléctrico en ohms milímetro cuadrado por cada metro.
V	Unidad de tensión o voltaje eléctrico en voltios
kV	Unidad de tensión o voltaje eléctrico equivalente a mil voltios.
pu	Valor por unidad, relación entre un valor real y un valor base de referencia de la misma unidad.

GLOSARIO

AWG	Acrónimo del inglés <i>American Wire Gauge</i> / calibre de alambre estadounidense.
Baja tensión	Cualquier suministro de energía eléctrica con voltaje menor a 1 000 voltios.
Cámara termográfica	Cámara capaz de registrar la emisión de radiación infrarroja de los objetos, mostrándola como una imagen térmica.
Carga	Cualquier dispositivo o equipo que consume energía eléctrica para su funcionamiento.
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
Consumo	Cantidad de energía eléctrica utilizada en una instalación eléctrica durante un tiempo determinado.
Diagrama Unifilar	Representación gráfica sencilla de los distintos elementos que componen una instalación eléctrica.
Distribuidora	Empresa del sector eléctrico que se dedica a proveer el servicio de energía eléctrica a los usuarios finales en una región determinada.

Electrodo	Varilla metálica diseñada especialmente para enterrarla en el suelo y servir como dispersor del flujo de corriente hacia el suelo.
EU PVGIS	Acrónimo del inglés <i>European Union Photovoltaic Geographical Information System</i> / Sistema de Información Geográfica Fotovoltaica de la Unión Europea.
IEC	Acrónimo del inglés <i>International Electrotechnical Commission</i> / Comisión Electrotécnica Internacional.
IEEE	Acrónimo del inglés <i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i> / Instituto de Ingeniería Eléctrica y Electrónica.
INSIVUMEH	Instituto Nacional de Sismología, Vulcanología, Meteorología e Hidrología.
Interruptor	Dispositivo con poder de corte, destinado a proteger y con capacidad de efectuar apertura y cierre de un circuito eléctrico.
ISO	Acrónimo del inglés <i>International Organization for Standardization</i> / Organización Internacional de Normalización.
IVA	Impuesto al valor agregado.

Método Schwarz	Método empleado para calcular la resistencia de un sistema de puesta a tierra compuesto por varillas y cable desnudo, el cual consiste en calcular la resistencia independiente entre varillas y conductores para encontrar un valor de resistencia general.
NEC	Acrónimo del inglés <i>National Electrical Code</i> / Código Eléctrico Nacional.
NF	Acrónimo del francés <i>Norme Française</i> / Norma Francesa.
NTSD	Normas Técnicas del Servicio de Distribución.
PDC	Pararrayos con dispositivo de cebado.
Potencia pico	Potencia eléctrica máxima que se puede generar en un panel fotovoltaico bajo condiciones estándares (irradiación 1 000 W/m ² y temperatura 25 °C).
PRI	Periodo de recuperación de la inversión.
Radiación solar	Energía procedente del sol en forma de onda electromagnética.
Red eléctrica	Interconexión de dispositivos que permiten llevar la energía desde una fuente hasta el punto de utilización de esta.

SPT	Sistema de puesta a tierra.
Termografía	Procedimiento empleado para obtener información sobre la temperatura de un objeto a distancia, sin tener contacto con este.
THD	Acrónimo del inglés <i>Total Harmonic Distortion</i> / distorsión armónica total.
TIR	Tasa interna de retorno.
Transformador	Dispositivo eléctrico que permite aumentar o disminuir la tensión en un circuito eléctrico.
VPN	Valor presente neto.

RESUMEN

El presente trabajo de graduación contiene la información de lo desarrollado durante el estudio técnico realizado a la red eléctrica interna del Hospital Nacional Nicolasa Cruz de Jalapa, que ayudó a conocer el estado actual de esta, evidenciando carencia en las protecciones eléctricas como lo es la ausencia de un sistema de puesta a tierra y de pararrayos.

Se realiza una propuesta de cantidad de paneles solares que pueden contribuir con la eficiencia energética y disminuir el costo de operación de la instalación eléctrica. Otro punto importante que se detecto es una potencia contratada inadecuada, debido a que supera en 600 % el promedio de lo que demanda la instalación. Por lo tanto, la propuesta de instalación de paneles solares y el cambio de potencia contratada representará en un ahorro energético y económico que favorecerá a la institución.

La estructura del informe está dividida en cinco capítulos entre los cuales se contemplan las generalidades de la institución. El marco teórico que expone la terminología y conceptos generales relacionados a los elementos más comunes que constituyen una instalación eléctrica. El marco metodológico que expone los equipos, procedimientos y normativas utilizadas para realizar cada una de las mediciones, así como los cálculos utilizados. El análisis de datos donde se exponen cada una de las gráficas de las mediciones y los resultados de los cálculos, realizando una interpretación de cada uno de ellos. La evaluación económica donde se exponen los costos de cada una de las propuestas, así como la comparativa del ahorro que podría conseguirse con las propuestas.

Se mencionan las generalidades de la institución, como su historia, estructura organizacional y las áreas de atención a usuarios que posee. Se revisa el historial de consumo energético de la institución para un periodo de 14 meses, esto ayuda a establecer el tipo de tarifa que posee, puesto que en la facturación no lo indica.

Realizando un levantamiento para conocer el estado actual de la red eléctrica y las cargas instaladas en esta, es posible realizar los diagramas unifilares, tanto del tablero principal, así como los tableros secundarios. Al tener el diagrama unifilar y haber realizado la inspección visual en la instalación se identifica el punto donde se realizará la termografía, siendo los bornes secundarios del transformador el punto de mayor importancia.

Se realiza una propuesta para un sistema de puesta a tierra, para lo que primero fue necesario realizar medición de la resistividad del suelo y por medio del método de Schwarz se calcula la resistencia del sistema propuesto, determinando al final si cumple o no con el valor de resistencia establecido en la normativa.

De igual forma se realiza propuesta para el sistema de pararrayos, determinando por medio del método Schwarz si se cumple con la resistencia a tierra requerida, así como comparando si el radio de protección para la propuesta del pararrayos logra cubrir la zona que se pretende proteger.

Se realiza medición de la calidad de energía, para esto se instala un equipo analizador de redes en los bornes secundarios del transformador que alimenta la instalación durante un lapso de 11 días.

Luego de obtener las mediciones se grafican y analizan los resultados de las variables eléctricas que son de utilidad para este estudio.

Conociendo el historial de consumo de la instalación se realizan dos propuestas para la instalación de paneles solares que ayudaran a reducir el consumo de energía de la red de distribución, siendo estas propuestas para suplir el 20 % y 40 % del consumo diario de energía en la instalación.

OBJETIVOS

General

Elaborar un estudio técnico general de la instalación eléctrica interna del Hospital Nacional Nicolasa Cruz, y en base a ese estudio proponer mejoras que contribuyan a un ahorro energético y económico.

Específicos

1. Realizar inspección a las instalaciones, para levantamiento de equipos que servirá para elaborar el diagrama unifilar sobre el tablero principal de la instalación eléctrica del Hospital, así como medición de puntos calientes, para identificar fuentes de problemas que pueden llegar a repercutir en fallas dentro de la instalación y proponer mejoras para garantizar una segura operación de esta.
2. Realizar verificación y mediciones en la instalación del Hospital para determinar si el sistema de puesta a tierra cumple con los parámetros establecidos por la normativa y de no existir sistema de puesta a tierra, realizar una propuesta del sistema de puesta a tierra, así como la propuesta de un sistema de pararrayos.
3. Realizar las mediciones de calidad de potencia eléctrica para identificar las variables eléctricas que se encuentren fuera de los límites permisibles por las normativas de referencia.

4. Realizar estudio técnico-económico de la viabilidad de instalación de paneles solares en la red eléctrica del Hospital, esto derivado de los resultados obtenidos de las mediciones.

INTRODUCCIÓN

La necesidad de un estudio de este tipo surge debido a que el Hospital en sus inicios fue diseñado eléctricamente para satisfacer las necesidades de la época, pero con el paso de los años ha sufrido modificaciones considerables para adecuar las instalaciones a las necesidades actuales, tales modificaciones se han realizado de manera desordenada y sin el control necesario, sumado al hecho de que la instalación es antigua, esto podría contener carencias y puntos de riesgo para la instalación y para todas las personas que laboran y utilizan el Hospital. Por lo tanto, es necesario realizar un estudio técnico eléctrico para proponer puntos de mejora, que no solo servirán para uso eficiente de la energía, sino también como protección de la misma instalación y personal que rodea la instalación y sus equipos.

El alcance de este proyecto es analizar el estado del alimentador principal, tablero principal y sistema de puesta a tierra en la instalación; así como el sistema de pararrayos con el cual debe contar la instalación. Dicho análisis es necesario realizarlo por medio de inspección visual, así como mediciones con equipo especial para cada propósito como es la cámara termográfica, el analizador de redes y el equipo para medir la resistividad del suelo. De igual forma analizando el historial de consumo de la instalación realizar una propuesta de instalación de paneles solares.

El Hospital Nacional Nicolasa Cruz es la única área de Salud Pública que existe en el Municipio de Jalapa, cabecera Departamental de Jalapa. Diariamente atiende a muchos niños, mujeres embarazadas y personas en general, el estado óptimo de la instalación eléctrica es necesario para que se garantice su correcto

funcionamiento, para ejecutar sus labores diarias y que no se interrumpa el servicio que se presta a la población, debido a que dicho servicio es indispensable para el municipio en general.

Con un estudio de este tipo el principal beneficio que se espera obtener es el económico, en términos de ahorro, puesto que el mantener una instalación eléctrica operando bajo las condiciones correctas puede reducir costos de operación de los equipos y prolongar la vida útil de los mismo, además de prevenir problemas en la instalación que puedan convertirse en puntos de riesgo que pongan en peligro la integridad de las personas y la propia instalación.

1. GENERALIDADES DE LA INSTITUCIÓN

1.1. Historia

El Hospital Nacional Nicolasa Cruz de Jalapa, es de segunda categoría, se fundó en año 1918 por iniciativa de la señora Nicolasa Cruz y el sacerdote José Ciriaco Arteaga, quienes apoyaron donado el terreno y ayudando a la construcción de las primeras salas de este, respectivamente.

El presidente de la República de Guatemala, en ese entonces era José Rafael Carrera, quien gestiona la construcción y equipamiento del hospital. Posteriormente se construyó un nuevo edificio en 1972, durante el gobierno del General Carlos Manuel Arana Osorio, el cual fue realizado por Obras Públicas e inaugurado por el Dr. Silvano Antonio Carías Recinos, quien se destacó por su labor profesional en beneficio de la población jalapaneca.

El Hospital Nacional Nicolasa Cruz de Jalapa, está constituido de conformidad al artículo 72 tipos de establecimiento, del capítulo IV Red de Establecimiento del Sistema Integral de Atención en Salud, Acuerdo Gubernativo No. 115-99, Reglamento Orgánico Interno de Ministerio de Salud Pública y Asistencia Social, de fecha 24 de febrero de 1999.¹

1.2. Misión

“Prestar los servicios médicos, técnicos y administrativos con calidad, teniendo como patrón fundamental a la población que requiere de nuestros servicios, con alto grado de humanismo, comprensión, trabajando en equipo y ante todo con sensibilidad y responsabilidad”.²

¹ AGUIRRE VÁSQUEZ, Mario René. *Análisis del sistema de colas, propuesta de contratación del personal necesario y calibración del equipo de diagnóstico para el cumplimiento de las labores en el área de servicios médicos directos, Hospital Nacional Nicolasa Cruz de Jalapa.* p. 1.

² *Ibíd.* p. 2.

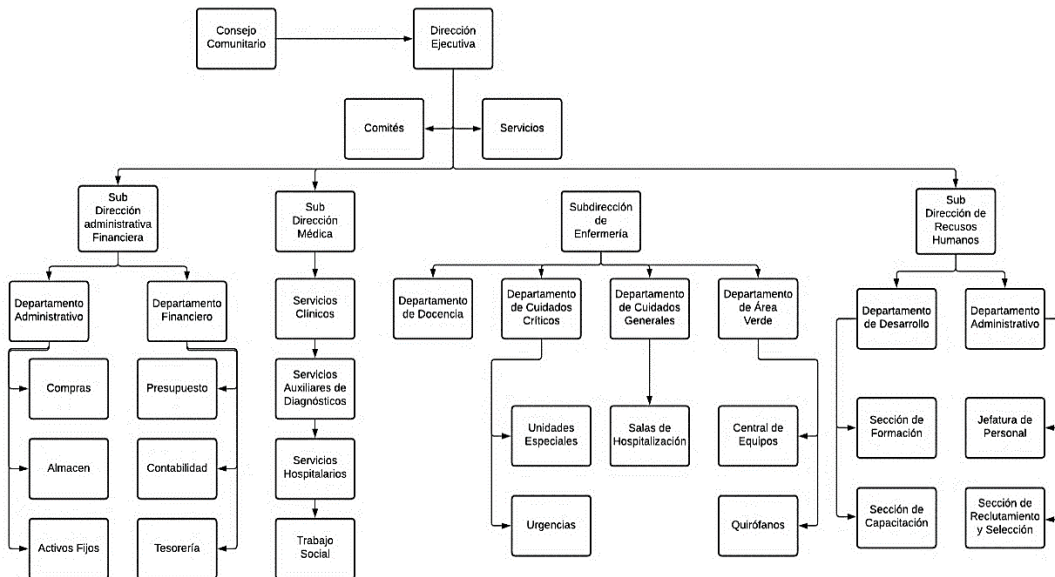
1.3. Visión

“Ser el Hospital Departamental de mayor resolución, eficiencia y eficacia dentro de la Red Hospitalaria Nacional, prestando los servicios de atención a la población en general, con mayor énfasis a las comunidades del territorio de Jalapa”.³

1.4. Organigrama

A continuación se presenta en la figura 1 el organigrama del Hospital Nacional Nicolasa Cruz.

Figura 1. Organigrama Hospital Nacional Nicolasa Cruz



Fuente: elaboración propia, Departamento de Recursos Humanos, Hospital Nacional Nicolasa Cruz.

³ Ibíd. p. 1.

1.5. Áreas de atención a usuarios

El Hospital entre los servicios y áreas que cuenta para la atención de la población jalapaneca, en cuanto salud se refiere, se encuentran:

- Centro de salud de Jalapa
- Ginecología y obstetricia
- Pediatría
- Emergencias
- Laboratorio clínico
- Radiografía
- Odontología
- Medicina general
- Traumatología
- Sala de operaciones
- Sala de partos
- Hospitalización hombres y mujeres

1.6. Historial de consumo de energía eléctrica en el hospital

No se pudo obtener la información de la tarifa a la que pertenece el servicio en estudio de este informe, así como la potencia contratada y potencia máxima de cada mes; estas no figuran en la factura que emite la distribuidora. Por tal motivo se estima que la tarifa para el servicio en cuestión es Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta (BTDfp), y que la potencia contratada para el periodo de análisis es de 350 kW-Mes.

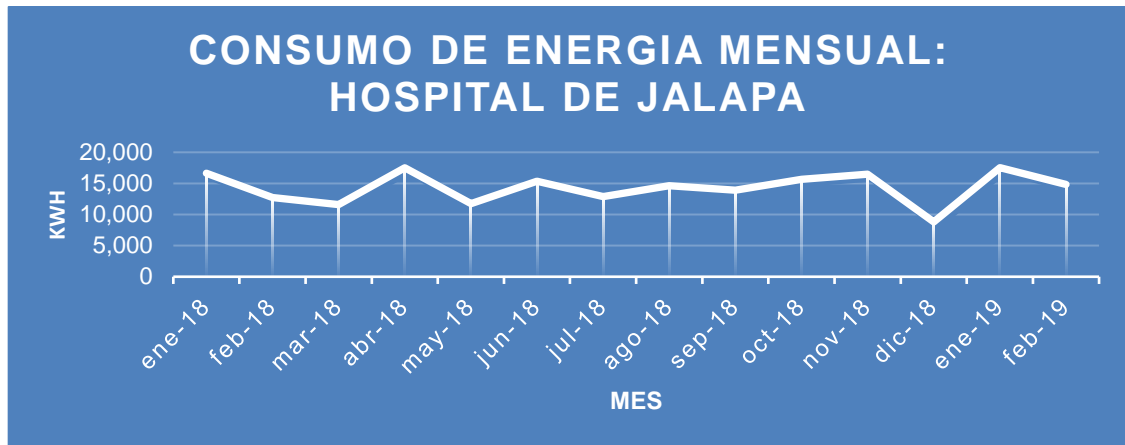
De tal forma se presentan los datos históricos de consumos para el periodo de enero del año 2018 a febrero del año 2019.

Tabla I. **Historial de consumo de energía del Hospital Nacional
Nicolasa Cruz**

MES	POTENCIA CONTRATADA	POTENCIA MÁXIMA POR MES	ENERGÍA CONSUMIDA	CARGO POR ENERGÍA	CARGO POR POTENCIA	CARGO POR POTENCIA MÁXIMA	CARGO CONSUMIDO	SUBTOTAL SIN IVA	IVA	ALUMBRADO PÚBLICO	TOTAL
ene-18	350 KW-MES	43,21 KW-MES	16,658 KWH	Q15 846,55	Q11 722,12	Q1 329,96	Q331,23	Q29 229,86	Q3 507,58	Q12,00	Q32 749,44
feb-18	350 KW-MES	45,12 KW-MES	12,749 KWH	Q12 127,97	Q11 722,12	Q1 388,74	Q331,23	Q25 570,06	Q3 068,41	Q12,00	Q28 650,47
mar-18	350 KW-MES	43,53 KW-MES	11,582 KWH	Q10 997,24	Q11 722,12	Q1 339,81	Q331,23	Q24 390,40	Q2 926,85	Q12,00	Q27 329,25
abr-18	350 KW-MES	46,49 KW-MES	17,529 KWH	Q16 644,00	Q11 722,12	Q1 430,91	Q331,23	Q30 128,26	Q3 615,39	Q12,00	Q33 755,65
may-18	350 KW-MES	45,09 KW-MES	11,724 KWH	Q10 195,60	Q11 920,55	Q1 379,22	Q336,88	Q23 832,25	Q2 859,87	Q12,00	Q26 704,12
jun-18	350 KW-MES	46,87 KW-MES	15,345 KWH	Q13 344,55	Q11 920,55	Q1 433,67	Q336,88	Q27 035,65	Q3 244,28	Q12,00	Q30 291,93
jul-18	350 KW-MES	45,31 KW-MES	12,898 KWH	Q11 216,54	Q11 920,55	Q1 385,96	Q336,88	Q24 859,93	Q2 983,19	Q12,00	Q27 855,12
ago-18	350 KW-MES	46,06 KW-MES	14,639 KWH	Q13 456,37	Q11 920,55	Q1 408,90	Q336,88	Q27 122,70	Q3 254,72	Q12,00	Q30 389,42
sep-18	350 KW-MES	44,22 KW-MES	13,885 KWH	Q12 763,30	Q11 920,55	Q1 352,60	Q336,88	Q26 373,33	Q3 164,80	Q12,00	Q29 550,13
oct-18	350 KW-MES	46,44 KW-MES	15,671 KWH	Q14 405,00	Q11 920,55	Q1 420,52	Q336,88	Q28 082,95	Q3 369,95	Q12,00	Q31 464,90
nov-18	350 KW-MES	43,07 KW-MES	16,464 KWH	Q15 463,50	Q12 301,38	Q1 319,28	Q346,56	Q29 430,72	Q3 531,69	Q12,00	Q32 974,41
dic-18	350 KW-MES	43,14 KW-MES	8,811 KWH	Q8 275,56	Q12 301,38	Q1 321,43	Q346,56	Q22 244,93	Q2 669,39	Q12,00	Q24 926,32
ene-19	350 KW-MES	42,81 KW-MES	17,534 KWH	Q16 468,47	Q12 301,38	Q1 311,32	Q346,56	Q30 427,73	Q3 651,33	Q12,00	Q34 091,06
feb-19	350 KW-MES	40,53 KW-MES	14,856 KWH	Q14 127,03	Q12 301,38	Q1 241,48	Q346,56	Q28 016,45	Q3 361,97	Q12,00	Q31 390,42

Fuente: elaboración propia.

Figura 2. **Historial de consumo de energía del Hospital Nacional Nicolasa Cruz**



Fuente: elaboración propia.

Figura 3. **Historial de potencia por mes, Hospital Nacional Nicolasa Cruz**



Fuente: elaboración propia.

2. MARCO TEÓRICO

2.1. Parámetros eléctricos

Se contemplarán algunos conceptos básicos de la electricidad, referentes a los parámetros o variables utilizadas para realizar el presente estudio. Todas las magnitudes eléctricas mencionadas en el estudio son de corriente alterna.

2.1.1. Voltaje

También conocido como tensión eléctrica o diferencia de potencial, es la magnitud eléctrica que impulsa a los electrones a través de un conductor eléctrico.

2.1.2. Corriente eléctrica

Es el flujo de carga eléctrica, provocado por el movimiento de electrones, que circula a través de un conductor eléctrico. A la cantidad de carga por unidad de tiempo que recorre el material conductor se le conoce como intensidad de corriente eléctrica.

2.1.3. Energía eléctrica

Es la forma de energía resultante de unir dos puntos con diferencia de potencial por medio de un conductor eléctrico para producir una corriente eléctrica.

2.1.4. Potencia eléctrica

Determina la relación de paso de energía por unidad de tiempo que es transferida por un circuito en un tiempo específico, es decir, la cantidad de energía eléctrica absorbida o entregada por un elemento del circuito en un momento determinado.

2.1.4.1. Potencia activa

Es la potencia real que se utiliza para llevar a cabo un trabajo, es decir, la potencia útil absorbida y que se aprovecha para el proceso de transformación en otros tipos de energía como por ejemplo energía mecánica, térmica, entre otros.

2.1.4.2. Potencia reactiva

Es la potencia que sirve para generar los campos eléctricos y magnéticos necesarios para el funcionamiento de los capacitores e inductores comprendidos en los elementos del circuito. Para los casos donde solo se poseen capacitores en el circuito la potencia se conoce como potencia reactiva capacitiva, por otro lado, si solo se poseen inductores, la potencia se conoce como potencia reactiva inductiva.

2.1.4.3. Potencia aparente

Es la suma vectorial de la potencia activa y la potencia reactiva, y representa el total de potencia desarrollada por un circuito para alimentar una carga de impedancia específica.

2.1.5. Factor de potencia

El factor de potencia es la relación que existe de la potencia real con respecto a la potencia aparente, es decir, el factor de potencia determina la cantidad de potencia activa que absorbe una carga en referencia a la potencia entregada por el circuito hacia dicha carga.

Su valor está comprendido entre 0 como mínimo y 1 como máximo. Se desea mantener un factor de potencia alto, puesto que esto indica un aprovechamiento óptimo de la energía que se está adquiriendo al tener una potencia aparente de igual valor a la potencia activa y por consiguiente una potencia reactiva igual a cero; sin embargo, si se logra alcanzar la unidad se puede producir el fenómeno conocido como resonancia y que tiene como consecuencia la aparición de tensiones y corrientes peligrosas para la red. Al existir potencia reactiva, el factor de potencia tomará un valor menor a 1 y entre mayor sea el valor de esta potencia reactiva, menor será el factor. El factor de potencia también indicará si el desfase que existe entre tensión y corriente tendrá un valor negativo o positivo. Cuando la carga sea inductiva dicho desfase será negativo, pero si la carga es capacitiva este será positivo.

2.1.6. Frecuencia eléctrica

La frecuencia es la medida del número de veces que se repite un fenómeno por unidad de tiempo de un evento periódico, su unidad de medida es el Hertz (Hz). Para el caso de la electricidad en corriente alterna, el voltaje es una onda sinusoidal (ciclo) que se repite periódicamente, la frecuencia eléctrica establece cuantos ciclos se repite la onda de voltaje por segundo. La frecuencia eléctrica en el sistema eléctrico de Guatemala es de 60 Hz.

2.2. Generalidades de las instalaciones eléctricas

Una instalación eléctrica es un sistema de alimentación monofásico o trifásico que sirve para alimentar diferentes cargas eléctricas del tipo residencial, comercial o industrial; dicho sistema está integrado por una fuente de energía. (Distribuidor de energía), transformador de energía, acometida, conductores, protecciones y carga. La instalación permite que el suministro de energía eléctrica llegue desde una fuente hasta el punto de consumo, para alimentar a las máquinas y aparatos que la demanden para su funcionamiento. Para que una instalación eléctrica sea considerada como segura y eficiente se requiere que los productos empleados en ella estén aprobados por las autoridades competentes, que esté diseñada para las tensiones nominales de operación, que los conductores y sus aislamientos cumplan con lo especificado, que se considere el uso que se dará a la instalación y el tipo de ambiente en que se encontrará.

El objetivo fundamental de una instalación eléctrica es el cumplir con los requerimientos planteados durante el proyecto de esta, que tiendan a proporcionar el servicio de manera eficiente y que satisfaga la demanda de los aparatos que deberán ser alimentados con energía eléctrica.

2.2.1. Acometida eléctrica

Es el conjunto de elementos necesarios para realizar la conexión de la red de distribución (fuente de energía), con la instalación eléctrica residencial, comercial o industrial. Esta conexión es necesaria para dotar de suministro eléctrico a la instalación eléctrica, la cual de por medio tiene un medidor de energía para que el distribuidor pueda contabilizar cuanta energía se la ha suministrado a la instalación y con ello realizar el cobro por dicho servicio.

2.2.2. Tipos de instalaciones eléctricas

Las instalaciones eléctricas de baja tensión tienen un nivel de tensión menor o igual a 1 000 voltios. Este tipo de instalaciones son las utilizadas en industrias pequeñas, hospitales, comercios y en residencias.

Según el tipo de carga que alimentan, los tipos de instalaciones eléctricas son las siguientes:

- **Instalación residencial:** como su nombre lo indica son las utilizadas para satisfacer la demanda en una residencia u oficina pequeña, teniendo una demanda menor a 11 kW.
- **Instalación comercial:** esta instalación es la que satisface la demanda de plazas comerciales, restaurantes y hospitales; por mencionar algunos. La demanda de estas instalaciones supera los 11 kW, y se debe contratar potencia a la distribuidora de energía. Este aumento de demanda se debe a que se alimenta mucha más iluminación que la instalación residencial, existen equipos de aire acondicionado y conexión de bombas de agua.
- **Instalación industrial:** esta instalación es la que satisface la demanda de fábricas especialmente, donde la mayor parte de la carga se centra en el uso de motores eléctricos y en ocasiones tiene centro de control de motores. Así como la instalación eléctrica comercial, también supera los 11 kW de demanda.

2.2.3. Tipos de cargas

Carga es todo aquello que consume o utiliza electricidad para su funcionamiento. Las cargas eléctricas pueden ser resistivas, inductivas o capacitivas; también se pueden combinar para formar cargas mixtas. En una instalación eléctrica comercial de baja tensión, se pueden describir 3 tipos de carga que se encuentran instaladas, estas deben ir agrupadas por el mismo tipo y de manera independiente entre cada tipo.

Los 3 tipos son los siguientes:

- Cargas de iluminación: contemplando cualquier tipo de tecnología, pero siempre agrupado todo lo utilizado para iluminación del lugar.
- Fuerza: contempla tomacorriente de uso general, así como tomacorrientes de uso específico, por ejemplo, tomacorrientes 240v utilizados para las incubadoras en el área de pediatría del hospital.
- Cargas especiales: contempla toda carga que requiere de condiciones específicas para su funcionamiento y por ello debe estar alimentado de manera independiente, por ejemplo, un motor eléctrico, un equipo de aire acondicionado, un calentador de agua eléctrico, entre otros.

2.3. Elementos principales que componen una instalación eléctrica de baja tensión

En una instalación eléctrica de baja tensión, básicamente son 4 elementos los que la componen y se utilizan para proteger, controlar y conducir la energía sobre la instalación, así como los dispositivos receptores que son la carga que se desea alimentar, estos son: Protecciones eléctricas, conductores, tubería para conductores eléctricos y centros de carga.

2.3.1. Elementos de protección eléctrica

Estos elementos sirven como protección para la instalación y las cargas que se alimentan de la misma, ante cualquier falla que se presente en la instalación. Estas fallas deben ser eliminadas por las protecciones que se encuentran antes de esta, es decir, debe ser eliminada por el elemento de protección más cercano a la falla en dirección al alimentador principal o fuente.

Algunos de los elementos de protección también tienen la función de maniobra dentro de la instalación, y pueden dejar sin tensión una parte de esta para realizar trabajos de manera segura, la función de dichos elementos para eliminar las fallas es precisamente dejar sin tensión la parte de la instalación donde encuentra la falla, esto para evitar daño a equipos receptores, así como aislar y evitar que la falla se magnifique llegando hasta elementos de la fuente.

2.3.2. Alimentadores

En una instalación eléctrica es el conjunto de conductores eléctricos que se utilizan para llevar la energía desde un punto de alimentación (fuente), hasta el interruptor principal de la instalación.

2.3.3. Centros de carga

El centro de carga es un tablero que contiene una determinada cantidad de interruptores termomagnéticos que se emplean generalmente para la protección y desconexión de cargas dentro de una instalación eléctrica. Para el interés de este estudio se diferencian 3 tipos de centros de carga:

- Interruptor principal: es el que dota de energía a toda la instalación

- Tablero principal: es el que protege y alimenta las cargas más importantes, así como a los tableros secundarios de distribución.
- Tablero secundario: es el que alimenta y protege las cargas particulares, el cual se puede decir que es mixto y alimenta cargas de iluminación y otro tipo de cargas.

2.3.4. Tubería de conductores eléctricos

Se le conoce como conducto eléctrico o canaleta, es un sistema de tubería que se utiliza para enrutamiento y protección de los conductores eléctricos. Puede ser de metal, plástico o fibra. El artículo 300 del NEC establece que todos los conductores del mismo circuito, incluyendo el conductor de puesta a tierra deben ir colocados en una misma canalización. Se debe tener cuidado de no saturar la tubería con conductores, debido a que los conductores por donde circula corriente generan calor y este calor es proporcional al número de conductores y corriente que circula, y estos a su vez podrían provocar daños al aislamiento de los conductores.

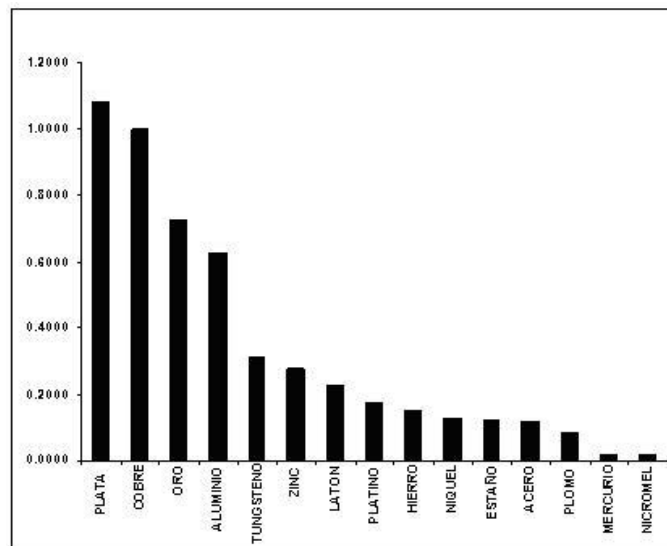
2.4. Conductores eléctricos

Los conductores eléctricos son materiales que ofrecen poca resistencia al flujo de corriente eléctrica, que para el caso de instalaciones de baja tensión se utilizan conductores sólidos, llamados cables, en ellos el flujo de corriente eléctrica se produce por movimiento de electrones. Existen varios elementos metálicos capaces de conducir energía eléctrica, pero debido a su precio y peso, generalmente se utilizan cables, conductor conformador por un conjunto de hilos, de cobre o aluminio.

2.4.1. Material de los conductores

La conductancia eléctrica es la facilidad que ofrece un material al paso de corriente eléctrica. Este parámetro es especialmente útil al momento de tener que manejar valores de resistencia pequeña, como es el caso de los conductores eléctricos. La siguiente imagen muestra la conductancia de diferentes metales.

Figura 4. Conductancias de diferentes metales



Fuente: MILEAF, Harry. *Electricidad*. p. 2-8.

Como se comentó anteriormente el material más utilizado en los conductores es el cobre y el que se utiliza es el electrolítico de alta pureza (99,99 %), dependiendo del uso que se les dé existen diferentes grados de dureza como los mencionados a continuación.

- Cobre duro: se utiliza para fabricar conductores desnudos que sirven para líneas exteriores sometidas a esfuerzos mecánicos elevados, con las siguientes características:
 - Resistencia a la tracción de 37 a 45 kg/mm²
 - Resistividad de 0,018 Ω-mm²/m
 - Conductividad 97 % respecto al cobre puro

- Cobre blando: se utiliza para fabricar conductores aislados para utilizar en interiores debido a su flexibilidad, no se someten a esfuerzos mecánicos elevados, posee las siguientes características:
 - Resistencia a la tracción de 25 kg/mm²
 - Resistividad de 0,01724 Ω-mm²/m
 - Conductividad 100 % respecto al cobre puro

2.4.2. Calibre de conductores eléctricos

Este define el tamaño de la sección transversal del conductor, expresado en mm² o bajo la normalización AWG, la cual establece un número o código AWG asociado a una sección transversal. Con respecto a los cables más pequeños, mientras más alto sea el número AWG, menor será el tamaño de la sección transversal, tal como lo muestra la siguiente tabla:

Tabla II. **Área transversal de conductores eléctricos según su calibre**

Tamaño del conductor AWG / MCM	Artículo I. Area transversal mm²
14	2,1
12	3,3
10	5,3
8	8,4
6	13,3
4	21,2
2	33,6
1/0	53,5
2/0	67,4
3/0	85,0
4/0	107,2
250	127,0
300	152,0
350	177,0
400	203,0
450	228,0
500	253,0
600	304,0
700	355,0
800	405,0
900	456,0
1000	507,0

Fuente: MÉNDEZ, Luis Alfonso. *Guía para el diseño de instalaciones eléctricas*. p. 12.

2.4.3. Aislamiento del conductor eléctrico

Algunos conductores eléctricos poseen un recubrimiento aislante que proporcionan protección contra fugas de corriente, con esto se evita que al entrar en contacto entre los mismo conductores, superficies u objetos se produzca un cortocircuito. En la siguiente tabla se describen algunos tipos de aislamiento para cables eléctricos.

Tabla III. **Clasificación de conductores y características de los aislamientos**

NOMBRE COMERCIAL	TIPO	TEMP. OP. MAX.°C	MATERIAL AISLANTE	CUBIERTA EXTERIOR	UTILIZACIÓN
Hule sintético o matl. Termofijo	RH	75	Hule sintético o material Termofijo resistente al calor	Resistente a la humedad, retardadora de la flama, no metálica	Lugares secos
Hule sintético o matl. Termofijo	RHH	90	Hule sintético o material Termofijo resistente al calor y a la flama		Lugares secos o húmedos
Hule sintético o matl. Termofijo	RHW	75	Hule sintético o material Termofijo resistente al calor, a la humedad y a la flama	Resistente a la humedad y a la propagación de la flama	Lugares secos o mojados
Hule sintético o matl. Termofijo	RHW/RHH	75/90	Material termofijo de etileno propileno, EPR, resistente al calor, a la humedad y a la propagación de la flama	Material elastomérico, termofijo, resistente a la humedad y a la flama	Lugares mojados/ Lugares secos y húmedos
Poliétileno vulcanizado	RHW/RHH	75/90	Poliétileno vulcanizado resistente al calor, a la humedad y a la flama	Ninguna	Lugares mojados/ Lugares secos y húmedos
Cable para acometida aérea	CCE	60	Termoplástico resistente a la humedad, al calor y a la propagación de la flama	Termoplástico resistente a la humedad y a la intemperie	Lugares secos y mojados
Cable para acometida aérea	BM-AL	75	Termoplástico resistente a la humedad y a la intemperie	Ninguna	Lugares secos y mojados
Termoplástico para tableros	TT	75	Termoplástico resistente a la humedad, al calor, a la propagación de incendio, de baja emisión de humos y gas ácido	Ninguna	Lugares secos y húmedos. Alambrado de tableros
Termoplástico resistente a la humedad	TW	60	Termoplástico resistente a la humedad y a la propagación de incendio	Ninguna	Lugares secos y mojados
Cable plano acometidas aéreas	TWD	60	Termoplástico resistente a la humedad y a la propagación de incendio	Ninguna	Lugares secos y mojados
Cable plano acometida aérea y sistemas foto voltaico	TWD-UV	60	Termoplástico resistente a la humedad, a la intemperie y a la propagación de incendio	Ninguna	Lugares secos y mojados. Entrada de acometida aérea
Termoplástico resistente al calor y a la flama	THHN	90	Termoplástico resistente al calor y a la propagación de la flama	Nylon o equivalente	Lugares secos solamente

Fuente: Faradayos. *Características de los cables eléctricos. Partes, calibre y ampacidad.*

<https://faradayos.blogspot.com/2013/12/caracteristicas-cables-conductores.html>. Consulta: 05 de febrero de 2020.

2.4.4. Ampacidad

Es la capacidad de conducción máxima de corriente eléctrica que tiene un conductor, bajo condiciones normales de uso sin exceder su clasificación de temperatura. Esta capacidad la define el calibre del conductor, así como la temperatura ambiente a la que se encuentra. La siguiente tabla muestra la

ampacidad para diferentes calibres de conductor, tipo de aislante y temperatura ambiente.

Tabla IV. Ampacidad de conductores según calibre, aislante y máxima temperatura ambiente

Tabla 310-15(b)(16).- Ampacidades permisibles en conductores aislados para tensiones hasta 2000 volts y 60 °C a 90 °C. No más de tres conductores portadores de corriente en una canalización, cable o directamente enterrados, basados en una temperatura ambiente de 30 °C*

Tamaño o designación		Temperatura nominal del conductor [Véase la tabla 310-104(a)]					
		60 °C	75 °C	90 °C	60 °C	75 °C	90 °C
mm ²	AWG o kcmil	TIPOS TW, UF	TIPOS RHW, THHW, THHW-LS, THW, THW-LS, THWN, XHHW, USE, ZW	TIPOS TBS, SA, SIS, FEP, FEPB, ML, RHH, RHW-2, THHN, THHW, THHW-LS, THW-2, THWN-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2	TIPOS UF	TIPOS RHW, XHHW, USE	TIPOS SA, SIS, RHH, RHW-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2
		COBRE			ALUMINIO O ALUMINIO RECUBIERTO DE COBRE		
0.824	18 [™]	—	—	14	—	—	—
1.31	16 [™]	—	—	18	—	—	—
2.08	14 [™]	15	20	25	—	—	—
3.31	12 [™]	20	25	30	—	—	—
5.26	10 [™]	30	35	40	—	—	—
8.37	8	40	50	55	—	—	—
13.3	6	55	65	75	40	50	55
21.2	4	70	85	95	55	65	75
26.7	3	85	100	115	65	75	85
33.6	2	95	115	130	75	90	100
42.4	1	110	130	145	85	100	115
53.49	1/0	125	150	170	100	120	135
67.43	2/0	145	175	195	115	135	150
85.01	3/0	165	200	225	130	155	175
107.2	4/0	195	230	260	150	180	205
127	250	215	255	290	170	205	230
152	300	240	285	320	195	230	260
177	350	260	310	350	210	250	280
203	400	280	335	380	225	270	305
253	500	320	380	430	260	310	350
304	600	350	420	475	285	340	385
355	700	385	460	520	315	375	425
380	750	400	475	535	320	385	435
405	800	410	490	555	330	395	445
456	900	435	520	585	355	425	480
507	1000	455	545	615	375	445	500
633	1250	495	590	665	405	485	545
760	1500	525	625	705	435	520	585
887	1750	545	650	735	455	545	615
1013	2000	555	665	750	470	560	630

* Véase 310-15(b)(2) para los factores de corrección de la ampacidad cuando la temperatura ambiente es diferente a 30 °C.
 ** Véase 240-4(d) para limitaciones de protección contra sobrecorriente del conductor.

Fuente: Peyma Ingeniería. *Tabla de selección para conductores eléctricos. Sector electricidad.*

[Http://peymaingenieria.blogspot.com/2013/08/tabla-de-seleccion-para-conductores](http://peymaingenieria.blogspot.com/2013/08/tabla-de-seleccion-para-conductores). Consulta:

05 de febrero de 2020.

2.4.5. Selección de conductor eléctrico

Para la selección de conductor se debe tener en cuenta carga que se desea alimentar, distancia de la carga, de la fuente, temperatura ambiente y la caída de tensión debido a la distancia.

Existen dos métodos para determinar el conductor adecuado para la instalación eléctrica, los cuales son:

- Método de corriente o capacidad de conducción de corriente
- Método de caída de tensión

2.4.6. Selección del conductor de puesta a tierra

Este conductor se utiliza para conectar un punto de puesta a tierra, con el conjunto de electrodos o anillos. Para la instalación general será el que conecte el sistema de puesta a tierra con el centro de carga principal, para un ramal será el que sirva para aterrizar las partes metálicas de equipos.

2.5. Parámetros de una instalación eléctrica

Los parámetros de una instalación eléctrica son establecidos con el estudio de la carga que alimentara la instalación eléctrica, definiéndolos de la siguiente manera:

- Circuito o ramal: distribuyen la energía eléctrica desde el tablero eléctrico de distribución hasta el punto de consumo, dividiendo la carga para evitar sobrecargas. La cantidad de circuitos o ramales se determina a partir de

la cantidad de cada uno de los 3 tipos de carga mencionados en el inciso 2.2.3.

- Carga total conectada: es la suma de la carga continúa conectada a la fuente, en otras palabras, es la suma de todas las cargas que están consumiendo energía eléctrica al mismo tiempo.
- Capacidad o carga instalada: es el total de la carga que se conecta en la instalación eléctrica, independientemente de si se utiliza o no.
- Demanda encontrada: Es el valor de potencia que se puede utilizar para alimentar las cargas de la instalación, dicho valor es acordado entre el usuario y el distribuidor de energía, poniendo este último a disposición la cantidad acordada, independientemente de si el usuario la utiliza o no. Está en función de las cargas que estarán consumiendo energía en un momento determinado y se obtiene de la suma de demanda de las cargas que deben coincidir entre sí, lo que es la carga total conectada.

2.6. Estimación de cargas

Las cargas conectadas en la instalación eléctrica no necesariamente operan todas al mismo tiempo. Existen factores que permiten determinar la demanda de las cargas y así poder dimensionar la instalación eléctrica.

2.6.1. Demanda

La demanda es cantidad de energía eléctrica en el punto de suministro de una instalación eléctrica, durante un intervalo de tiempo específico, que absorbe la carga de dicha instalación para funcionar.

2.6.2. Demanda máxima

También llamada pico de demanda, es la demanda de energía eléctrica más alta, en una instalación eléctrica, registrada durante un periodo de tiempo específico, para qué es el periodo de facturación. Este valor es indispensable para determinar el calibre de conductor de la acometida e interruptor principal.

2.6.3. Factores que caracterizan la demanda

Existe una serie de factores que intervienen al momento de dimensionar una instalación eléctrica, están relacionados con la carga y la demanda de esta.

- Factor de utilización: es la relación entre la demanda máxima de la instalación eléctrica y la carga total conectada. Establece el porcentaje de la capacidad de la instalación que está siendo utilizado durante la demanda máxima.
- Factor de carga: es la relación entre la demanda promedio y la demanda máxima de la instalación eléctrica en un intervalo de tiempo específico. Establece el grado de variación de la carga con respecto a la demanda máxima, indicando la tasa de utilización de la energía eléctrica.
- Factor de demanda: es la relación entre la demanda máxima de una instalación eléctrica y la carga total instalada en esta. Establece el porcentaje de la carga total instalada que está siendo alimentada.

2.7. Sistemas trifásicos

Un sistema eléctrico trifásico, es un sistema de generación, transporte, distribución y consumo de energía eléctrica formado por 3 corrientes alternas

monofásicas de igual frecuencia y amplitud, desfasadas 120° eléctricos entre ellas. Cada una de las corrientes que conforman el sistema se le conoce como fase.

Existen varios tipos de conexión en transformadores, para este estudio se tomarán en cuenta las más comunes para alimentar cargas en baja tensión, estos se explican con más detalle a continuación.

2.7.1. Conexión Estrella (Y) - Delta (Δ)

En este tipo de conexión es donde las fases del bobinado primario del transformador están conectadas en estrella y las fases del bobinado secundario están conectadas en delta. El voltaje de línea primario, V_{L1} , tiene una relación $V_{L1} = \sqrt{3} V_{F1}$ con respecto al voltaje de fase primario, V_{F1} ; mientras que el voltaje en el bobinado secundario tiene una relación de $V_{L2} = V_{F2}$, siendo V_{L2} el voltaje de línea y V_{F2} el voltaje de fase. Este tipo de conexión representa la siguientes ventajas y desventajas:

- Ventajas
 - Puede ser utilizado generalmente para reducir de un alto voltaje a uno medio o bajo, debido a que existe neutro que se puede aterrizar en el lado de alto voltaje.
 - Es estable con respecto a cargas desequilibradas, puesto que la conexión delta en el secundario redistribuye cualquier desequilibrio que pueda presentarse.

- Desventajas
 - No se dispone de un neutro en el lado secundario del transformador, el cual pueda ser conectado a tierra, o para presentar una distribución de cuatro hilos, a menos que se disponga de un equipo auxiliar.
 - Al presentarse algún defecto en una de las fases, provocaría que la unidad trifásica no funciones, hasta que se repare.

2.7.2. Conexión Delta (Δ) - Estrella (Y)

En este tipo de conexión es donde las fases del bobinado primario del transformador están conectadas en delta y las fases del bobinado secundario están conectadas en estrella. El voltaje de línea primario, V_{L1} , tiene una relación $V_{L1} = V_{F1}$ con respecto al voltaje de fase primario; mientras que el voltaje en el bobinado secundario tiene una relación de $V_{L2} = \sqrt{3} V_{F2}$, siendo V_{L2} el voltaje de línea y V_{F2} el voltaje de fase. Este tipo de conexión representa la siguientes ventajas y desventajas:

- Ventajas
 - En el secundario puede utilizarse un sistema de 4 hilos, el uso del neutro permite obtener un voltaje más equilibrado, a pesar de que la corriente de la carga se encuentre desequilibrada.
 - Es conveniente para una aplicación industrial, ya que se puede tener acceso a dos valores de voltajes distintos, voltaje de fase y voltaje de línea.

- Desventajas
 - No posee neutro en el lado primario para conectarlo a tierra. Aunque esto no es justamente una desventaja, por lo general el circuito primario del transformador posee una toma de tierra.
 - La falla de una de las fases deja fuera de operación al transformador, hasta que se realicen las reparaciones correspondientes.

2.8. Transformadores eléctricos

El transformador es una maquina eléctrica estática, de corriente alterna, que se utiliza para aumentar o disminuir el voltaje en una red eléctrica, manteniendo la frecuencia y la potencia eléctrica. Este mantiene una relación entre el voltaje y la corriente, aumentar el voltaje disminuye la corriente y esto facilita el transporte y distribución de energía, por lo que al disminuir la corriente el calibre de conductor necesario para este propósito es menor. Existen diferentes tipos de transformadores eléctricos tales como: *Pad Mounted*, transformadores secos y convencionales. Para este caso se estudiará el tipo *Pad Mounted*, que es el que se encuentra instalado en el Hospital Nacional Nicolasa Cruz de Jalapa.

2.8.1. Transformador tipo *Pad Mounted*

También conocido como tipo pedestal, estos transformadores trifásicos son equipos compactos, seguros y se van instalados al nivel del suelo. Están diseñados para trabajar al aire libre y son aptos para hospitales, escuelas y espacios públicos por su diseño altamente protegido, este se encuentra dentro de un gabinete con terminales de media tensión de frente muerto, provisto de

puertas con cerraduras de modo que las conexiones eléctricas quedan inaccesibles al público. El transformador que se encuentra instalado en el Hospital Nacional Nicolasa Cruz de Jalapa posee una conexión Delta - Estrella.

2.9. Diagrama unifilar

Es una representación gráfica parcial o total de una instalación eléctrica, este esquema se caracteriza por representar el conjunto de conductores eléctricos mediante una única línea, independientemente la cantidad de dichos conductores.

El diagrama unifilar permite una visualización completa de la instalación de forma sencilla y la cantidad de información que se incluye en el diagrama depende del propósito para el que se realiza, es decir no existe una estructura única de lo que debe contener el mismo.

2.10. Aplicaciones del NEC para instalaciones eléctricas de hospitales

Para las instalaciones de atención médica, el NEC establece requisitos especiales para el diseño de su instalación eléctrica, esto se debe a la naturaleza crítica de la atención que se brinda y la creciente dependencia de los equipos eléctricos para la preservación de la vida. Estos requisitos suelen ser más estrictos que las instalaciones eléctricas comerciales convencionales.

Esta instalación eléctrica debe constar de dos partes: sistema eléctrico no esencial (normal) y un sistema eléctrico esencial, aunque todas las cargas del sistema eléctrico son importantes en una instalación de atención médica, no todas son críticas para la operación segura de este. Dentro de las cargas no esenciales se pueden incluir cosas como iluminación general, áreas de atención

al paciente, equipo general de laboratorio, entre otros. Las cargas esenciales son todas aquellas que de no tenerse disponibles pondrían en riesgo la vida e integridad de las personas. Se debe tener en cuenta que dentro de la instalación eléctrica no se debe mezclar entre cargas esenciales y no esenciales, las primeras deben cumplir requisitos especiales según lo indica el NEC 517,30. El sistema eléctrico esencial (SEE), puede ser catalogado por riesgo o por tipo.

Los requisitos para el sistema eléctrico esencial varían dependiendo del riesgo asociado para los humanos dentro de espacio de la instalación médica. La categoría por riesgo determina si el espacio de la instalación debe ser parte del sistema eléctrico esencial, y de serlo, se puede determinar si debe cumplir con los requisitos de Tipo 1 o Tipo 2.

Figura 5. **Categoría del sistema eléctrico esencial por riesgo**

<i>Es probable que la falla de un equipo o sistema genere:</i>	
Categoría 1	... lesión grave o muerte de pacientes o cuidadores ...
Categoría 2	... Lesiones leves a pacientes o cuidadores ...
Categoría 3	... malestar del paciente ...
Categoría 4	... no hay impacto en el cuidado del paciente ...

Fuente: Diseño Eléctrico de Instalaciones Médicas (Hospitales, centros de salud, etc). *Diseño eléctrico de instalaciones*. <https://www.editores-srl.com.ar/Dise%C3%B1o%20el%C3%A9ctrico%20de%20instalaciones%20m%C3%A9dicas>. Consulta: 10 de julio de 2021.

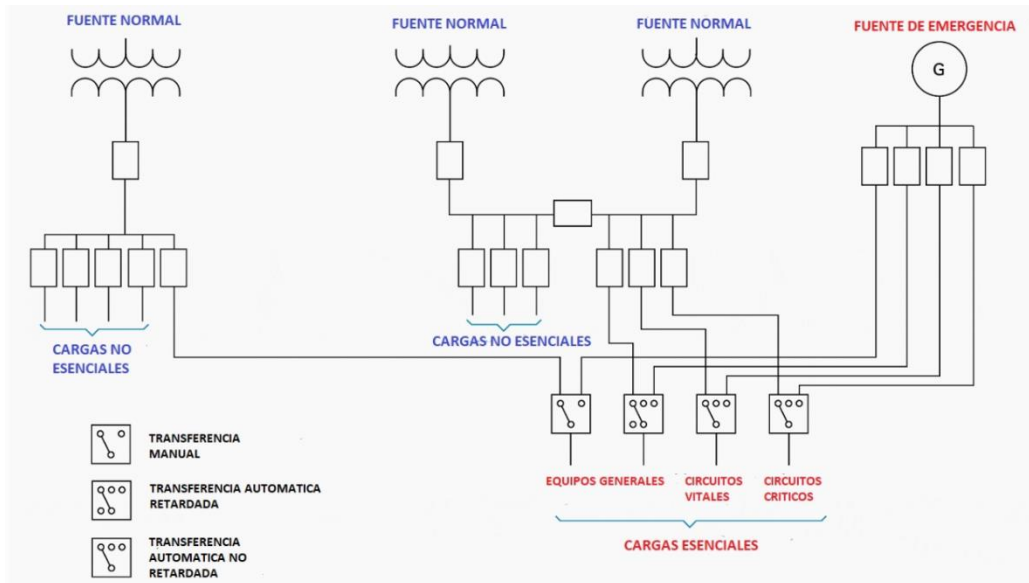
Figura 6. **Categoría del sistema eléctrico esencial por tipo**

Categoría de riesgo	Tipo de Sistema Eléctrico Esencial (SEE)	Ejemplo
Categoría 1	Tipo 1	Espacio de cuidados críticos
Categoría 2	Tipo 2	Espacio de cuidado general
Categoría 3	No se requiere SEE	Espacio de examen básico
Categoría 4	No se requiere SEE	Sala de espera

Fuente: Diseño Eléctrico de Instalaciones Médicas (Hospitales, centros de salud, etc). *Diseño eléctrico de instalaciones*. <https://www.editores-srl.com.ar/Dise%C3%B1o%20el%C3%A9ctrico%20de%20instalaciones%20m%C3%A9dicas>. Consulta: 10 de julio de 2021.

El sistema eléctrico esencial tipo 1 contiene los requisitos más estrictos para brindar la continuidad del servicio de energía en el hospital, cumple y excede los requisitos del tipo 2. El Hospital Nacional Nicolasa Cruz Nicolasa Cruz al ser el único hospital pública en el Departamento de Jalapa, es de vital importancia mantener la continuidad del servicio, es por esta razón que se mencionaran para este estudio los requisitos de tipo 1.

Figura 7. Sistema eléctrico esencial tipo 1



Fuente: Diseño Eléctrico de Instalaciones Médicas (Hospitales, centros de salud, etc). *Diseño eléctrico de instalaciones*. [https://www.editores-srl.com.ar/Diseño eléctrico de instalaciones](https://www.editores-srl.com.ar/Dise%C3%B1o%20el%C3%A9ctrico%20de%20instalaciones%20m%C3%A9dicas). Consulta: 10 de julio de 2021.

Para los SEE de tipo 1, se requiere que posean al menos dos fuentes independientes de energía eléctrica, una fuente normal que suministre toda la instalación eléctrica (fuente de alimentación del distribuidor de energía); y otra fuente alternativa que alimente las cargas esenciales cuando se interrumpa el servicio en la fuente normal. La fuente alternativa debe ser un generador que actúe al momento del corte de energía, este típicamente ingresa por medio de una serie de interruptores de transferencia manual y automática. Es permitido que un interruptor de transferencia alimente múltiples SEE, siempre y cuando la demanda máxima de las cargas esenciales no exceda los 150kVA.

Los circuitos ramales de los SEE constan de 3 grupos separados entre los cuales se encuentran: ramal vital, ramal crítico y ramal de equipos generales.

Cualquier carga que no esté contemplada dentro de los grupos mencionados anteriormente, se debe conectar por medio de un interruptor de transferencia separado y se debe configurar de manera que no causen sobrecarga al generador y que puedan ser eliminadas en caso de que este empiece a sobrecargarse.

2.10.1. Ramal vital

Al ramal vital se le debe suministrar energía desde el interruptor de transferencia sin demora o retardo. Suministra energía para iluminación y equipos para realizar las siguientes funciones:

- Iluminación de medios de egreso
- Sistemas de alerta y alarmas
- Sistemas de comunicación de emergencia
- Sistemas de control, comunicación y señalización de elevadores
- Señales de dirección de salida
- Puertas automatizadas utilizadas para salida
- Cargadores de baterías para iluminación con baterías

2.10.2. Ramal crítico

Al ramal vital se le debe suministrar energía desde el interruptor de transferencia de manera automática o teniendo un retardo máximo de 10 segundos. Su propósito es suministra energía a un número limitado de elementos y minimizar la probabilidad de condición de falla, suministrando iluminación y equipos relacionados con atención al paciente.

- Sistemas de energía aislados en ambientes especiales

- Área de cuidados críticos
- iluminación y fuerza en las áreas de pediatría, preparación y almacenamiento de medicamentos, farmacia, áreas de enfermería seleccionadas, áreas de atención al paciente especializadas.
- Sistemas de comunicación de enfermería.
- Bancos de sangre y tejidos.
- iluminación y fuerza seleccionados en el área de camas de cuidados generales, laboratorios, salas de hemodiálisis, áreas seleccionadas de sala de emergencias, cuidados intensivos, salas de recuperación postoperatorias.
- Circuitos adicionales y motores monofásicos según sea necesario para la operación efectiva de la instalación.

2.10.3. Ramal de equipos generales

En un ramal de equipos generales existen cargas que se le debe suministrar energía desde un interruptor de transferencia de manera automática y otras cargas se pueden suministrar de uno manual. Su propósito es suministra energía a grandes cargas de equipos necesarias para el cuidado del paciente y la operación básica de la instalación médica.

Las siguientes cargas son a las que se debe suministrar energía con un interruptor de transferencia automático:

- Sistemas de aspiración central y de aire comprimido para funciones médicas y quirúrgicas.
- Sistemas de suministro y extracción de campanas de cocina, por si se requiere operar durante un incendio.

- Bombas de sumidero y otros equipos necesarios para la operación segura de algún equipo médico importante.
- Sistemas de control de humos y presurización de escaleras.

Las siguientes cargas son a las que se pueden suministrar energía con un interruptor de transferencia manual:

- Equipos seleccionados de calefacción.
- Sistemas de ventilación de suministro, retorno y extracción para cirugía, salas infecciosas, cuidados intensivos, pediatría, obstetricia, tratamiento de emergencia, laboratorios y áreas médicas donde se utilizan materiales peligrosos.
- Equipos de autoclave.
- Instalaciones hiperbáricas.
- Elevadores seleccionados.
- Control para los equipos anteriormente mencionados.
- Otros equipos seleccionados en salas de radiología, lavandería, cocina y refrigeración central.

2.11. Protecciones eléctricas

A continuación, en los siguientes incisos se describe los diferentes tipos de protecciones eléctricas.

2.11.1. Sistema de puesta a tierra

Es una conexión conductora, ya sea intencional o accidental, por medio de la cual un circuito eléctrico o equipo se conecta a la tierra o algún cuerpo conductor de dimensión relativamente grande que cumple la función de la tierra.

En términos sencillos se puede decir que el sistema de puesta a tierra es la unión eléctrica entre todas las masas metálicas de una instalación y por lo menos un electrodo utilizado como dispersor, el cual se encuentra enterrado.

El sistema de puesta a tierra de una instalación eléctrica está relacionado con la seguridad, por lo tanto, se busca proporcionar una impedancia lo suficientemente baja para que las corrientes de falla encuentren un camino más fácil hacia la masa de tierra, y facilita la operación satisfactoria de las protecciones en condiciones de falla. También se busca el limitar la tensión que presentan las masas metálicas respecto a la tierra y así eliminar el riesgo de contacto eléctrico de los seres vivos que se encuentran en la cercanía de la instalación eléctrica.

2.11.1.1. Resistividad del suelo

Desde el punto de vista eléctrico, un terreno se caracteriza por su resistividad, que es la propiedad que este tiene para conducir electricidad y que se le conoce también como resistencia específica del terreno.

El suelo es de naturaleza heterogénea, el cual varía por su composición y según las condiciones del medio. Aunque se pueden clasificar diversas formas de suelos como arenoso, rocoso y arcilloso, no se puede atribuir una resistividad específica a un tipo de suelo, y se vuelve necesario realizar mediciones donde se pueda establecer este tipo de valor. El terreno tendrá una resistividad aparente que promedia los efectos de las diferentes capas que lo componen, esta resistividad aparente no es constante en el tiempo y se ve afectada por varios factores como lo son:

- Tipo de suelo

- Mezcla de diversos tipos de suelos
- Temperatura
- Humedad
- Salinidad
- Estratigrafía
- Compactación y presión
- Variaciones estacionales

2.11.1.2. Mejoramiento de la resistencia a tierra

Se ha mencionado anteriormente que es importante que el valor de la resistividad del terreno sea lo menor posible. La humedad es inversamente proporcional a la resistividad, además de que es el factor más importante en cuanto a la resistividad del terreno puesto que facilita la disociación de las sales en iones que transportan la corriente eléctrica a través del terreno, esto quiere decir que a mayor humedad representa mayor disociación y movilidad de estos dentro del terreno. Otro elemento que juega un papel importante son las sales, por tal motivo es posible tratar químicamente la parte del terreno donde se instalaran los electrodos de la puesta a tierra, cumpliendo dos funciones, mejorando la resistividad del terreno y sirviendo como relleno en el lugar donde se hizo previa excavación para instalar los electrodos.

Históricamente se han utilizado varios métodos para mejorar la resistividad, empezando por el agregado de sales simples, como sulfato de magnesio, sulfato de cobre y cloruro de sodio, estos se colocan en una zanja rodeando los electrodos, aunque este procedimiento tiene el inconveniente de que no es una solución permanente, las sales son arrastradas por el agua de lluvia.

Otro método utilizado es el aportar sales gel, que consiste en inyectar con dos o más sales en solución acuosa, acompañadas de un catalizador que reaccionan entre si formando un precipitado estable en forma de gel con una elevada conductividad eléctrica resistente a los ácidos del terreno e insoluble en agua, una de las sales más comunes utilizadas como base para este método es la bentonita sódica.

2.11.1.3. Puesta a tierra

Es el grupo de elementos conductores equipotenciales, en contacto eléctrico con el suelo o una masa metálica de referencia común, que distribuyen las corrientes eléctricas de falla en el suelo o en la masa. Está compuesta por electrodos, cables enterrados y conexiones entre ambos. Por lo tanto, el termino puesta a tierra significa conexión física a la masa de tierra.

Este es un sistema de protección para los seres vivos que interactúan o se encuentran cerca de la instalación eléctrica o a los equipos alimentados con dicha instalación, además de ofrecer seguridad, se utiliza en beneficio de los equipos destinados a la producción de algún trabajo útil, evitando que sufran daños por sobretensiones producidas por descargas atmosféricas, esta conexión cumplirá la función de derivar la tensión a través de ella hasta tierra.

2.11.1.4. Conductores de puesta a tierra

Se puede mencionar que existen dos tipos principales de conductores de puesta a tierra, los conductores de protección o de conexión y los electrodos de tierra.

El conductor de protección de circuito es un conductor separado instalado con cada circuito que sirve para asegurar que la corriente de falla circule a través de él y pueda ser drenada en el suelo de manera segura. El conductor de conexión asegura las partes conductivas expuestas permanezcan relativamente al mismo potencial durante condiciones de falla. Existen 2 tipos de conductores de falla, los de conexión equipotencial principales que son los que se conectan entre sí y la tierra, así como partes conductivas expuestas, que no llevan corriente normalmente, pero podrían hacerlo en condiciones de falla; también existen los conductores de conexión suplementarios que sirven para asegurar que el equipo eléctrico y otros dispositivos de material conductivo en zonas específicas estén conectados entre sí y permanezcan esencialmente al mismo potencial.

El electrodo de tierra es el elemento que se encuentra en contacto directo con el terreno, la masa de tierra, proporcionando un medio para drenar a tierra cualquier corriente de fuga. El electrodo puede tener diversas formas como lo son barras verticales, placas y conductores horizontales. Las barras verticales son la forma más común de electrodo, su costo de instalación es relativamente bajo y por su longitud es posible alcanzar una profundidad de suelo con baja resistividad solo excavando de manera limitada y luego rellenar.

2.11.1.5. Tipos de sistema de puesta a tierra

Existen varios tipos principales de sistema de puesta a tierra, pero se hará mención solo de 3 sistemas para el interés del estudio: sistema de varilla *Cooper Well*, sistema de plancha y sistema de red o malla.

El sistema de varilla *Cooper Well* es un sistema que consta de una varilla de cobre o hierro enterrada verticalmente, y consta de una longitud mínima de 2,4 metros. La varilla se conecta por medio de un empalme a un hilo conductor

que ingresa a la instalación eléctrica y tiene contacto con todas las partes metálicas que la conforman, dicho empalme entre la varilla y el hilo se puede elaborar con abrazadera de cobre o utilizando soldadura exotérmica.

El sistema de plancha como su nombre lo indica es una plancha, que va enterrada cerca de la instalación eléctrica y dentro de un terreno previamente preparado. El hilo conductor que se distribuye se deriva de la plancha por medio de un empalme elaborado con soldadura de plata o cobre aplicada con soplete. Su profundidad mínima ha de ser de 40 centímetros y es usada en terrenos donde no es posible tener acceso a más profundidad, y con este sistema se puede remplazar al de la varilla de *Cooper Well*.

El sistema de malla se trata del de varilla *Cooper Well* reforzado que consiste en la interconexión de tres o más varillas, dependiendo de la carga, ubicadas en diferentes puntos de un terreno derivando de allí el hilo conductor que se distribuye por la instalación eléctrica, la distancia mínima de instalación entre cada varilla debe ser el doble de la longitud de las varillas, empalmado con soldadura exotérmica y tener el terreno previamente preparado en cada punto donde se instalaran las varillas. Este sistema debe utilizarse con cargas iguales o superiores a 7,5 kW.

2.11.1.6. Tomacorrientes polarizados para uso general

Los tomacorrientes polarizados, son tomacorrientes que traen la terminal para conexión al sistema de puesta a tierra, el cual conectara a la carcasa de los equipos que se conecten al mismo por medio del cable de alimentación del equipo.

Es recomendable utilizar este tipo de tomacorrientes para tensiones que se encuentren dentro del rango de 50 a 250 voltios y corriente no mayor a 16 amperios.

El terminal de puesta a tierra de un tomacorriente polarizado debe ser conectado a una caja de salida puesta a tierra mediante un puente de unión, es decir que se debe conectar entre cada uno de los conductores de protección y la caja metálica. Debe tomarse en cuenta las siguientes excepciones:

- Cuando la caja de salida es de superficie, el contacto metálico entre el soporte del dispositivo y la caja se puede usar para establecer el circuito de puesta a tierra.
- Las cajas de piso diseñadas y registradas para proporcionar una continuidad a tierra satisfactoria entre la caja y el dispositivo.

Cuando entren a una caja más de un conductor de protección de un circuito derivado, todos los conductores deberán tener un buen contacto eléctrico entre sí y estar dispuestos de tal manera, que la desconexión de un tomacorriente, aparato u otro dispositivo alimentado desde la caja, no interfiera o interrumpa la continuidad de la puesta a tierra.

2.11.2. Sistema de pararrayos

La descarga electro atmosférica, conocida como rayo, es un fenómeno meteorológico que genera severos efectos eléctricos, mecánicos y térmicos, en función de su energía durante la descarga. Los rayos que son de mayor interés para las instalaciones eléctricas son los que se producen entre las nubes y tierra, se producen de forma ascendente o descendente, siendo los más comunes los

descendentes y que representan el 90 % de los rayos entre nube y tierra. Las descargas atmosféricas pueden causar grandes diferencias de potencial en sistemas eléctricos distribuidos fuera de edificios o de estructuras protegidas, esto quiere decir que pueden circular grandes corrientes en las canalizaciones metálicas, y entre conductores que conectan zonas aisladas.

El impacto directo de un rayo provoca daños en las estructuras de edificios y puede provocar lesiones físicas y mortales a un ser vivo debido al paso de corriente durante la descarga. Las descargas electro atmosféricas no pueden ser detenidas, pero la energía producida durante la descarga puede ser desviada en una forma controlado, proporcionando un camino “libre” para que llegue a tierra sin provocar daño a seres vivos y a las estructuras e instalación de un edificio. Esto se logra debido a que el pararrayos debe ir conectado al sistema de puesta a tierra de la instalación.

El sistema de protección contra descargas electro atmosféricas, llamado sistema de pararrayos, cumple los siguientes propósitos:

- Captura el rayo en un punto diseñado para tal propósito llamado terminal aérea.
- Conduce la energía de la descarga a tierra mediante un sistema de cables conductores que transfieren la descarga mediante trayectorias de baja impedancia.
- Disipa la energía en un sistema de terminales, electrodos, en tierra.

2.11.2.1. Pararrayos

El pararrayos es un dispositivo que tiene por objetivo el atraer y capturar el rayo del aire para conducir la descarga hacia tierra, de tal forma que no cause

daño a los seres vivos, instalaciones o estructura de edificios. Se centra en ionizar el aire a partir de un campo eléctrico natural generado en el suelo por la tormenta para captar los rayos que pudieran caer en la zona que se desea proteger.

El pararrayos es una terminal aérea que consta de un mástil metálico con un cabezal captador que protege externamente una estructura de los posibles impactos directos de los rayos, por tal motivo debe instalarse siempre por encima de la parte más elevada del edificio. Dicho cabezal debe estar unido a una puesta a tierra.

2.11.2.2. Tipos de pararrayos

En la actualidad existen 3 tipos de pararrayos que se utilizan comúnmente, estos se describen a continuación:

- Punta Franklin
- Dispositivos de cebado
- Hilos armados

2.11.2.2.1. Punta Franklin

También conocido como pararrayos de barra simple, se compone de una punta metálica aguzada a una altura de 2 a 8 metros de la estructura que debe proteger, y va conectada a un conductor de bajada que se conecta a la puesta a tierra. El radio de protección de este pararrayos no es muy amplio, y se utiliza para proteger estructuras o zonas como torres, tanques, antenas, entre otros. Para proteger una construcción, dependiendo del diseño podría requerir de muchas puntas Franklin.

2.11.2.2.2. Dispositivo de cebado

Este pararrayos conocido como PDC, por las siglas de pararrayos con dispositivo de cebado, es un pararrayos que permite generar de forma artificial un trazador continuo con un tiempo de avance, para anticiparse al descenso del rayo y captarlo antes que cualquier otro objeto dentro de su radio de protección, esto se consigue gracias a su dispositivo de ionización. El rayo se desplaza mediante un trazador descendente que se propaga a saltos en cualquier dirección, cuando el rayo se aproxima a tierra puede impactar en cualquier objeto, y el dispositivo ionizante genera las condiciones para convertirse en el punto de descarga del rayo para conseguir un impacto controlado y sin daños en un radio determinado, dicho radio de cobertura depende del valor del avance de cebado, altura y de la eficacia de la protección.

La instalación de este tipo de pararrayos es el más utilizado actualmente, debido a que proporciona un mayor radio de protección que otros sistemas y su instalación es muy sencilla y de bajo costo, pues en algunos casos, solo se requiere de un conductor de bajada y una puesta a tierra para disipar la energía del impacto. Permite la protección de una estructura y sus alrededores (zonas abiertas), y se integra muy bien en la arquitectura de una estructura sin alterar la estética.

2.11.2.2.3. Hilos armados

El pararrayos con hilos armados, también llamado hilo de guarda es un sistema un tanto similar al de jaula de Faraday, consiste en una maya de conductores distantes a la estructura que desea proteger, evitando que la corriente de rayo entre en contacto con la estructura. Estos hilos conductores se

instalan por encima de la estructura a proteger, y se conectan a conductores de bajada que van conectados a puesta a tierra específicas.

Debido a la complejidad de la arquitectura de algunas estructuras este tipo de pararrayos tiene una difícil y costosa instalación.

2.11.3. Supresor de picos

El supresor de sobretensiones de voltaje transitorio (por su nombre en inglés: *Transient Voltage Surge Suppressor*, TVSS), también llamado supresor de picos, es un dispositivo que se encarga de proteger las instalaciones eléctricas contra sobretensión (picos), generados por fenómenos transitorios como los rayos y arranque de motores, así evitar que causen daños en la instalación. Es capaz de eliminar los picos de voltaje, que tienen corta duración que en muchas ocasiones causan daños parciales o totales para aparatos eléctricos.

Los supresores de picos se activan al detectar una sobretensión, suprimiendo de manera instantánea absorbiendo el voltaje excesivo y evitando que alcance equipo sensible. Cuentan con un elemento que funciona como *switch* que se activa al detectar un pico de voltaje transitorio, lo conduce a través de él hasta llevarlo a tierra para que la sobretensión no pase al interior de la instalación o equipo.

Por lo general los picos tienen muy corta duración y como resultado una potencia menor, lo que permite una disipación segura mediante la detección rápida y la derivación de la energía no deseada.

El supresor de picos debe ir conectado al sistema de puesta a tierra.

2.11.4. Protección contra sobrecarga y cortocircuito

A continuación, se describen las definiciones de una protección contra sobrecarga y un cortocircuito.

2.11.4.1. Sobrecarga

Es el exceso de consumo eléctrico en una instalación, provoca que se aumente la intensidad de corriente que circula por la instalación eléctrica y que sobrepasa el límite que soporta esta. En términos simples la sobrecarga es la presencia excesiva de corriente eléctrica en la instalación, debido a la conexión desmedida de aparatos que consumen electricidad, exigiendo por encima de la capacidad para la instalación fue diseñada.

Una de las consecuencias de una sobrecarga es el calentamiento del conductor debido a la alta corriente que circula, que provoca que se dañe la cubierta aislante y disminuya su capacidad dieléctrica, y terminaría causando un cortocircuito.

2.11.4.2. Cortocircuito

Es una condición de baja impedancia entre dos puntos de potencial eléctrico diferente que produce un arco eléctrico, esfuerzos térmicos y electrodinámicos. Es decir, un cortocircuito es una falla que se da por el contacto entre dos puntos con voltaje diferente, en el cual la resistencia es prácticamente nula y esto provoca una elevada corriente.

El cortocircuito normalmente se produce por los fallos en el aislante de los conductores, el choque accidental de dos conductores en partes donde no se

encuentran con aislamiento. Debido a que este puede causar daños importantes en las instalaciones eléctricas, deben de instalarse elementos de protección que sirvan contra el cortocircuito para proteger a las personas y los mismos elementos de la instalación.

2.11.4.3. Fusible

El fusible es un componente eléctrico que se intercala en un punto determinado de una instalación eléctrica para que sirva como protección de equipos eléctricos o electrónicos y redes eléctricas. Está compuesto esencialmente por un filamento o lamina de metal o aleación de bajo punto de fusión para que, al circular una corriente excesiva provocada por un cortocircuito o sobrecarga, se funda por efecto joule e interrumpa el paso de corriente, evitando que peligren los elementos de la instalación eléctrica. Cada filamento está diseñado para que soporte una corriente determinada, por lo que superar dicho valor hará que este se queme e interrumpa el paso de corriente.

2.11.4.4. Interruptor termomagnético

Es un dispositivo de protección de circuitos eléctricos que es capaz de interrumpir la corriente eléctrica cuando esta sobrepasa los valores máximos para los que fue diseñada la instalación. Este elemento actúa ante dos eventos que se basan en dos efectos producidos por la circulación de corriente, temperatura y campos magnéticos. Están equipados con un disparador térmico que actúa durante la aparición de sobrecorrientes bajas (sobrecargas), y un disparador magnético que actúa con sobrecorrientes elevadas (cortocircuito).

El disparador térmico se constituye de una lámina bimetálica que se curva por el calor producido debido a la circulación de corriente y provocando la

interrupción en la instalación. Por otra parte, el disparador magnético se constituye por una bobina que atrae el núcleo en su interior, provocando la interrupción a la circulación de corriente. Adicional a la desconexión automática, el dispositivo está provisto de una palanca que permite la desconexión manual de carga y no permitiría la conexión manual si persisten las condiciones de cortocircuito o sobrecarga.

Las características que definen un interruptor termomagnético son el amperaje, número de polos, poder de corte y tipo de curva de disparo.

2.11.4.5. Interruptor principal de la instalación

El interruptor principal es un interruptor termomagnético que se coloca al inicio de la instalación, justo después del medidor de energía. Este interruptor aparte de proteger toda la instalación en general y que provee el medio para desconectar el circuito de alimentación que viene desde el transformador y que sirve al momento de efectuar reparaciones, alteraciones o adiciones al centro de carga de la instalación. Debido a que el interruptor protege toda la instalación en general, la capacidad de este debe ser mayor a cualquier otro interruptor que se encuentre instalado en la red eléctrica.

2.11.4.6. Interruptores secundarios de la instalación

Los interruptores secundarios son interruptores termomagnéticos que protegen cada uno de los ramales alimentados en toda la instalación, estos son de menor capacidad que el interruptor principal, pero tiene la misma función de proteger solo que a menor escala. De igual forma que el interruptor principal, estos proveen el medio para poder desconectar solo unas secciones de la instalación, la parte que protegen, en caso sea necesario realizar reparaciones.

2.12. Análisis de la calidad de energía eléctrica

En los siguientes incisos se describe a detalle el análisis de la calidad de energía eléctrica.

2.12.1. Calidad de energía

Es la combinación de la continuidad del servicio junto a los parámetros eléctricos establecidos de forma de onda, frecuencia y amplitud de señales de voltaje y corriente, teniendo de referencia la señal ideal de estas. Esto significa que debe haber un voltaje y frecuencia constante y de forma sinusoidal, entendiendo que cualquier desviación de estas magnitudes se consideraría una perturbación o pérdida en la calidad de energía eléctrica, entonces, la buena o mala calidad de energía está en función del número, grado o nivel de presencia de estas perturbaciones en la red eléctrica. En términos más sencillos se puede decir que la calidad de energía es la característica de la electricidad en un punto dado de la red eléctrica, comparadas con un conjunto de parámetros técnicos de referencia.

2.12.1.1. Calidad de potencia eléctrica

Una definición simple podría ser: La calidad de potencia es un conjunto de límites eléctricos que permiten a un equipo funcionar en su forma prevista sin pérdida significativa de rendimiento o tiempo de vida. Esta definición abarca dos cosas que se requieren de un dispositivo eléctrico: el rendimiento y tiempo de vida. Cualquier problema que comprometa cualquiera de los atributos es una perturbación en la calidad de potencia eléctrica. Los límites en los parámetros eléctricos utilizados en este estudio son los que establecen las NTSD.

2.12.1.2. Regulación de tensión

La regulación de tensión establece la máxima desviación que puede tener el voltaje, en el punto de suministro del distribuidor de energía, con respecto al voltaje nominal. Esta regulación está establecida por un índice en valor porcentual.

2.12.1.3. Desbalance de voltaje

Este es un valor que indica que tan diferentes son los voltajes entre las fases en un sistema trifásico, dicho valor esta dado en porcentaje y que idealmente debería ser cero, pero en ocasiones a la instalación eléctrica se le añaden cargas sin planeación técnica, que resulta en tener distintos niveles de carga en cada fase. Por otro lado, y más importante el desbalance de voltaje puede provenir del proveedor de energía en el punto de alimentación de la instalación, y es dicho proveedor el responsable de mantener con un valor cercano a cero el desbalance de voltaje.

2.12.1.4. Desbalance de corriente

Este al igual que el desbalance de voltaje, incide que tan diferentes son las corrientes que circulan por las fases en un sistema trifásico, este valor también está dado en porcentaje e idealmente debería ser cero, y representaría una instalación eléctrica perfectamente balanceada, pero debido al tipo de cargas que posee una instalación y debido a la ampliación de la instalación sin planificación técnica resulta en distintos niveles de carga en cada fase, y circula una magnitud de corriente diferente en cada una, provocando así que se genere un desbalance de corriente. Debido a que el desbalance de corriente es producido por no

distribuir la carga equitativamente entre las 3 fases de instalación eléctrica, la responsabilidad es completamente del propietario de dicha instalación.

2.12.2. Disturbios eléctricos

Son perturbaciones que se presentan en una instalación eléctrica, estas perturbaciones no se muestran solo como ausencia de voltaje, sino que también se manifiestan como variaciones en la forma de onda de voltaje y afectan el funcionamiento de algunos equipos que se encuentran alimentados por dicha instalación. En otras palabras, es cualquier perturbación en la instalación que se manifieste como desviaciones en las condiciones adecuadas de voltaje, corriente o frecuencia, que puede resultar en una falla o mala operación de equipos.

2.12.2.1. Armónicos

Son señales periódicas de forma sinusoidal cuyas frecuencias son múltiplos enteros de la frecuencia fundamental de la señal de voltaje o corriente. La onda sinusoidal original se ve afectada, estas señales se suman a la de frecuencia fundamental y como resultado se da una deformación en la misma. Este efecto se produce cuando se tienen cargas no lineales, que absorben corrientes en impulsos bruscos en vez de hacerlo suavemente y de forma sinusoidal, conectadas a los sistemas eléctricos, ya que la mayor parte de componentes en los sistemas de potencia han sido diseñados para servir a cargas lineales o que poseen una distorsión mínima.

Estos impulsos crean 25 ondas de corriente distorsionadas, que a su vez originan corrientes armónicas de retorno hacia otras partes del sistema de alimentación.

2.12.2.2. Flicker

Es el fenómeno de la variación de la intensidad del flujo luminoso que afecta a la visión humana y que se genera por fluctuaciones en la tensión de la red. Las principales causas son las conexiones de grandes motores de inducción, bancos de capacitores, soldadoras y hornos de arco, entre otras cargas no lineales. Este fenómeno depende fundamentalmente de la amplitud, frecuencia y duración de las fluctuaciones, estas pueden oscilar entre los 0.5 Hz y los 25 Hz de frecuencia.

2.12.2.3. Factor K

El factor K es una constante que indica la capacidad del transformador para alimentar cargas no lineales y soportar los efectos térmicos producidos por las corrientes armónicas, sin exceder su temperatura de funcionamiento.

2.12.2.4. Interrupción en el servicio

Es la pérdida total de voltaje en la instalación. Por lo general se considera interrupción cuando el voltaje ha decrecido a un 10 % de su valor nominal o más, regularmente son fallas de tipo permanente que requieren de intervención para su restauración. Las interrupciones pueden ser causadas por aperturas de líneas, daño de transformadores, operación de equipo de protecciones, entre otras posibilidades.

2.13. Eficiencia energética

Se puede definir como la optimización del consumo energético ajustando el consumo de energía eléctrica a las necesidades reales de los usuarios, así como implementando mecanismos para ahorrar energía, evitando pérdidas durante el

proceso. La eficiencia energética es el modo más rápido, económico y limpio de reducir el consumo energético y reducir así las emisiones de gases de efecto invernadero, para cumplir los objetivos del protocolo de Kyoto, una demanda creciente de los diferentes actores del mercado: Generadores, Transportistas, Distribuidores, Comercializadores y Grandes Usuarios.

Uno de los objetivos de la eficiencia energética es el ahorro energético, el cual no solo implica la reducción del consumo, sino también la reducción de emisiones que afectan al medio ambiente. De todos los costos operativos, el energético es el más fácil de controlar, pero para su reducción es indispensable un control continuo, una gestión adecuada de la información y una asesoría energética efectiva. La supervisión energética permite garantizar la continuidad del suministro, maximizar el tiempo operativo de su proceso productivo, y alcanzar los requerimientos de calidad y tiempos de respuesta. Por último y más importante al obtener un ahorro energético se reduce los gastos en compra de energía para el funcionamiento operativo de la instalación, lo que resulta en un ahorro económico.

La norma principal para medir y calcular la eficiencia energética es la emitida por la Organización Internacional de Normalización (por su nombre en inglés *International Organization for Standardization*, ISO), ISO 50001, la cual tiene como propósito mantener y mejorar un sistema de gestión de energía. Tiene una metodología de planificar, hacer, verificar y actuar.

- Planificar: realizar plan energético estableciendo objetivos, metas y planes de acción necesarios para lograr resultados que mejoren la gestión de energía.
- Hacer: implementar los planes de acción planificados.

- Verificar: dando seguimiento a los planes se monitorea los resultados que determinen el grado de cumplimiento de los objetivos y se divulga la información.
- Actuar: tomar acciones de corrección y mejoras que se consideren oportunas.

La norma ISO 50002 complementa la norma ISO 50001, estableciendo los pasos para una auditoria energética que puede ayudar a tomar decisiones derivado de la información sobre la forma en que se utiliza la energía. También especifica los principios de realización, requisitos para los procesos comunes durante las auditorias y resultados de estas.

Los hábitos del uso de energía y las tecnologías disponibles, permiten reducir el consumo de energía eléctrica, practicando un consumo más responsable e inteligente, que es tarea de todas las personas que utilizan la energía, debiendo aprender a llevar un estilo de vida más sostenible disponiendo de los mismos servicios.

Adoptando unos hábitos responsables en el uso de la energía y realizando inversiones a nivel tecnológico se puede lograr una mayor eficiencia energética. Para el caso de este estudio, la aplicación de eficiencia energética será por parte de medios fotovoltaicos, pero existe otro tipo de tecnologías en que se puede realizar inversión y que pueden contribuir con una mayor eficiencia, estas son:

- Luminarias LED
- Luminarias solares
- Calentador de agua solar

2.14. Sistema fotovoltaico

Se le llama así al conjunto de varios equipos que permiten que la energía solar se convierta en energía eléctrica que se pueda utilizar, este sistema está integrado por: los paneles solares, el regulador de carga, acumulador y el inversor.

2.14.1. Paneles solares

El panel solar es un dispositivo que capta la energía que emana la radiación solar y utiliza esta para su aprovechamiento, convirtiéndola en otro tipo de energía como lo es la térmica o la eléctrica. Para la generación de energía eléctrica por medio de un panel solar, se utilizan los paneles fotovoltaicos que se conforman de células fotovoltaicas (celdas), que permiten que las partículas de luz o fotones golpeen los electrones libres de átomos, generando un flujo de estos y por consiguiente corriente eléctrica.

La energía que se genera a partir de los paneles fotovoltaicos es de corriente directa, y es necesario convertirla en corriente alterna para su uso en instalaciones residenciales, comerciales e industriales.

Existen distintos tipos de paneles fotovoltaicos pero su principal diferencia es la pureza del silicio utilizado, cuanto más puro el silicio, mejor alineadas están sus moléculas y mejor convierte la energía solar en energía eléctrica.

Se establece una relación directa entre la pureza del silicio y la eficiencia de los paneles, pero, el aumento de la pureza del silicio implica procesos más caros, por ende, dispositivos más costosos.

2.14.2. Inversor

Es un dispositivo electrónico cuya función es convertir el voltaje de corriente continua que ingresa a él y en su salida proporcionar voltaje de corriente alterna de un valor que pueda ser utilizado en instalaciones domiciliarias, comerciales e industriales.

Existen inversores de onda senoidal pura que generan una forma de onda lo más parecida por no decir igual a la que proviene de la red eléctrica de distribución a la que la instalación está conectada. También están los inversores de onda modificada que producen una onda cuadrada y por tal motivo se debe tener cuidado del tipo que equipo que se alimentara y podría no funcionar, incluso llegar a dañarse. El inversor de onda senoidal pura es más costoso que el de onda modificada, pero con el inversor de onda pura no se tendrá problemas con cualquier equipo o dispositivo alimentado.

2.14.3. Tipos de sistemas fotovoltaicos

Dependiendo de las necesidades humanas o de la instalación eléctrica donde se conectará, el sistema fotovoltaico puede variar en especificaciones, capacidad o tipo. Los tipos de sistemas fotovoltaicos se dividen en dos principales: Autónomos o Aislados y los interactivos con una red de distribución o interconectados.

2.14.3.1. Autónomos

Los sistemas fotovoltaicos autónomos son los que se encuentran completamente aislados o sin conexión a una red de distribución, por lo cual pueden ser útiles en casos donde no llega la red de distribución, pero debido a

su aislamiento de una red externa se hace necesario la instalación de dispositivos de almacenamiento de energía para poder utilizar la energía generada en momentos en los que no haya luz solar. La instalación de estos dispositivos aumenta abruptamente el costo de la instalación fotovoltaica y aumenta también los costos de operación debido a que los dispositivos de almacenamiento deben ser cambiados cada cierto tiempo, que varía de 1 a 3 años dependiendo del uso y tipo de dispositivo.

2.14.3.2. Interactivos con una red de distribución

Los sistemas fotovoltaicos interactivos con una red de distribución son el contrario de los sistemas aislados, estos sistemas si se conectan a una red de distribución en forma paralela, para alimentar una misma instalación. Esto ofrece ventajas competitivas en durabilidad, costo y retorno de inversión. Este tipo de sistema no requiere de dispositivos de almacenamiento de energía y su costo es mucho menor. La energía generada por los paneles durante el día es canalizada hacia las cargas que alimenta la instalación y si existe algún excedente de la generación, que no es consumida por la carga, esta se canaliza hacia la red de distribución, lo cual en términos comerciales se traduciría en crédito a favor. Por otra parte, se tiene la ventaja que durante la noche o en momentos donde no haya luz solar y no se esté generando energía por medio de los paneles, se consumirá energía proveniente de la red de distribución a la que se encuentre conectada la instalación.

2.14.4. Medidor bidireccional

Es un medidor comercial de consumo de energía eléctrica que tiene la capacidad de diferenciar la energía que la red de distribución suministra a una instalación y el excedente de energía proveniente de los paneles fotovoltaicos

que se inyecta a la red de distribución. Este es un componente básico e indispensable en los sistemas de paneles fotovoltaicos, debido a que el propósito de instalar paneles fotovoltaicos en instalaciones residenciales, comerciales o industriales es el tener un ahorro en el consumo de energía de una red de distribución, por ende, un ahorro en el costo de la factura del servicio de energía, esta será en el medidor bidireccional en el que se reflejará la disminución en el consumo de energía de la red de distribución.

3. MARCO METODOLÓGICO

3.1. Diagnóstico de la instalación eléctrica actual

Se realiza recorrido por todo el hospital para hacer un levantamiento de cargas y principales tableros eléctricos, estos datos recabados aparte de dar a conocer las cargas instaladas, servirá de base para conocer el estado actual de la instalación eléctrica.

A partir del levantamiento se elaborará el diagrama unifilar de la instalación, puesto que el hospital no cuenta con uno. Para la elaboración del diagrama se utilizará la herramienta de computadora AutoCAD, aplicando la simbología eléctrica del Instituto Nacional Estadounidense de Estándares (por su nombre en inglés American National Standards Institute, ANSI).

3.1.1. Termografía infrarroja

La termografía infrarroja consiste en medir la distribución de energía térmica radiante (calor), que emite una superficie y convertirla en un mapa que diferencia las intensidades de radiación, y es un mapa de temperatura de la superficie llamado termograma, es decir, es un método de obtención de imágenes sin contacto que permite ver la radiación térmica de un objeto. La energía térmica está presente en una instalación eléctrica y los equipos que alimenta debido a que circula una corriente eléctrica por ellos; al existir flojedad o daño en alguna de las uniones (puntos de conexión), esta energía térmica aumenta y representa pérdidas de energía por calor, así como desgaste en los elementos al estar sometidos a una alta temperatura.

La Norma ISO 18434 proporciona una guía sobre el uso de la termografía infrarroja (IRT) para el monitoreo y diagnóstico de maquinarias. Para el caso de este estudio la termografía sería cuantitativa comparativa para monitorear las fases y el neutro, debido a que las fases deberían trabajar bajo las mismas condiciones y una anomalía en la temperatura de alguna de las fases con respecto a las otras mostraría una temperatura elevada que puede ser indicio que existe una condición de deterioro o flojedad.

Los principales parámetros en una cámara termográfica son los siguientes:

- Rango de temperatura: indica las temperaturas mínima y máxima que pueden ser medidas con la cámara.
- Resolución de infrarroja: es la habilidad del sensor de reproducir ciertos detalles de imagen muy pequeños, es decir, discriminar entre pequeñas variaciones de calor.
- Emisividad: capacidad de objeto de emitir energía infrarroja, depende de la radiación emitida por una superficie u objeto debido a una diferencia de temperatura en su entorno. Puede tener un valor entre 0 (espejo brillante), y 1 (cuerpo negro).
- Paleta de colores: los tonos de color corresponden a las temperaturas superficiales de un objeto. La paleta de colores se debe seleccionar según los niveles de temperaturas observadas, ya que dan mayor o menor contraste a la imagen térmica, se recomienda si existen variaciones pequeñas de temperatura (bajo contraste térmico), se emplea una paleta de alto contraste y viceversa. Una cantidad alta de paletas de colores crea

una mayor diversidad para realizar termografías y reduce la probabilidad de error.

Para realizar la termografía el instrumento a utilizar es una cámara termográfica infrarroja que recolecta la energía radiante infrarroja de una superficie y produce una imagen en monocromo o en color, donde las sombras grises o las tonalidades de color están relacionadas con la distribución de temperatura en la superficie donde se realiza la medición. En este estudio se realiza una termografía a los bornes secundarios del transformador utilizando la cámara termográfica Thermal Expert (TE-Q1), y el software TE_Analyst 1,14 para analizar la misma, que es una cámara portátil utilizada por medio de un teléfono inteligente con sistema operativo Android, conectando la cámara por medio del puerto de carga del teléfono.

Figura 8. **Cámara termográfica Thermal Expert TE-Q1**



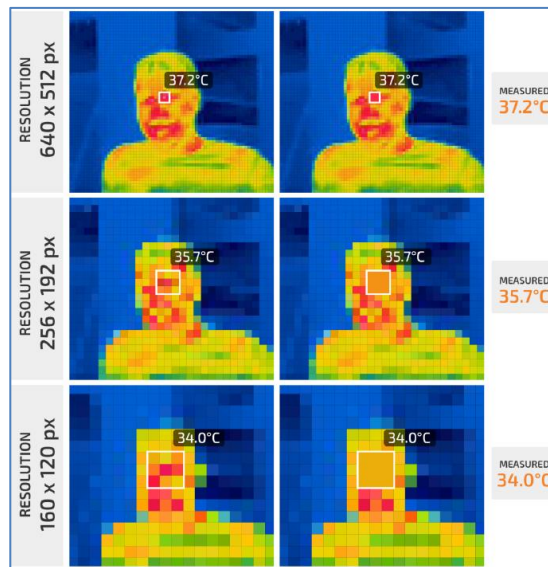
Fuente: Thermal Expert. *Instructivo del equipo. Thermal Expert TE-Q. p. 4.*

Figura 9. Especificaciones de la cámara Thermal Expert TE-Q1

Array format	384 x 288
Pixel pitch	17 μ m
Wavelength band	8 - 14 μ m (Longwave Infrared)
Sensitivity	\leq 50mK@F/1, 300K \leq 80mK@F/1.3, 300K
Frame rate	< 9 Hz
Scene range temperature	-10 $^{\circ}$ C~150 $^{\circ}$ C (PLUS: -10 $^{\circ}$ C~120 $^{\circ}$ C, PRO: -10 $^{\circ}$ C~250 $^{\circ}$ C)
Operating temperature	-10 $^{\circ}$ C ~ 50 $^{\circ}$ C
Power consumption	\leq 500 mW
Weight	<27g (with lens)
Dimension (Wx H x D)	47 mm x 25 mm x 16 mm (Without Lens)
Interface	Micro USB
Platform	Android, Windows
Type of lens	6.8mm f/1.3 13mm f/1.0
FOV[*]	Wide FOV(default) : 56.3 $^{\circ}$ (H) x 41.8 $^{\circ}$ (V) - 71.4 $^{\circ}$ (diagonal) Narrow FOV(option) : 28.7 $^{\circ}$ (H) x 21.7 $^{\circ}$ (V) - 35.3 $^{\circ}$ (diagonal)
Focus range	Wide FOV : 0.2m to infinity with 0.19mm refocus Narrow FOV : 0.4m to infinity with 0.39mm refocus

Fuente: Thermal Expert. *Ficha técnica del equipo. Thermal Expert TE-Q1.* p. 1.

Figura 10. Resolución de cámaras termográficas



Fuente: Thermal Expert. *Thermal camera parameters. Thermal camera parameters and febrile condition screening.* <https://workswell-thermal-camera.com/parameters-of-thermal-cameras-and-their-suitability-for-screening-febrile-conditions>. Consulta: 10 de julio de 2021.

Modo de operación:

- Conectar la cámara al puerto de carga del teléfono inteligente
- La aplicación “Thermal Expert” (previamente instalada en el dispositivo inteligente) se ejecutará automáticamente cuando la cámara se conecte.
- Después de unos segundos tocar el icono que se muestra en la imagen “3” para ejecutar la calibración de imagen.
- Se puede ajustar el enfoque girando el lente de la cámara para enfocar según la distancia del elemento a medir.

Figura 11. **Modo de operación de la cámara termográfica**



Fuente: Thermal Expert. *Instructivo del equipo. Thermal Expert TE-Q1.* p. 7.

3.1.2. Medición del valor actual de resistencia a tierra

La medición de la resistencia a tierra en el hospital se utiliza la pinza amperimétrica de conexión a tierra Fluke 1630, esta pinza puede utilizarse en sistemas con varias conexiones a tierra sin desconectar la conexión a tierra donde se desea medir. Basta con abrir las mordazas de la pinza y cerciorarse de que las superficies encajen correctamente y no contengan polvo, suciedad o sustancias extrañas. El selector de la pinza se coloca en la posición de Ω y la pinza no debe ser conectada a un conductor ni abrir las mordazas durante la auto calibración para conseguir una mayor exactitud. Al finalizar la auto calibración ya se puede conectar al electrodo o varilla de tierra, así como al cable de puesta a tierra y tomar el valor R_g de resistencia a tierra.

Figura 12. Diagrama de medición de resistencia a tierra con Fluke 1630

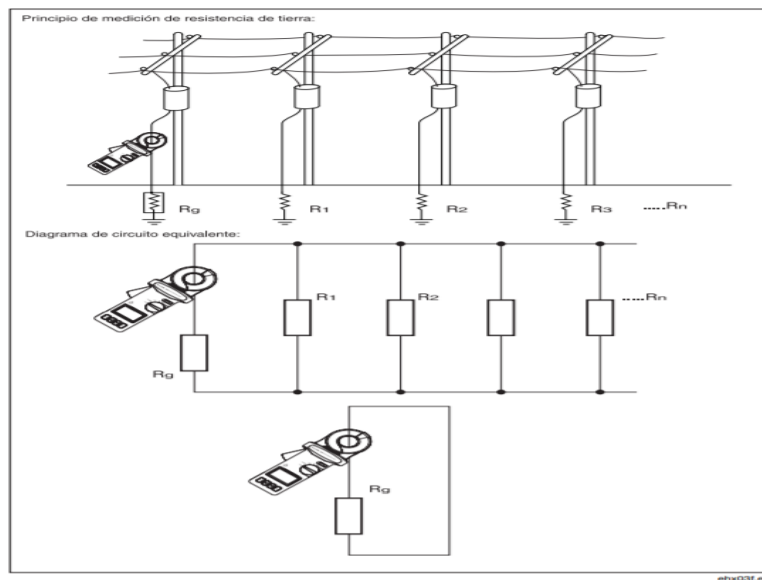


Figura 3. Principios de medición de resistencia de tierra

Fuente: Fluke. *Instructivo. PN 2729710.* p. 7.

3.1.3. Selección de conductor

Para la selección del conductor es necesario realizar algunas operaciones matemáticas, esto con el fin de obtener el mejor o el ideal para el diseño.

3.1.3.1. Cálculo de conductores eléctricos por método de corriente

Según recomendaciones del NEC, el conductor eléctrico no se debe cargar por encima del 80 % de su ampacidad, también define diversos factores de corrección para determinar la corriente que deben soportar los conductores. Estos factores de corrección se describen a continuación:

- Factor por número de conductores: al tener más de 3 conductores activos (portadores de corriente), dentro de una misma tubería, se da una reducción del transporte de corriente de estos.
- Factor por material de tubería: se hace una corrección por la disipación de calor en la tubería, y esto depende del material y las propiedades de este para transferir o disipar calor. Para tubería de metal se considera factor 1, para otro material como el PVC se considera un factor de 80 % (0,8).
- Factor por temperatura ambiente: la temperatura ambiente por encima de los 30°C reduce la capacidad de circulación de corriente en el conductor.
- Factor por servicio continuo: dependiendo el comportamiento de la carga se define el uso de los circuitos. Una carga que opera por más de tres horas, se considera que tiene un servicio continuo y tiene un factor de 80

% (0,8), las que operen por debajo de este tiempo son consideraras cargas no continuas y tienen un factor de 1.

Tabla V. **Factor de corrección por número de conductores en tubería**

Número de conductores portadores de corriente	Porcentaje del valor de las Tablas, ajustado para la temperatura ambiente si fuera necesario
De 4 a 6	80
De 7 a 9	70
De 10 a 20	50
De 21 a 30	45
De 31 a 40	40
41 y más	35

Fuente: Factores de Corrección. *Cálculo de conductores eléctricos con factores de corrección.*

<https://www.electricaplicada.com/calculo-de-conductores-electricos-con>. Consulta: 07 de febrero de 2020.

Tabla VI. **Factor de corrección por temperatura ambiente superior a 30°C**

FACTORES DE CORRECCIÓN							
Temp. ambiente en °C	Para temperaturas ambientes distintas de 30°C, multiplicar las anteriores corrientes por el correspondiente factor de los siguientes						Temp. ambiente en °C
21-25	1,08	1,05	1,04	1,08	1,05	1,04	21-25
26-30	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	26-30
31-35	0,91	0,94	0,96	0,91	0,94	0,96	31-35
36-40	0,82	0,88	0,91	0,82	0,88	0,91	36-40
41-45	0,71	0,82	0,87	0,71	0,82	0,87	41-45
46-50	0,58	0,75	0,82	0,58	0,75	0,82	46-50
51-55	0,41	0,67	0,76	0,41	0,67	0,76	51-55
56-60	0,58	0,71	0,58	0,71	56-60
61-70	0,33	0,58	0,33	0,58	61-70
71-80	0,41	0,41	71-80

Fuente: Factores de Corrección. *Cálculo de conductores eléctricos con factores de corrección.*

<https://www.electricaplicada.com/calculo-de-conductores-electricos-con>. Consulta: 07 de febrero de 2020.

Tomando en cuenta la carga que se desea alimentar y los factores de corrección correspondientes, por medio de la siguiente ecuación se puede determinar el valor de corriente que deben soportar los conductores.

$$I = \frac{S}{c * V * \text{Factores de corrección}} = \frac{S}{c * V * F_{NC} * F_{MT} * F_T * F_{SC}}$$

Donde:

I: Corriente eléctrica [A]

S: Potencia [VA]

V: Voltaje de línea [V]

F_{NC}: Factor por número de conductores

F_{MT}: Factor por material de tubería

F_T: Factor por temperatura ambiente

F_{SC}: Factor por servicio continuo

c: para circuitos monofásicos y bifásicos c = 1

para circuitos trifásicos c = $\sqrt{3}$

3.1.3.2. Cálculo de conductores eléctricos por caída de tensión

Al circular una corriente eléctrica por un conductor eléctrico se produce una caída de tensión entre el punto de alimentación y las terminales de la carga. Las cargas dependen de que el voltaje en sus terminales se mantenga lo más cercano a su voltaje nominal, para esto es necesario seleccionar el conductor eléctrico que, a máxima corriente de carga, logre mantener el voltaje en las terminales de carga dentro de los límites establecidos por el NEC. Para el dimensionamiento de los conductores se debe cumplir con la siguiente regulación:

- Alimentadores: para el circuito principal o alimentador, se recomienda que la caída de tensión no exceda el 2 % del voltaje nominal.
- Circuitos derivados: para los circuitos derivados o ramales, se recomienda que la caída de tensión no exceda el 3 % del voltaje nominal.
- Total, de la instalación: para la combinación entre un ramal y el alimentador, la caída de tensión total máxima no debe exceder el 5 % del voltaje nominal.

Partiendo de los porcentajes máximos de caída de tensión establecidos en el NEC, conociendo la corriente máxima de carga, la distancia de la alimentación hasta la carga y el material del que se utilizaran los conductores; es posible determinar el área transversal necesaria del conductor, con lo cual se podría determinar el calibre del conductor. Esto se consigue por medio de las siguientes ecuaciones:

$$\Delta V = V_A - V_C$$

$$e = \frac{\Delta V}{V_N}$$

$$I_N = \frac{S}{\sqrt{3} * V_N}$$

$$A_C = \frac{c * \rho_C * L_C * I_N}{e * V_N}$$

Donde:

ΔV : Caída de voltaje en el conductor o trayectoria del ramal [V]

VA: Voltaje en el extremo de alimentación [V]

VC: Voltaje en la terminal de la carga [V]

e: Caída de voltaje permitida [%]

VN: Voltaje nominal [V]

AC: Área o sección transversal [mm²]

ρ_C : Resistividad del material conductor [Ω -mm²/m]

LC: Longitud del conductor [m]

IN: Corriente de carga [A]

c: para circuitos monofásicos y bifásicos $c = 2$, porque existe otro cable de retorno para circuitos trifásicos $c = \sqrt{3}$, el voltaje nominal es el voltaje de línea.

3.1.3.3. Selección de conductor de puesta a tierra

Tomando en cuenta lo referido en el NEC, que establece el calibre mínimo del conductor de tierra según el consumo de un ramal de la instalación y para el alimentador principal dependerá del calibre de conductor de este, detallándolo por medio de las siguientes tablas.

Tabla VII. **Calibre mínimo de conductor de tierra según amperios de consumo**

Tabla 250.122 Calibre mínimo de conductores de puesta a tierra de equipos para puesta a tierra de canalizaciones y equipos.

Valor nominal o ajuste de dispositivos automáticos contra sobrecorriente en circuitos antes del equipo, conduit, etc., sin exceder de (Amperes)	Calibre (AWG o kcmil)	
	Cobre	Aluminio o aluminio recubierto de cobre*
15	14	12
20	12	10
30	10	8
40	10	8
60	10	8
100	8	6
200	6	4
300	4	2
400	3	1
500	2	1/0
600	1	2/0
800	1/0	3/0
1000	2/0	4/0
1200	3/0	250
1600	4/0	350
2000	250	400
2500	350	600
3000	400	600
4000	500	800
5000	700	1200
6000	800	1200

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

*Véanse las restricciones de instalación en la sección 250.120.

Fuente: NFPA, Asociación Nacional de Protección contra el Fuego. *Código Eléctrico Nacional, edición 2008*. p. 117.

Tabla VIII. **Calibre de conductor de tierra según conductor de la acometida**

Tabla 250.66 Conductor del electrodo de puesta a tierra para sistemas de corriente alterna

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

Fuente: NFPA, Asociación Nacional de Protección contra el Fuego. *Código Eléctrico Nacional, edición 2008*. p. 108.

3.1.4. Cargabilidad

La cargabilidad se puede decir que es la cantidad de aprovechamiento o porcentaje de uso que tiene un transformador o la acometida de una instalación eléctrica. Está relacionada con la capacidad de corriente o potencia para lo que está diseñado, con respecto a lo que realmente se está utilizando en condiciones de demanda máxima.

Al realizar el levantamiento en campo y conocer tanto la capacidad instalada, cargas conectadas, y luego de realizar las mediciones correspondientes sobre el consumo de energía durante la demanda máxima, es posible hacer una comparativa del uso que tiene el transformador, las barras del tablero principal y acometida.

Tomando en cuenta que el NEC recomienda no sobrepasar el 90 % de la capacidad nominal, ya que durante el diseño se toma en cuenta el 25 % para crecimiento, para no reducir la vida útil. De acuerdo con el nivel de aprovechamiento de la capacidad nominal durante la demanda máxima, se pueden distinguir 3 clasificaciones:

- Sobredimensionado: cuando el porcentaje de cargabilidad se encuentra entre el 0 % y 30 %.
- Correctamente dimensionado: cuando el porcentaje de cargabilidad se encuentra entre el 31 % y 90 %.
- Subdimensionado: cuando el porcentaje de cargabilidad se encuentra arriba del 91 %.

3.1.4.1. Porcentaje de uso del transformador

El porcentaje de uso del transformador es una relación entre la demanda máxima de la instalación y la capacidad nominal del transformador instalado, tal como se muestra en la siguiente ecuación

$$\%USO: \frac{D_{max}}{kVA_{inst}}$$

Donde:

D_{max} : Demanda máxima de la instalación [kVA]

kVA_{inst} : Capacidad nominal de transformador instalado [kVA]

3.1.4.2. Porcentaje del uso de las barras del tablero principal

El porcentaje de uso de las barras del tablero principal es una relación entre la corriente máxima que circula por las barras y la capacidad nominal de las barras, tal como se muestra en la siguiente ecuación

$$\%Uso: \frac{I_{max}}{A_{inst}}$$

Donde:

I_{max} : Corriente máxima que circula por las barras [A]

A_{inst} : Capacidad nominal de las barras del tablero principal [A]

3.1.4.3. Porcentaje del uso de la acometida

El porcentaje de uso de la acometida es una relación entre la corriente máxima que circula por la acometida y la capacidad nominal de los conductores instalados en la acometida, tal como se muestra en la siguiente ecuación

$$\%Uso: \frac{I_{max}}{A_{inst}}$$

Donde:

I_{max} : Corriente máxima que circula por la acometida [A]

A_{inst} : Capacidad nominal de los conductores eléctricos [A]

3.1.5. Cálculo de corriente de cortocircuito en la acometida

Una falla en el aislamiento produce un brusco aumento de la corriente eléctrica, a este efecto se le llama corriente de cortocircuito. La corriente de cortocircuito es fundamental para establecer características de los elementos de protección que deberán soportar o cortar la corriente de falla. Existen diferentes métodos para hallar el valor de la corriente de cortocircuito que han sido clasificados como completos y simplificados. Un método completo es aquel que evalúa todos los parámetros del circuito y un método simplificado realiza consideraciones para obtener un resultado aproximado, en todos los casos existen herramientas de cómputo para encontrar los valores de cortocircuito, utilizados para resolver matrices hasta algoritmos sofisticados. Los métodos más conocidos son:

- Método bus infinito
- Método Punto-a-punto
- Método Óhmico o matriz de Impedancias
- Método de los MVA
- Método de reducción de mallas
- Método por unidad
- Método por componentes simétricas

Para este estudio se utilizará la simplificación del método de bus infinito, que es la idealización de un sistema que es tan grande que en él no varía ni el voltaje ni la frecuencia, sin importar que tanta potencia activa o reactiva se demande de este. Por lo tanto, la corriente de cortocircuito en los bornes de secundario del transformador a bus infinito sería la corriente que se tuviera si la distribuidora de energía pudiera entregar potencia ilimitada durante el cortocircuito. En la mayor parte de los sistemas eléctricos se obtiene la máxima

corriente de cortocircuito cuando se produce una falla trifásica, este tipo de falla es la que se analiza por medio de las siguientes ecuaciones:

$$I_{cc} = \frac{S_{nom}}{\sqrt{3} * V_{nom} * Z_T}$$

Sabiendo que:

$$S_{nom} = \sqrt{3} * V_{nom} * I_{nom}$$

$$I_{nom} = \frac{S_{nom}}{\sqrt{3} * V_{nom}}$$

La ecuación final da como resultado:

$$I_{cc} = \frac{I_{nom}}{Z_T}$$

Donde:

S_{nom} : Potencia aparente nominal del transformador [VA]

V_{nom} : Voltaje nominal de línea en el secundario del transformador [V]

I_{nom} : Corriente nominal a plena carga en el secundario del transformador [A]

Z_T : Impedancia del transformador [pu]

3.2. Sistema de puesta a tierra

El diseño del sistema de puesta a tierra se realiza teniendo en cuenta los criterios de seguridad e información necesaria para el diseño, establecidos en el método de Schwarz según la norma técnica de la IEEE 80-2000, en él se puede determinar la resistencia total de un sistema de puesta a tierra en un terreno

homogéneo formado por electrodos en disposición vertical (varillas), y horizontal (conductor desnudo), que forman una malla. Los procedimientos para diseñar sistemas de puesta a tierra se basan en conceptos tradicionales y los propósitos que se persiguen al diseñarlo son los siguientes:

- Protección de seres vivos
- Protección de instalación eléctrica y equipos
- Apegarse a la normativa internacional de los que debe incluir una instalación.

Uno de los primeros pasos a realizar para elaborar el diseño de un sistema de puesta a tierra es determinar el valor de resistividad del suelo donde se instalará la puesta a tierra, además es importante tener conocimiento de los parámetros que afectan su rendimiento, como es el caso del espaciamiento de los conductores de la malla, el número de varillas de tierra instaladas, su ubicación y longitud, entre otros.

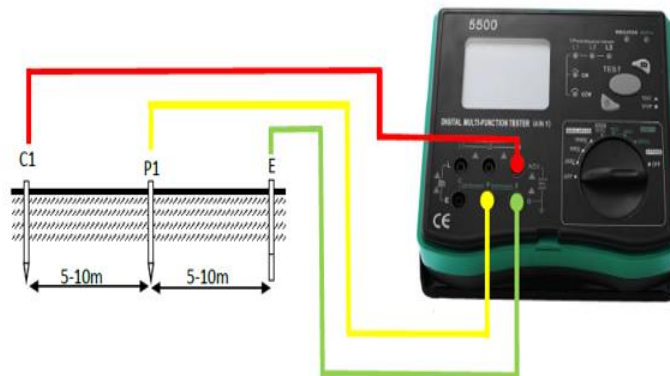
3.2.1. Medición de resistividad del suelo

Para realizar el cálculo y diseño del sistema de puesta a tierra es esencial que se mida la resistividad del terreno donde se desea efectuar la instalación, siendo éste el factor más importante en el fenómeno de conducción de la corriente eléctrica en el terreno.

Para medir la resistividad del suelo se utiliza un medidor digital multifuncional modelo DY5500, posee la función para medir la resistencia del suelo por medio del método de caída de potencial, dicho método consiste en hacer circular una corriente entre el punto de tierra a medir (E), y un electrodo auxiliar de corriente (C1), así como medir el voltaje entre el punto E y un electrodo

de potencial auxiliar (P1). Los electrodos deben ser enterrados en un punto húmedo y en línea recta, con una distancia entre 5 – 10 metros, tal como se muestra en la siguiente imagen:

Figura 13. **Diagrama de conexión de los electrodos al medidor DY5500**



Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft PowerPoint 365.

3.2.2. **Diseño del sistema de puesta a tierra**

Normalmente se utilizan conductores de cobre desnudos en un sistema de puesta a tierra, pueden estar enterrados entre 30 y 50 centímetros por debajo del nivel del suelo, con un espaciamiento entre cada conductor de 3 a 7 metros. Los puntos de intersección entre los conductores deben estar unidos de manera fija. Se considerará utilizar soldadura exotérmica para realizar las uniones. Las varillas de tierra se pueden instalar en las esquinas de la malla y a lo largo del perímetro de la malla en los puntos de unión.

Para el diseño de la puesta a tierra se realizará una propuesta preliminar de la malla, luego utilizando las ecuaciones del método de Schwarz según la norma

IEEE 80-2000 se calcularán los valores de resistencia total del sistema y se realizará la comparativa con el valor recomendado por la normativa, esta indica que el valor de resistencia del sistema de puesta a tierra no debe ser mayor a 5Ω para un hospital, mismo valor que indica el NEC.

A continuación, se describen los valores que se deben tener en cuenta para el diseño del sistema de puesta a tierra, de ellos unos serán medidos, estimados y otros estarán establecidos por los valores de fabricación:

- Resistividad del terreno (ρ)
- Área de la malla de tierra (A), conociendo su longitud en x (L_x) y su longitud en y (L_y).
- Longitud total de todos los conductores conectados a la malla (L_c).
- Diámetro del conductor (D_c).
- Profundidad del conductor (h).
- Numero de varillas (n_r).
- Diámetro de la varilla (D_r).
- Longitud de la varilla (L_r).

Partiendo de conocer los datos mencionados anteriormente, el propósito final es conocer la resistencia total del sistema para determinar si se cumple con el valor de 5Ω indicados por la normativa, para esto se inicia encontrando los valores de los coeficientes de las ecuaciones de Schwarz K1 y K2, los que dependen de la relación entre el ancho y el largo de la malla, conocido como "x", y que para conductores enterrados que se aproximen a un valor de profundidad "h" igual a la décima parte de la raíz del área que ocupa la malla, las ecuaciones son las siguientes

$$K_1 = -0,05 \frac{L_x}{L_y} + 1,2$$

$$K_2 = 0,10 \frac{L_x}{L_y} + 4,68$$

Donde:

L_x : Longitud de la malla en el eje x [m]

L_y : Longitud de la malla en el eje y [m]

K_1, K_2 : Coeficientes de Schwarz

Una vez encontrados los valores de los coeficientes de Schwarz, se puede encontrar el valor de la resistencia de los conductores de la malla R_1 , así como la resistencia de las varillas de la malla R_2 . Las resistencias a tierra de los conductores y de las varillas, R_1 y R_2 respectivamente, se calculan utilizando las siguientes ecuaciones

$$R_1 = \frac{\rho}{\pi L_c} \left[\ln \left(\frac{2L_c}{\sqrt{D_c * h}} \right) + \frac{K_1 * L_c}{\sqrt{A}} - K_2 \right]$$

$$R_2 = \frac{\rho}{2\pi n_r L_r} \left[\ln \left(\frac{8L_r}{D_r} \right) - 1 + \frac{2K_1 * L_r}{\sqrt{A}} (\sqrt{n_r} - 1)^2 \right]$$

Donde:

ρ : Resistividad del terreno [$\Omega \cdot m$]

L_c : Longitud total de todos los conductores conectados a la malla [m]

D_c : Diámetro del conductor [m]

h : Profundidad a la que están enterrados los conductores

K_1, K_2 : Coeficientes de Schwarz

A : Área cubierta por los conductores [m^2]

n_r : Número de varillas

L_r : Longitud de cada varilla [m]

D_r : Diámetro de la varilla

También se debe calcular la resistencia mutua entre los conductores de la malla y las varillas instaladas, esta se representa como R_m y se calcula con la siguiente ecuación

$$R_m = \frac{\rho}{\pi L_c} \left[\ln \left(\frac{2L_c}{L_r} \right) + \frac{K_1 * L_c}{\sqrt{A}} - K_2 + 1 \right]$$

Luego de obtener los valores de la resistencia de los conductores, varillas y la resistencia mutua entre estos últimos, se puede encontrar el valor de la resistencia de puesta a tierra de todo el sistema, y se representa como R_g y es el valor que se debe comparar con lo establecido en la normativa, que como se mencionó anteriormente para el caso de hospitales no debe ser mayor a 5Ω . La ecuación para determinar la resistencia de todo el sistema se presenta a continuación

$$R_g = \frac{(R_1 * R_2) - R_m^2}{R_1 + R_2 - 2R_m}$$

3.3. Sistema de pararrayos

El sistema de pararrayos debe tener su propia toma de tierra, con al menos tres electrodos, dado el carácter de impulso de la corriente de rayo y para asegurar un adecuado drenaje de dicha corriente hacia tierra, esto para minimizar el riesgo de la aparición de sobretensión peligrosas en el interior del volumen a proteger, para esto se debe definir la forma de la red de tierras y su resistencia.

El diseño de la puesta a tierra para el pararrayos se diseña también con el método de Schwarz de la norma IEEE 80-2000, tomando como referencia el valor máximo de resistencia de 5Ω . Las ecuaciones de Schwarz involucran un área rectangular o cuadrada, pero al ser la puesta a tierra del pararrayos se utilizará una configuración de puesta a tierra por medio de la unión de tres varillas en forma de triangular.

Con una configuración triangular de malla, para calcular los coeficientes de las ecuaciones de Schwarz K_1 y K_2 , se toma la relación entre el ancho y largo de malla con valor de 1, $L_x/L_y = 1$, siempre y cuando el triángulo sea equilátero independientemente del valor de sus lados. Además, se conoce el valor del número de varillas y la longitud del conductor conectado en la malla, $n_r = 3$ y $L_c = 3d$ respectivamente, donde se conoce la longitud de los lados del triángulo "d", la cual debe ser mayor que la longitud de la varilla. Por lo tanto, se puede reescribir las ecuaciones de Schawarz de la siguiente forma

$$R_1 = \frac{\rho}{3\pi d} \left[\ln \left(\frac{6d}{\sqrt{D_c * h}} \right) + \frac{3K_1 * d}{\sqrt{A}} - K_2 \right]$$

$$R_2 = \frac{\rho}{6\pi L_r} \left[\ln \left(\frac{8L_r}{D_r} \right) - 1 + \frac{2K_1 * L_r}{\sqrt{A}} (\sqrt{3} - 1)^2 \right]$$

$$R_m = \frac{\rho}{3\pi d} \left[\ln \left(\frac{6d}{L_r} \right) + \frac{3K_1 * d}{\sqrt{A}} - K_2 + 1 \right]$$

Donde:

d: Distancia de separación de cada lado del triángulo [m]

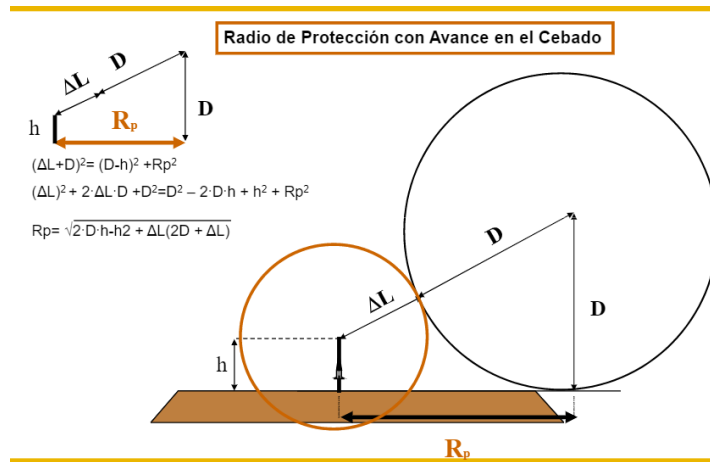
Una vez calculados los 3 datos de resistencia R_1 , R_2 y R_m se calcula la resistencia total del sistema R_g

$$R_g = \frac{(R_1 * R_2) - R_m^2}{R_1 + R_2 - 2R_m}$$

Para diseñar la red de pararrayos se tomará de referencia la norma NFC 17-102, para reducir de forma significativa los riesgos de daños, en las estructuras o áreas a proteger, debido a los impactos de rayo, ninguna norma puede asegurar la protección absoluta en un proceso en el que intervienen elementos naturales como el impacto de rayo. Con esta norma se trata la protección contra los impactos directos del rayo, mediante pararrayos con dispositivo de cebado, en edificios de altura inferior a 60 metros y zonas abiertas, en los hospitales existe equipo electrónico sensible y se puede dañar fácilmente por las sobretensiones debidas a la descarga, pudiendo causar problemas como por ejemplo con pacientes en cuidados intensivos.

Se debe determinar el radio de protección de un pararrayos R_p , que sería el radio de protección al instalar el pararrayos a cierta altura h sobre el nivel más alto del hospital y que para un dispositivo de cebado, depende de la altura y el nivel de protección. Para este estudio se hará una propuesta de la altura y el pararrayos a instalar, luego se calculará el radio de protección para los 4 niveles de protección y se comparará si cubre toda la zona del terreno del hospital.

Figura 14. **Radio de protección contra el rayo con dispositivo de cebado**



Fuente: Aplicaciones Tecnológicas, S.A. *Curso sistemas de protección contra el rayo.*
<https://docplayer.es/15920748-Ponente-www-at3w-com.html>. Consulta: 02 de febrero de 2020.

Se puede determinar el radio de protección mediante la siguiente ecuación

$$R_p = \sqrt{2 * D * h - h^2 + \Delta L(2D + \Delta L)}$$

Donde:

R_p : Radio de protección a una altura dada cuando $h \geq 5$ metros [m]

h : Altura de la punta del pararrayos sobre el plano horizontal donde se instalará [m]

D : 20 m para nivel de protección I

30 m para nivel de protección II

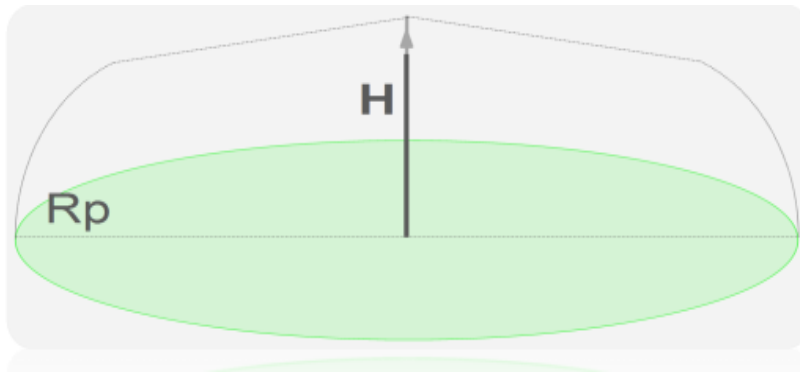
45 m para nivel de protección III

60 m para nivel de protección IV

ΔL : $\Delta L = v * \Delta T$, donde $v = 1 \text{ m}/\mu\text{s}$ [m]

ΔT : avance en el cebado, resultado de las pruebas de evaluación del pararrayos [μs]

Figura 15. **Diámetro de protección contra el rayo con dispositivo de cebado**



Fuente: Aplicaciones Tecnológicas, S.A. *Curso sistemas de protección contra el rayo.*
<https://docplayer.es/15920748-Ponente-www-at3w-com.html>. Consulta: 02 de febrero de 2020.

3.4. Mediciones de la calidad de energía eléctrica

Los disturbios eléctricos pueden presentarse de varias formas, variando desde eventos transitorios de corta duración hasta eventos prolongados de larga duración que pueden provenir de la instalación de la empresa de distribución de energía o del usuario. Estas perturbaciones pueden influir en los valores nominales de las 3 variables principales de la instalación: corriente, voltaje y frecuencia; lo cual puede afectar de manera significativa el rendimiento de la instalación y los equipos, así como la vida útil de estos, haciendo que funcionen de manera incorrecta o incluso puedan llegar a dañarse.

3.4.1. Normas referentes a la calidad de energía

Para realizar las mediciones se toma como referencia normas nacionales e internacionales que establecen los límites y directrices generales. Las normas que se utilizarán en este proyecto serán las emitidas por el organismo nacional de la CNEE y de las instituciones internacionales de la IEC e IEEE, estas se mencionan a continuación.

3.4.1.1. IEC 61000-4-30

La norma IEC 61000-4-30 establece el procedimiento para la medida de cada uno de los parámetros eléctricos en base a los cuales se determina la calidad de la energía, se puede obtener resultados fiables, repetibles y comparables. Los equipos de medición de calidad de energía deben cumplir con la medición de la totalidad de los parámetros establecidos por la norma para clasificarse como equipo clase A, de no cumplir con alguno se clasifica como equipo clase B. Los parámetros que debe poder medir son los siguientes:

- Tensión de alimentación
- Frecuencia de la tensión de alimentación
- Interrupciones en la tensión de alimentación
- Fluctuación de la tensión de alimentación
- Desequilibrio en la tensión de alimentación
- *Flicker*
- Cambios rápidos en la tensión de alimentación
- Armónicos e interarmónicos
- Transmisión de señales a través de la alimentación

3.4.1.2. IEEE 1159

La norma se desarrolló para establecer una estandarización para los algoritmos básicos y datos que debían cumplir los fabricantes en sus equipos de medición de calidad de energía. La norma define siete categorías distintas de fenómenos electromagnéticos en las redes eléctricas:

- Fluctuaciones de tensión
- Distorsión de la forma de onda
- Variación de la frecuencia
- Desequilibrio de tensión
- Transitorios
- Variaciones de corta duración
- Variaciones de larga duración

3.4.1.3. IEEE 519

La norma IEEE 519 hace referencia a la Práctica recomendada y requisitos para el control de armónicos en sistemas de energía eléctrica, estableciendo los objetivos para el diseño de sistemas que incluyen cargas lineales y no lineales, así como describir la forma de onda de voltaje y corriente que pueda existir en todo el sistema. También busca controlar la distorsión armónica de voltaje y corriente, así como la calidad de la tensión generada por los armónicos eléctricos en el punto común de conexión, que para el caso de este estudio sería el punto de entrega hacia el usuario de parte del distribuidor de energía, estableciendo los límites tolerables.

El propósito de la norma es recomendar los límites de distorsión armónica tomando en cuenta una limitación de la cantidad de corriente armónica que un

usuario puede inyectar a la red de distribución, así como la limitación en el nivel de voltaje armónico que la distribuidora puede suministrar al usuario.

3.4.1.4. Normas técnicas del servicio de distribución (NTSD)

Estas normas técnicas son la que se encuentran regulando en Guatemala y fueron emitidas por la CNEE, cuyo objetivo es establecer derechos y obligaciones de las distribuidoras y usuarios del servicio eléctrico de distribución, así como los índices o indicadores de referencia para calificar la calidad con que se proveen los servicios de energía eléctrica en el punto de entrega y de utilización de tales servicios, estableciendo tolerancias permisibles de los siguientes parámetros

- Calidad del producto suministrado por el distribuidor
 - Regulación de tensión
 - Desbalance de tensión en servicios trifásicos
 - Distorsión armónica
 - *Flicker*

- Incidencia del usuario en la calidad del producto
 - Distorsión armónica
 - *Flicker*
 - Factor de potencia

- Calidad del servicio técnico
 - Interrupciones

- Calidad del servicio comercial
 - Calidad del servicio comercial del distribuidor
 - Calidad de la atención al usuario.

3.4.2. Instrumentos utilizados para medir la calidad de energía

Para realizar la medición de la calidad de energía es necesario utilizar un analizador de redes, que es un instrumento capaz de analizar las propiedades de las redes eléctricas, pudiendo mostrar datos de las formas de onda de las señales de voltaje, corriente, frecuencia y otros parámetros que definen la calidad de energía. Estos equipos pueden almacenar la información de las mediciones, puede ser exportada a una computadora y analizada para ver el comportamiento de la red durante el tiempo de medición.

3.4.2.1. Analizador de redes Dranetz HDPQ Guide

Para las mediciones se hizo uso de un analizador de redes Dranetz HDPQ Guide, que mide todos los estándares industriales actuales, incluyendo IEEE 519, IEEE 1159, IEC 61000-4-7 Clase A, IEEE 1459, IEC 61000-4-30, entre otros.

Figura 16. **Dranetz HDPQ Guide**

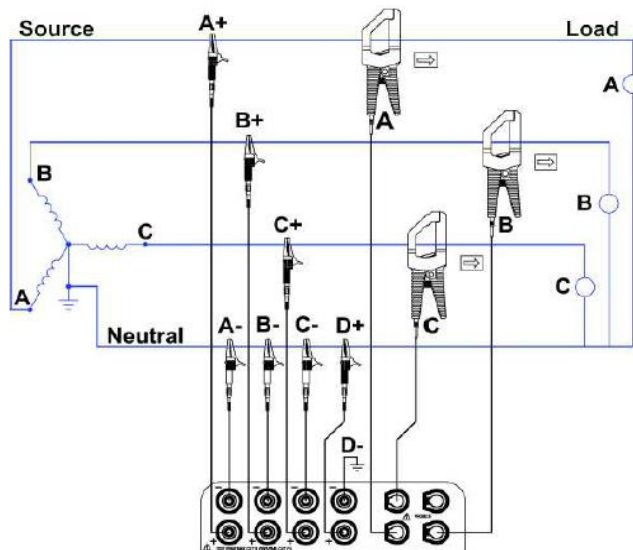


Fuente: Power Quality Analyzer. *Dranetz HDPW guide*. <https://docplayer.es/15920748-Ponente-www-at3w-com.html>. Consulta: 13 de marzo de 2020.

La medición se realizó solo sobre un punto, que fue el lado secundario del transformador que alimenta al hospital, configurando el analizador para que realice mediciones de todos los parámetros en intervalos de diez minutos y así cumplir con el programa de medida establecido por las NTSD, para la distorsión armónica. La norma establece un periodo de medición de siete días de manera ininterrumpida, pero para este caso se tomaron once días de medición.

La manera en que se conecta el analizador está establecida en el instructivo del equipo, que para este caso es un transformador que en el secundario tiene conexión estrella de 4 hilos. La siguiente imagen muestra la manera de conectar el analizado.

Figura 17. **Conexión de Dranetz HDPQ Guide, trifásico estrella 4 hilos**



Fuente: Dranetz. *Instructivo del equipo Dranetz HDPQ*. p. 288.

3.4.2.2. **Software para analizar redes Dran-View 7**

El software Dran-View 7 es una herramienta compatible con el sistema operativo de Windows con el cual se puede visualizar y analizar los datos extraídos de las mediciones realizadas con el Dranetz HDPQ Guide. Los resultados no son solamente captura de pantalla, sino se puede realizar un análisis avanzado de puntos de muestra almacenados, donde se puede visualizar gráficos de tiempo, lista de eventos y la información relacionada a estos.

Para la mayoría de los parámetros, los datos de las mediciones realizadas fueron exportados como tablas a Excel para poder establecer en las gráficas un parámetro de referencia, según la tolerancia que indique la normativa en cada caso y que de manera visual se pueda representar la comparación entre el valor medido y su tolerancia.

3.4.3. Parámetros que analizar

Todos los índices de calidad de energía están contemplados en las NTSD, por lo tanto, de ahí se tomarán las tolerancias permitidas para cada uno de ellos.

- Regulación de voltaje
- Factor de Potencia
- Desbalance voltaje y corriente
- Armónico de voltaje y corriente
- *Flicker*
- Frecuencia

3.4.3.1. Regulación de voltaje

Esta desviación está representada por un índice que se determina con el valor de voltaje medido en un momento dado (V_k), y el voltaje nominal (V_N), dando un valor porcentual, tal como se muestra en la siguiente ecuación.

$$(\%) = \frac{|V_k - V_N|}{V_N} * 100$$

Tabla IX. Tolerancia admisible de regulación de tensión, NTSD

TENSION	TOLERANCIA ADMISIBLE RESPECTO DEL VALOR NOMINAL, EN %					
	ETAPA					
	TRANSICION		REGIMEN A partir del Mes 1 hasta el 12		REGIMEN A partir del Mes 13	
	SERVICIO URBANO	SERVICIO RURAL	SERVICIO O URBANO	SERVICIO O RURAL	SERVICIO URBANO	SERVICIO RURAL
BAJA	12	15	10	12	8	10
MEDIA	10	13	8	10	6	7
ALTA	TRANSICION		REGIMEN A partir del Mes 1 hasta el 12		REGIMEN A partir del Mes 13	
	7		6		5	

Fuente: CNEE. *Normas técnicas del servicio, edición 1999*. p. 16.

3.4.3.2. Desbalance de voltaje

Según la NTSD el índice de calidad del desbalance de tensión se determina por medio de la siguiente ecuación.

$$\Delta DTD(\%) = \left[\frac{3(V_{max} - V_{min})}{V_a + V_b + V_c} \right] * 100$$

Donde:

$\Delta DTD(\%)$: Porcentaje de desbalance de tensión por parte del distribuidor

V_{max} : Voltaje máximo de cualquiera de las fases, registrado en el intervalo de medición k.

V_{min} : Voltaje mínimo de cualquiera de las fases, registrado en el intervalo de medición k.

V_a : Voltaje en la fase a, registrado en el intervalo de medición k.

V_b : Voltaje en la fase b, registrado en el intervalo de medición k.

V_c : Voltaje en la fase c, registrado en el intervalo de medición k.

Tabla X. **Tolerancia para el desbalance de tensión, NTSD**

TENSION	DESBALANCE DE TENSION, ΔDTD , EN %
	ETAPA DE REGIMEN A Partir del Mes 13
BAJA Y MEDIA	3
ALTA	1

Fuente: CNEE. *Normas técnicas del servicio, edición 1999.* p. 19.

3.4.3.3. Desbalance de corriente

Las NTSD no establecen una tolerancia para el desbalance de corriente generado por la carga del usuario, pero para efectos comparativos en este estudio, se tomará como referencia el valor establecido en las Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones (NTCSTS), en la incidencia en la calidad del producto por los participantes, que para el desbalance de corriente se tiene una tolerancia del diez por ciento (10 %).

$$\Delta DIP(\%) = \left[\frac{3I_{mp}}{I_a + I_b + I_c} \right] * 100$$

Donde:

ΔDIP (%): Porcentaje de desbalance de corriente por parte del usuario

Imp: Máxima desviación de corriente de cualquiera de las fases, respecto al valor promedio de las tres fases, registrado en el intervalo de medición k.

Ia: Corriente en la fase a, registrado en el intervalo de medición k.

Vb: Corriente en la fase b, registrado en el intervalo de medición k.

Vc: Corriente en la fase c, registrado en el intervalo de medición k.

3.4.3.4. Factor de potencia

El valor mínimo admitido para el factor de potencia se discrimina de acuerdo a la potencia del usuario, teniendo un valor de 0,85 para usuarios con potencias de hasta 11kW, y un valor de 0,9 para usuarios con potencias superiores a 11kW.

El control se realizará en el punto de medición o en la acometida del usuario, en periodos mínimos de siete días, registrando datos de energía activa y reactiva.

El factor de potencia se determina efectuando mediciones en periodos de horario de punta como el resto del día, tal como lo describe la siguiente ecuación.

$$F_{pot_p} = \frac{EnergAct_p}{\sqrt{EnergAct_p^2 + EnergReact_p^2}}$$

Donde:

Fpot_p: Factor de potencia para el periodo horario p.

EnergAct_p: Energía activa registrada en el período de registro para el período horario p.

EnergReact_p: Energía reactiva registrada en el período de registro para el período horario p.

3.4.3.5. Distorsión armónica del voltaje

Se considera que la energía eléctrica es de mala calidad cuando, en un lapso mayor al cinco por ciento del correspondiente periodo de medición, las mediciones muestran que la distorsión armónica de tensión ha excedido el rango de tolerancia establecida en la siguiente tabla.

Tabla XI. **Tolerancia para la distorsión armónica de tensión**

ORDEN DE LA ARMONICA (n)	DISTORSION ARMONICA INDIVIDUAL DE TENSION, DAIT [%]	
	BAJA Y MEDIA TENSION V≤60 kV	ALTA TENSION 60Kv<V≤ 230 kV
IMPARES NO MULTIPLOS DE 3		
5	6.0	2.0
7	5.0	2.0
11	3.5	1.5
13	3.0	1.5
17	2.0	1.0
19	1.5	1.0
23	1.5	0.7
25	1.5	0.7
> 25	0.2 + 1.3*25/n	0.1 + 0.6*25/n
IMPARES MULTIPLOS DE 3		
3	5.0	2.0
9	1.5	1.0
15	0.3	0.3
21	0.2	0.2
> 21	0.2	0.2
PARES		
2	2.0	2.0
4	1.0	1.0
6	0.5	0.5
8	0.5	0.4
10	0.5	0.4
12	0.2	0.2
> 12	0.2	0.2
DISTORSION ARMONICA TOTAL DE TENSION, DATT, EN %	8	3

Fuente: CNEE. *Normas técnicas del servicio, edición 1999.* p. 21.

3.4.3.6. Distorsión armónica de la corriente

Se considera que la energía eléctrica es de mala calidad cuando, en un lapso mayor al cinco por ciento del correspondiente periodo de medición, las mediciones muestran que la distorsión armónica de corriente ha excedido el rango de tolerancia establecida en la siguiente tabla.

Tabla XII. **Tolerancia para la distorsión armónica de corriente**

ORDEN DE LA ARMÓNICA (n)	P ≤ 10 kW V ≤ 1kV	P > 10Kw 1kV < V ≤ 60kV	P > 50kW v > 60kV
	INTENSIDAD ARMONICA MAXIMA (AMP)	DISTORSION ARMONICA INDIVIDUAL DE CORRIENTE DAII, EN %	
IMPARES NO MULTIPLOS DE 3			
5	2.28	12.0	6.0
7	1.54	8.5	5.1
11	0.66	4.3	2.9
13	0.42	3.0	2.2
17	0.26	2.7	1.8
19	0.24	1.9	1.7
23	0.20	1.6	1.1
25	0.18	1.6	1.1
> 25	4.5/n	0.2 + 0.8*25/n	0.4
IMPARES MULTIPLOS DE 3			
3	4.60	16.6	7.5
9	0.80	2.2	2.2
15	0.30	0.6	0.8
21	0.21	0.4	0.4
> 21	4.5/n	0.3	0.4
PARES			
2	2.16	10.0	10.0
4	0.86	2.5	3.8
6	0.60	1.0	1.5
8	0.46	0.8	0.5
10	0.37	0.8	0.5
12	0.31	0.4	0.5
> 12	3.68/n	0.3	0.5
DISTORSION ARMONICA TOTAL DE CORRIENTE DATI, EN %			
	--	20	12

Fuente: CNEE. *Normas técnicas del servicio, edición 1999.* p. 26.

3.4.3.7. **Flicker**

La severidad del *flicker* puede expresarse en función de dos índices: corto plazo Pst y largo plazo Plt. Las NTSD establecen los índices de *flicker* en función del índice de severidad de *flicker* de corto plazo Pst, que se evalúa sobre un periodo de 10 minutos.

Se considera que la energía eléctrica es de mala calidad cuando, en un lapso mayor al cinco por ciento del correspondiente periodo de medición, las mediciones muestran que el *flicker* en la tensión (calidad del producto suministrado por el distribuidor), ha excedido la tolerancia del índice de severidad de *flicker* de corto plazo, $Pst \leq 1$.

El índice de *flicker* generado por el usuario también se determina por el índice de severidad de *flicker* de corto plazo Pst, estableciendo las NTSD las tolerancias descritas en la siguiente tabla.

Tabla XIII. **Tolerancias para *flicker* generado por el usuario**

Carga (SI) kW	Pst
Tensión: (≤ 1 kV)	
SI ≤ 20	1.00
20 < SI ≤ 30	1.26
30 < SI ≤ 50	1.58
SI > 50	1.86
Tensión: (1kV < V ≤ 230 kV)	
SI / Scc ≤ 0.005	0.37
0.005 < SI / Scc ≤ 0.02	0.58
0.02 < SI / Scc ≤ 0.04	0.74
SI / Scc > 0.04	0.80

Fuente: CNEE. *Normas técnicas del servicio, edición 1999*. p. 28.

3.4.4. Factor K de transformador

El factor K está relacionado a las pérdidas por calentamiento que un transformador puede soportar al estar alimentando cargas no lineales. Se determina cuáles son las armónicas que mayor impacto están teniendo en la instalación y se calcula el factor K que debería poseer el transformador por medio de la siguiente ecuación.

$$Factor\ K = \sum_{h=1}^{\infty} I_h(pu)^2 h^2$$

Donde:

I_h(pu): Magnitud de una armónica específica

h: Orden de la armónica (3ra, 5ta, entre otros)

Los transformadores convencionales son considerados como K-1, y dentro de los valores asignados a los transformadores más comerciales, el factor K es 1, 4, 9, 13, 20, 30 y 40. A medida que el factor aumenta indica que puede alimentar más cargas no lineales, sin que esto afecte la vida útil del transformador.

3.5. Diseño de sistema fotovoltaico

En el diseño de un sistema fotovoltaico se deben tener en cuenta varias consideraciones, como lo es el historial de consumo y facturación de la instalación para tener parámetros de referencia sobre el comportamiento histórico, que en este caso los datos se encuentran detallados en la Tabla I de este estudio, realizando un análisis de 14 meses, comprendidos del mes de enero del año 2018 a febrero del año 2019. Otro dato importante es conocer la capacidad de las cargas instaladas y determinar la capacidad total de la instalación, pero debido a la naturaleza de la institución no se puede hacer un levantamiento completo de los equipos instalados, por tal motivo se tomará como referencia los valores de energía consumida durante los meses del análisis histórico, y se sacara un promedio de energía mensual para luego desglosarlo en promedio de consumo diario y se comparara con el valor registrado durante el periodo de medición con el analizador de redes, para verificar si ha mantenido la tendencia y no se ha elevado el consumo.

3.5.1. Norma NTGDR

Es la norma técnica de generación distribuida renovable y usuarios autoprodutores con excedentes de energía, emitida por la CNEE y que en agosto sufrió una modificación, por medio de la Resolución CNEE-227-2014, modificando la forma en la que los usuarios autoprodutores de energía

renovable que poseen excedentes de energía comercializarán la energía generada. Estableciendo que el usuario autoprodutor que se encuentre conectado al sistema de distribución y que inyecte su excedente de energía eléctrica a dicho sistema, producto de la generación con fuentes de energía renovable, ubicada dentro de sus instalaciones de consumo, no recibirá remuneración por dichos excedentes.

Los usuarios autoprodutores que cuenten con excedentes de energía renovable dentro de sus instalaciones y que deseen inyectarla al sistema de distribución, pueden hacerlo sin necesidad de una autorización por parte de la CNEE, pero deben manifestar expresamente que no desean participar como vendedores de energía eléctrica por medio del formulario correspondiente ante la distribuidora y si es un usuario regulado, será la distribuidora quien deba cubrir el suministro e instalación del medidor bidireccional.

Los autoprodutores no recibirán ninguna remuneración por la energía inyectada al sistema de distribución, pero para efectos de la facturación mensual del usuario, la distribuidora leerá los registros del medidor correspondiente, si la medición neta del mes corresponde a un consumo de energía por cobrar al usuario, deberá realizarse de conformidad con la tarifa correspondiente para el usuario; por el contrario, si la medición neta corresponde a una inyección de energía del usuario hacia la red de distribución, el distribuidor lo reconocerá como crédito de energía a favor del usuario hasta que dicho crédito sea agotado contra el consumo del usuario; no obstante el distribuidor cobrará el cargo fijo y los cargos por potencia que le sean aplicables al usuario, según la tarifa correspondiente para el usuario.

3.5.2. Cálculos de paneles

El diseño será para un sistema fotovoltaico interactivo con la red de distribución que está compuesto por un generador fotovoltaico conectado en paralelo a la red alimentada por la red de distribución a través de un inversor de corriente que convierte el voltaje de corriente continua generado por el sistema fotovoltaico a voltaje de corriente alterna utilizado en la instalación del hospital, su diagrama esquemático se encuentra representado en el apéndice 21 de este documento; teniendo como característica principal que este sistema no cuenta con un banco de baterías para almacenar la energía generada, como en los sistemas autónomos. El sistema fotovoltaico no está pensado para suplir la demanda total de la instalación del hospital, sino se hará la evaluación para 2 condiciones: una supliendo el 20 % y otra el 40 % de la demanda total de la instalación.

La instalación del sistema está proyectada para ser instalada sobre la azotea del edificio donde se encuentre la Sala de Partos, Maternidad y Gineco-obstetricia; tiene un área de 75,13x12,21 metros. El edificio se encuentra localizado a 1760 sobre el nivel del mar y posee las siguientes características:

- Latitud 14° 38' 0" N (14,635488 Norte)
- Longitud 89° 59' 0" O (-89,985860 Oeste)
- Temperatura máxima y mínima 21,7 °C y 8,7 °C (INSIVUMEH)
- Radiación solar promedio anual 5,66 kWh/m² día (EU PVGIS)

Existen varios factores que se deben tomar en cuenta para realizar el cálculo de cantidad de paneles necesarios para generar la energía deseada, uno de los principales es las horas sol pico que es la cantidad de energía solar que recibe una superficie en un metro cuadrado, por ejemplo, si en un lugar existen 7

HPS se puede decir que hay 7 horas de sol que está transmitiendo 1000W/m². Para determinar las horas pico sol se debe conocer la radiación promedio anual del lugar donde se tiene pensado instalar el panel, una vez teniendo ese dato se calculan con la siguiente ecuación:

$$HPS = \frac{\text{Radiacion solar promedio } \left[\frac{Wh}{m^2} \right]}{1000 \left[\frac{W}{m^2} \right]}$$

De los datos históricos se encuentra el valor anual de energía consumida anual E_{ca} , para luego encontrar el valor promedio de la energía consumida cada mes E_{cm} y finalmente determinar el valor promedio de la energía consumida diariamente E_{cd} con las siguientes ecuaciones

$$E_{cm} = \frac{E_{ca} \left[\frac{kWh}{año} \right]}{12 \left[\frac{meses}{año} \right]}$$

$$E_{cd} = \frac{E_{cm} \left[\frac{kWh}{mes} \right]}{30 \left[\frac{dias}{mes} \right]}$$

Se debe tener en cuenta la eficiencia del sistema, y depende de diversos factores que afectan la eficiencia energética del generador fotovoltaico. El valor de la eficiencia está relacionado con el llamado coeficiente de rendimiento, en ingles *performance ratio* PR, esta toma en cuenta las pérdidas que comúnmente se presentan en el sistema como lo son, caída de voltaje en corriente directa y alterna, incremento de la temperatura, degradación del panel, suciedad en el mismo, entre otros. Para el diseño del sistema se tomará el valor de perdidas recomendado por Greenenergy®, quien sugiere manejar un valor de 30 %, esto

quiere decir que el PR tendrá un valor de 70 %. Con los valores anteriores se puede determinar la cantidad de paneles solares que son necesarios para que el sistema genere la energía esperada, por medio de la siguiente ecuación:

$$NP = \frac{E_{cd}}{P_{picopanel} * HPS * PR}$$

Donde:

NP: Numero de paneles solares

Ppicopanel: Potencia pico del panel fotovoltaico [W]

HSP: Horas sol pico [h]

PR: Coeficiente de rendimiento

Los paneles cuentan con características que permiten conocer los valores de voltaje y corriente que son importantes para dimensionar las condiciones estándar. El efecto que la temperatura tiene sobre el panel supone una relación directamente proporcional entre esta y la corriente e inversamente proporcional a la tensión, esto quiere decir que la corriente de cortocircuito y el voltaje a circuito abierto se ve afectado por la temperatura de trabajo, disminuyendo la potencia global del panel, debido a esto se coloca el panel en un lugar ventilado, que para el caso de este estudio supone una instalación en el techo del edificio mencionado.

En el sistema fotovoltaico, por medio de un arreglo de paneles conectados en serie o paralelo se puede obtener una tensión o corriente deseada; por ejemplo, para aumentar el valor de corriente los paneles deben conectarse en paralelo mientras la tensión permanece constante y para aumentar la tensión se requiere conectar los paneles en serie mientras la corriente se mantiene

constante. Por otra parte, también se tomará en cuenta una estructura de soporte fija, y es más económica que una estructura móvil.

Para determinar el número necesario de inversores en la instalación, se debe multiplicar el número de paneles necesarios, por la potencia del panel y todo esto dividirlo entre la potencia del inversor.

$$N_{inversores} = \frac{NP * P_{picopanel}}{P_{inversor}}$$

Donde:

$N_{inversores}$: Número de inversores

NP: Número de paneles

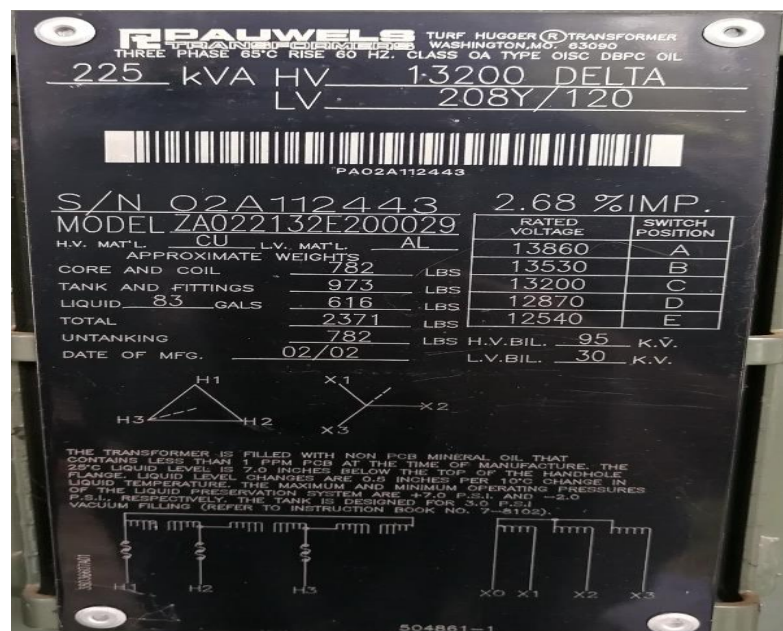
$P_{picopanel}$: Potencia pico del panel fotovoltaico [W]

4. ANÁLISIS DE DATOS

4.1. Estado actual de la instalación eléctrica del hospital

La instalación es alimentada por un transformador trifásico tipo *Pad Mounted*, marca Pauwells con una capacidad de 225kVA, con voltajes nominales del lado secundario de 120/208V, con una conexión de Delta – Estrella.

Figura 18. Placa de transformador, Hospital Nacional Nicolasa Cruz



Fuente: elaboración propia, instalaciones internas, Hospital Nacional Nicolasa Cruz.

El interruptor principal de la instalación es un interruptor termomagnético de 3 polos con una capacidad de protección de 600A por polo y capacidad interruptiva de 42kA. El alimentador principal está conformado por conductor

THNN 350 kcmil, 2 conductores por fase, al igual que el neutro. Posee un supresor de sobretensiones de voltaje transitorio “TVSS”, a partir de la publicación del NEC versión 2008 estos dispositivos entran dentro de un grupo más grande llamado dispositivos de protección contra sobretensiones (por su nombre en inglés: Surge Protection Devices, SPD), pero al dispositivo del hospital todavía se le denomina como TVSS, este fue fabricado anterior al año 2008. Este dispositivo de protección contra sobretensiones es un panel de 3 polos para un voltaje de operación nominal de 120/208V con 200kA de capacidad interruptiva. La instalación también posee una planta de emergencia de 125kW.

Figura 19. **Supresor de sobretensiones de voltaje transitorio, Hospital Nacional Nicolasa Cruz**



Fuente: elaboración propia, instalaciones internas, Hospital Nacional Nicolasa Cruz.

El tablero principal alimenta 18 interruptores, todos trifásicos a excepción del que alimenta parte del área administrativa que es de 2 fases; 3 de los

interruptores se encuentran disponibles sin carga conectada. En la siguiente tabla se detalla el listado de las cargas primarias de la instalación, las cuales se encuentran alimentadas por el tablero principal.

Tabla XIV. **Cuadro de cargas del tablero principal, Hospital Nacional Nicolasa Cruz**

Interruptor Principal 3x600A. Alimentador: Conductor THHN 6 x 350 kcmil.						
Tablero Principal: 3 Fases, Barras 700 Amperios, 18 Polos, Voltaje 120 - 208V						
No. de circuito	Identificador	Interruptor	Conductor THHN	Carga (VA)	Distancia (m)	Observaciones
1	Emergencia	3x250A	3 x 4/0 AWG	9 985	165	Tablero TD1
2	Pediatría	3x150A	3 x 2/0 AWG	8 220	120	Tablero TD2
3	Medicina Mujeres	3x100A	3 x 1/0 AWG	7 230	120	Tablero TD3
4	Cirugía Mujeres	3x100A	3 x 1/0 AWG	6 125	100	Tablero TD4
5	Sala de Operaciones, Laboratorio, Archivo, Consulta Externa y Area Administrativa	3x100A	3 x 1/0 AWG	11 435	169	Tableros TD5, TD6, TD7 y TD8
6	Mantenimiento	3x70A	3 x 1/0 AWG	12 440	26	Tablero TD9
7	Area Administrativa	2x40A	2 x 4 AWG	5 120	143	Tablero TD10
8	Sala de Partos	3x150A	3 x 2/0 AWG	7 205	70	Tablero TD11
9	Gases Médicos	3x125A	3 x 4/0 AWG	10 780	155	Tablero TD12
10	Gineco-Obstetricia	3x100A	3 x 1/0 AWG	6 890	98	Tableros TD13 y TD23
11	Cirugia y Medicina Hombres	3x100A	3 x 1/0 AWG	9 980	85	Tablero TD14
12	Maternidad	3x100A	3 x 1/0 AWG	8 450	78	Tablero TD15
13	Lavandería y Costurería	3x100A	3 x 1/0 AWG	17 980	36	Tableros TD16 y 17
14	Cocina, Comedor y Almacén de Medicamentos	3x100A	3 x 1/0 AWG	5 190	76	Tableros TD18 y 19
15	Autoclaves	3x200A	3 x 2 AWG	17 000	130	Tablero TD20
TOTAL :				144 030	VA	

Fuente: elaboración propia.

Se encuentra la falta de identificación de muchas de las cargas de la instalación, en los tableros de distribución, entonces se procede a identificar las cargas del tablero principal, este proceso se realiza con información proporcionada por el personal de mantenimiento del hospital, quienes tenían conocimiento de las alimentaciones hacia áreas de importancia como la

emergencia, sala de operaciones y pediatría; y para el resto de las cargas se tuvo que hacer pruebas para identificarlas.

Figura 20. **Tablero de distribución principal, Hospital Nacional Nicolasa Cruz**



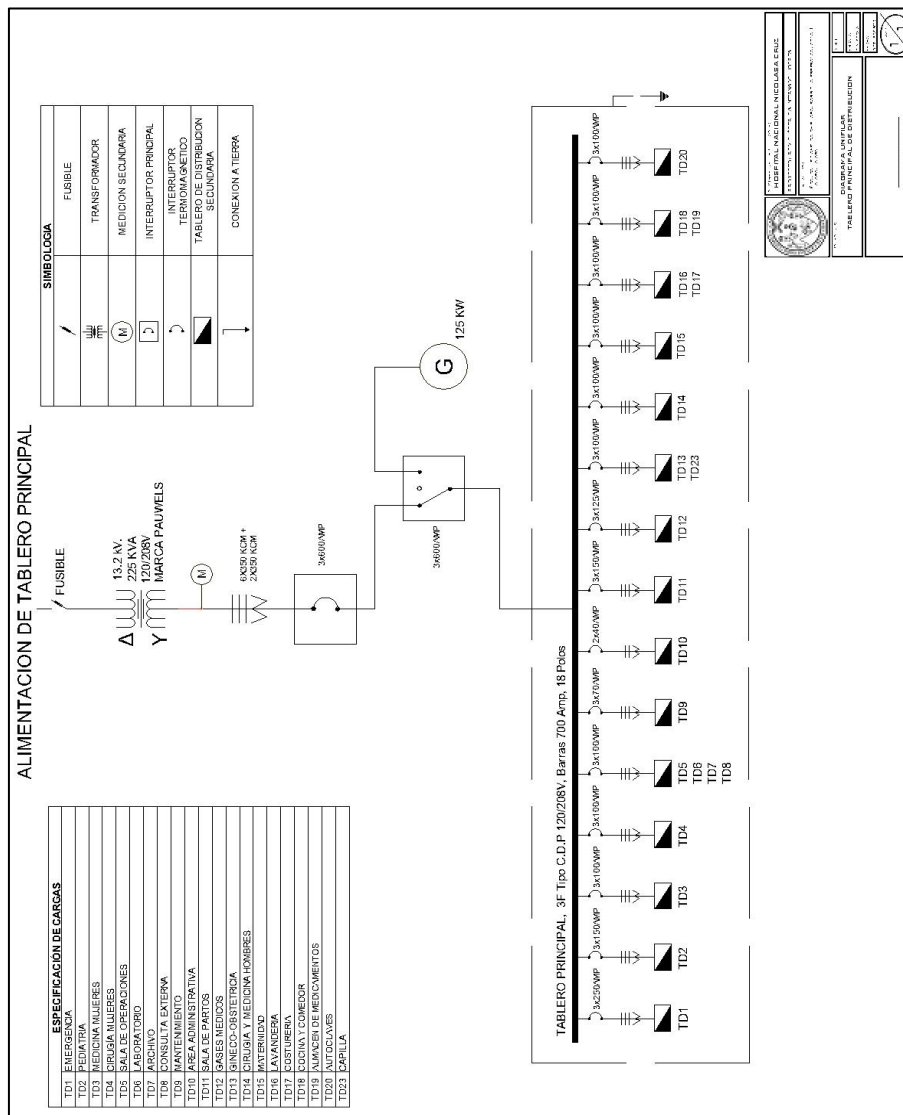
Fuente: elaboración propia, instalaciones internas, Hospital Nacional Nicolasa Cruz.

4.1.1. Diagrama Unifilar

A partir del levantamiento de la red y equipos del hospital, utilizando la herramienta de AutoCAD se pudieron elaborar los diagramas unifilares tanto del tablero principal como de los 20 tableros secundarios que alimenta el principal.

El diagrama unifilar del tablero principal es el que se presenta a continuación, mientras que los diagramas de los tableros secundarios se adjuntan en los apéndices.

Figura 21. Diagrama unifilar de acometida y tablero principal, Hospital Nacional Nicolasa Cruz



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2018.

4.1.2. Termografías

En la termografía realizada sobre los bornes secundarios del transformador se debe omitir la temperatura de fondo, puesto que esta se debe al reflejo de la luz solar, tal como puede observarse en la imagen de la izquierda. La temperatura máxima registrada es de 30,1 °C sobre la fase B. Se ve que no existe diferencia considerable en la temperatura de las fases A y C, con respecto a la fase B, por tal motivo se puede concluir que no existe punto caliente en los bornes, y que todos se encuentran en una temperatura normal de operación.

Figura 22. Termografía en bornes secundarios del transformador



Fuente: elaboración propia, transformador del Hospital Nacional Nicolasa Cruz.

En la siguiente tabla se muestran los valores de temperatura de los tableros de distribución, tanto para el principal como para los secundarios.

Tabla XV. **Datos de temperatura de las termografías, Hospital Nacional Nicolasa Cruz**

Elemento medido	Emisividad	Temperatura °C		OBSERVACIONES
		máx	min	
Transformador	0,95	30,1	23,4	No se encontró punto caliente
Tablero principal		31,4	19,3	No se encontró punto caliente
TD1		26,8	19,1	No se encontró punto caliente
TD2		29,1	20,1	No se encontró punto caliente
TD3		24,3	20,5	No se encontró punto caliente
TD4		24,5	20,4	No se encontró punto caliente
TD5		25,1	19,4	No se encontró punto caliente
TD6		24,9	18,3	No se encontró punto caliente
TD7		23,6	19,5	No se encontró punto caliente
TD8		26,1	19,6	No se encontró punto caliente
TD9		29,7	22,1	No se encontró punto caliente
TD10		24,2	19,8	No se encontró punto caliente
TD11		25,7	19,3	No se encontró punto caliente
TD12		28,9	18,9	No se encontró punto caliente
TD13		24,4	20,4	No se encontró punto caliente
TD14		27,1	20,5	No se encontró punto caliente
TD15		26,8	20,7	No se encontró punto caliente
TD16		30,5	21,4	No se encontró punto caliente
TD17		28,6	20,9	No se encontró punto caliente
TD18		24,5	19,4	No se encontró punto caliente
TD19		27,6	18,9	No se encontró punto caliente
TD20		29,9	20,4	No se encontró punto caliente
TD23		31	20,4	No se encontró punto caliente

Fuente: elaboración propia.

4.1.3. Resistencia a tierra

Al realizar la medición de la resistencia a tierra en el transformador *Pad Mounted* que alimenta al hospital, se encontró un valor de $0,287\Omega$ y se encuentra por debajo de los 5Ω que sugiere la normativa para hospitales.

Figura 23. **Medición de resistencia a tierra del transformador**



Fuente: elaboración propia, transformador del Hospital Nacional Nicolasa Cruz.

En la instalación eléctrica se encuentran varillas de puesta a tierra dos puntos, pero debido a la falta de registros de diseño y falta de conocimiento del personal de mantenimiento, no se tiene evidencia de que estas puestas a tierra conformen un sistema de puesta a tierra en la instalación eléctrica. En el siguiente capítulo se elaborará una propuesta para un sistema de puesta a tierra.

A continuación, se presenta una tabla con los valores de resistencia a tierra y corriente de fuga del transformador y los tableros, de los cuales solo el tablero principal se encontró que tiene cable de puesta a tierra conectado. El valor de resistencia del tablero principal también se encuentra por debajo de las recomendaciones del NEC, que establece como resistencia máxima en puesta a tierra un valor de 5Ω .

Tabla XVI. **Datos de resistencia a tierra, Hospital Nacional Nicolasa Cruz**

Elemento	Resistencia (Ω)	Corriente de fuga (A)	Observaciones
Transformador	0,29	0	
Tablero Principal Hospital	4,7	0	
Tablero TD1	-	-	No existe puesta a tierra
Tablero TD2	-	-	No existe puesta a tierra
Tablero TD3	-	-	No existe puesta a tierra
Tablero TD4	-	-	No existe puesta a tierra
Tablero TD5	-	-	No existe puesta a tierra
Tablero TD6	-	-	No existe puesta a tierra
Tablero TD7	-	-	No existe puesta a tierra
Tablero TD8	-	-	No existe puesta a tierra
Tablero TD9	-	-	No existe puesta a tierra
Tablero TD10	-	-	No existe puesta a tierra
Tablero TD11	-	-	No existe puesta a tierra
Tablero TD12	-	-	No existe puesta a tierra
Tablero TD13	-	-	No existe puesta a tierra
Tablero TD14	-	-	No existe puesta a tierra
Tablero TD15	-	-	No existe puesta a tierra
Tablero TD16	-	-	No existe puesta a tierra
Tablero TD17	-	-	No existe puesta a tierra
Tablero TD18	-	-	No existe puesta a tierra
Tablero TD19	-	-	No existe puesta a tierra
Tablero TD20	-	-	No existe puesta a tierra
Tablero TD23	-	-	No existe puesta a tierra

Fuente: elaboración propia.

4.1.4. Calibre de conductor

Con la información de las cargas y distancias de los tableros secundarios, con respecto al tablero principal, se calcula el calibre de conductor que debería tener cada uno de los 15 circuitos alimentados por el tablero principal, así como el conductor de la acometida.

Del método por corriente se toma en cuenta las siguientes características para determinar los factores de corrección, luego de establecer todos los parámetros se muestran los calibres de los conductores recomendados.

Tabla XVII. **Datos para selección de conductor, método por corriente**

Identificador	Número de conductores portadores de corriente	Material de tubería	Temperatura ambiente	Servicio continuo	FNC	FMT	FT	FSC	Voltaje (V)
Acometida	3	Acero Galvanizado	21,7 °C	SI	1	1	1,1	0,8	208
Emergencia	3	Acero Galvanizado	21,7 °C	SI	1	1	1,1	0,8	208
Pediatría	3	Acero Galvanizado	21,7 °C	SI	1	1	1,1	0,8	208
Medicina Mujeres	3	Acero Galvanizado	21,7 °C	SI	1	1	1,1	0,8	208
Cirugía Mujeres	3	Acero Galvanizado	21,7 °C	SI	1	1	1,1	0,8	208
Sala de Operaciones, Laboratorio, Archivo, Consulta Externa y Área Administrativa	3	Acero Galvanizado	21,7 °C	NO	1	1	1,1	1	208
Mantenimiento	3	Acero Galvanizado	21,7 °C	SI	1	1	1,1	0,8	208
Área Administrativa	2	Acero Galvanizado	21,7 °C	NO	1	1	1,1	1	208
Sala de Partos	3	Acero Galvanizado	21,7 °C	NO	1	1	1,1	1	208
Gases Médicos	3	Acero Galvanizado	21,7 °C	NO	1	1	1,1	1	208
Gineco-Obstetricia	3	Acero Galvanizado	21,7 °C	SI	1	1	1,1	0,8	208
Cirugía y Medicina Hombres	3	Acero Galvanizado	21,7 °C	SI	1	1	1,1	0,8	208
Maternidad	3	Acero Galvanizado	21,7 °C	SI	1	1	1,1	0,8	208
Lavandería y Costuraria	3	Acero Galvanizado	21,7 °C	NO	1	1	1,1	1	208
Cocina, Comedor y Almacén de Medicamentos	3	Acero Galvanizado	21,7 °C	SI	1	1	1,1	0,8	208
Autoclaves	3	Acero Galvanizado	21,7 °C	NO	1	1	1,1	1	208

Fuente: elaboración propia.

Tabla XVIII. **Recomendación de conductor, método por corriente**

Carga (VA)	Corriente Conductor (A)	80% de Ampacidad del conductor (A)	Conductor THHN portador de corriente	Corriente Neutro (A)	80% de Ampacidad del conductor (A)	Conductor THHN neutro
144 030	475,9	248	6 x 350 kcmil	333,2	184	2 x 4/0 AWG
9 985	33,0	40	3 x 8 AWG	23,1	28	1 x 10 AWG
8 220	27,2	28	3 x 10 AWG	19,0	20	1 x 12 AWG
7 230	23,9	28	3 x 10 AWG	16,7	20	1 x 12 AWG
6 125	20,2	28	3 x 10 AWG	14,2	20	1 x 12 AWG
11 435	30,2	40	3 x 8 AWG	21,2	28	1 x 10 AWG
12 440	41,1	52	3 x 6 AWG	28,8	40	1 x 8 AWG
5 120	23,4	28	2 x 10 AWG	16,4	20	1 x 12 AWG
7 205	19,0	20	3 x 12 AWG	13,3	16	1 x 14 AWG
10 780	28,5	40	3 x 8 AWG	19,9	20	1 x 12 AWG
6 890	22,8	28	3 x 10 AWG	15,9	16	1 x 14 AWG
9 980	33,0	40	3 x 8 AWG	23,1	28	1 x 10 AWG
8 450	27,9	28	3 x 10 AWG	19,5	20	1 x 12 AWG
17 980	47,5	52	3 x 6 AWG	33,3	40	1 x 8 AWG
5 190	17,1	20	3 x 12 AWG	12,0	16	1 x 14 AWG
17 000	44,9	52	3 x 6 AWG	31,5	40	1 x 8 AWG

Fuente: elaboración propia.

Del método por caída de tensión se toma en cuenta los siguientes parámetros que sirven para determinar el área transversal del conductor recomendado.

Tabla XIX. **Datos para selección de conductor, método por caída de tensión**

Identificador	Voltaje (V)	Carga (VA)	Corriente de carga (A)	Caída de tensión "e" (%)	c	Resistividad cobre (Ω -mm ² /m)	Longitud del conductor (m)
Acometida	208	144 030	399,8	2%	1,73205	0,01724	8
Emergencia	208	9 985	27,7	3%	1,73205		165
Pediatría	208	8 220	22,8	3%	1,73205		120
Medicina Mujeres	208	7 230	20,1	3%	1,73205		120
Cirugía Mujeres	208	6 125	17,0	3%	1,73205		100
Sala de Operaciones, Laboratorio, Archivo, Consulta Externa y Área Administrativa	208	11 435	31,7	3%	1,73205		169
Mantenimiento	208	12 440	34,5	3%	1,73205		26
Área Administrativa	208	5 120	12,3	3%	2		143
Sala de Partos	208	7 205	20,0	3%	1,73205		70
Gases Médicos	208	10 780	29,9	3%	1,73205		155
Gineco-Obstetricia	208	6 890	19,1	3%	1,73205		98
Cirugía y Medicina Hombres	208	9 980	27,7	3%	1,73205		85
Maternidad	208	8 450	23,5	3%	1,73205		78
Lavandería y Costuraria	208	17 980	49,9	3%	1,73205		36
Cocina, Comedor y Almacén de Medicamentos	208	5 190	14,4	3%	1,73205		76
Autoclaves	208	17 000	47,2	3%	1,73205		130,0

Fuente: elaboración propia.

Tabla XX. **Recomendación de conductor, método por caída de tensión**

Área del portador de corriente (mm ²)	80% de Ampacidad del conductor (A)	Conductor THHN portador de corriente	Corriente Neutro (A)	Conductor THHN neutro
23,0	92	3 x 2 AWG	16,1	1 x 4 AWG
21,9	92	3 x 2 AWG	15,3	1 x 4 AWG
13,1	52	3 x 6 AWG	9,2	1 x 6 AWG
11,5	52	3 x 6 AWG	8,1	1 x 8 AWG
8,1	40	3 x 8 AWG	5,7	1 x 8 AWG
25,7	92	3 x 2 AWG	18,0	1 x 4 AWG
4,3	28	3 x 10 AWG	3,0	1 x 12 AWG
9,7	52	2 x 6 AWG	6,8	1 x 8 AWG
6,7	40	3 x 8 AWG	4,7	1 x 10 AWG
22,2	92	3 x 2 AWG	15,5	1 x 4 AWG
9,0	52	3 x 6 AWG	6,3	1 x 8 AWG
11,3	52	3 x 6 AWG	7,9	1 x 8 AWG
8,8	52	3 x 6 AWG	6,1	1 x 8 AWG
8,6	52	3 x 6 AWG	6,0	1 x 8 AWG
5,2	28	3 x 10 AWG	3,7	1 x 10 AWG
29,4	92	3 x 2 AWG	20,5	1 x 4 AWG

Fuente: elaboración propia.

Se puede observar que la mayoría de los ramales son críticos por distancia, para esto se utilizará el calibre recomendado en el método por caída de tensión, a excepción de la acometida y el ramal de mantenimiento, debido a que estos, si siguen la recomendación de no superar el 80 % de la ampacidad del conductor, la corriente superará este valor, siendo críticos por corriente y se utilizará el calibre recomendado en el método por corriente. El ramal de lavandería y costurería por ambos métodos da el mismo calibre.

Teniendo en cuenta lo mencionado anteriormente y las recomendaciones del NEC para elegir los cables de puesta a tierra en ramales y acometida, aclarando que no es puesta a tierra en la acometida, sino el conductor de puesta

a tierra del sistema está en base al calibre del conductor de la acometida. La siguiente tabla muestra cual debería ser el calibre de conductor adecuado.

Tabla XXI. **Calibre de conductor adecuado para acometida y ramales**

Identificador	Conductor recomendado			Conductor instalado		
	Conductor THHN portador de corriente	Conductor THHN neutro	Conductor THHN puesta a tierra	Conductor THHN portador de corriente	Conductor THHN neutro	Conductor THHN puesta a tierra
Acometida	6 x 350 kcmil	2 x 4/0 AWG	1 x 1/0 AWG	6 x 350 kcmil	2 x 350 kcmil	1 x 1/0 AWG
Emergencia	3 x 2 AWG	1 x 4 AWG	1 x 10 AWG	3 x 4/0 AWG	1 x 4/0 AWG	-
Pediatría	3 x 6 AWG	1 x 6 AWG	1 x 10 AWG	3 x 2/0 AWG	1 x 2/0 AWG	-
Medicina Mujeres	3 x 6 AWG	1 x 8 AWG	1 x 10 AWG	3 x 1/0 AWG	1 x 1/0 AWG	-
Cirugía Mujeres	3 x 8 AWG	1 x 8 AWG	1 x 12 AWG	3 x 1/0 AWG	1 x 1/0 AWG	-
Sala de Operaciones, Laboratorio, Archivo, Consulta Externa y Area Administrativa	3 x 2 AWG	1 x 4 AWG	1 x 10 AWG	3 x 1/0 AWG	1 x 1/0 AWG	-
Mantenimiento	3 x 6 AWG	1 x 8 AWG	1 x 10 AWG	3 x 1/0 AWG	1 x 1/0 AWG	-
Area Administrativa	2 x 6 AWG	1 x 8 AWG	1 x 14 AWG	2 x 4 AWG	1 x 4 AWG	-
Sala de Partos	3 x 8 AWG	1 x 10 AWG	1 x 10 AWG	3 x 2/0 AWG	1 x 2/0 AWG	-
Gases Médicos	3 x 2 AWG	1 x 4 AWG	1 x 10 AWG	3 x 4/0 AWG	1 x 4/0 AWG	-
Gineco-Obstetricia	3 x 6 AWG	1 x 8 AWG	1 x 12 AWG	3 x 1/0 AWG	1 x 1/0 AWG	-
Cirugia y Medicina Hombres	3 x 6 AWG	1 x 8 AWG	1 x 10 AWG	3 x 1/0 AWG	1 x 1/0 AWG	-
Maternidad	3 x 6 AWG	1 x 8 AWG	1 x 10 AWG	3 x 1/0 AWG	1 x 1/0 AWG	-
Lavandería y Costurería	3 x 6 AWG	1 x 8 AWG	1 x 10 AWG	3 x 1/0 AWG	1 x 1/0 AWG	-
Cocina, Comedor y Almacén de Medicamentos	3 x 10 AWG	1 x 10 AWG	1 x 14 AWG	3 x 1/0 AWG	1 x /0 AWG	-
Autoclaves	3 x 2 AWG	1 x 4 AWG	1 x 10 AWG	3 x 2 AWG	1 x 2 AWG	-

Fuente: elaboración propia.

En la tabla XXII se observa que el calibre de los conductores portadores de corriente instalado en los ramales es mayor al mínimo recomendado, quiere decir que no se sobrepasa el 80 % de la ampacidad del este, además de mantener la caída de tensión dentro de los límites establecidos en el NEC; para la acometida, el calibre de conductor portador de corriente coincide el instalado con el recomendado.

El calibre para el neutro se observa que el instalado es mayor al recomendado, por lo que no se necesita mejora alguna. Con respecto a la puesta a tierra, se recomienda que luego de realizar la instalación del sistema de puesta a tierra, propuesto en el siguiente capítulo, se instalen los conductores del calibre recomendado para cada ramal.

4.1.5. Corriente de cortocircuito

Por medio de la corriente de cortocircuito en el secundario del transformador, se puede dimensionar la capacidad interruptiva que debe poseer el interruptor principal de la instalación. Para determinar la corriente de cortocircuito, se debe conocer el valor de corriente a plena carga del transformador y la impedancia del transformador, valor que se encuentra en la placa de este.

La corriente de cortocircuito es de 23,30kA y la capacidad interruptiva del interruptor principal es de 42kA, este se encuentra correctamente dimensionado y de presentarse una falla en la acometida, el interruptor principal será capaz de liberarla.

Tabla XXII. **Corriente de cortocircuito en secundario del transformador**

Parámetros	Valor	I _{cc} (kA)	Capacidad interruptiva del interruptor principal instalado (kA)
S _{nom} (kVA)	225	23,30	42
V _{nom} (V)	208		
I _{nom} (A)	624,54		
Z _T (pu)	0,0268		

Fuente: elaboración propia.

4.1.6. Cargabilidad

Al calcular el porcentaje de uso del transformador, barras del tablero principal y acometida de la instalación, se observa que todos se encuentran dentro del rango de correctamente dimensionado, tal como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla XXIII. **Porcentaje de uso de transformador, barras y acometida**

Elemento	Valores		
	D_{max} (kVA)	kVA_{inst} (kVA)	%Uso
Transformador	144,03	225	64 %
Barras de Tablero Principal	I_{max} (A)	A_{inst} (A)	%Uso
	399,8	700	57 %
Acometida	I_{max} (A)	A_{inst} (A)	%Uso
	399,8	496	81 %

Fuente: elaboración propia.

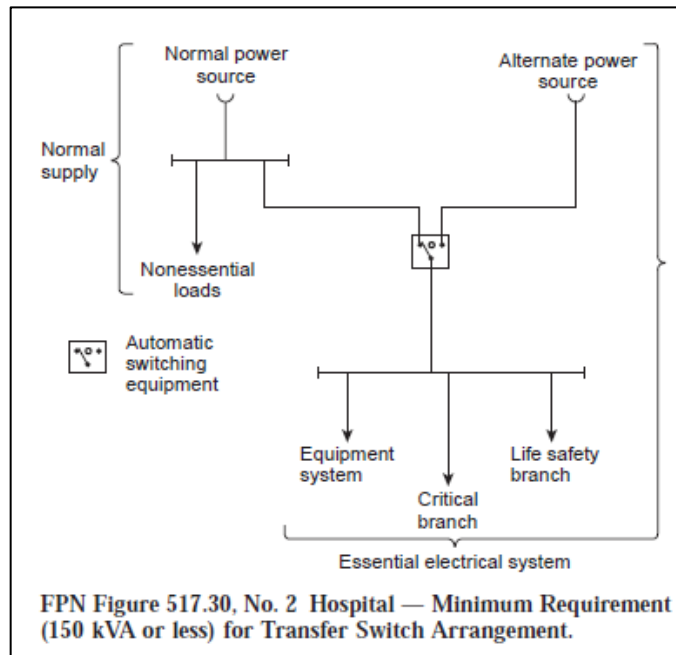
4.1.7. Aplicaciones del NEC 517.30

No existe distinción entre sistema eléctrico esencial y no esencial en el hospital, todas las cargas se encuentran mezcladas y la fuente alternativa (planta de emergencia) al momento de haber una interrupción en el servicio desde la fuente normal, la planta alimenta todo el tablero principal. Según los datos históricos de las facturas, la demanda no ha superado los 50kW, por lo tanto, la planta de emergencia de 125kW es suficiente para suplir la demanda de todo el tablero principal.

El hospital cumple con el interruptor de transferencia automática para cuando entra en funcionamiento la planta de emergencia, pues no se exceden

los 150kVA que tiene como máximo para alimentar según el NEC 517.30, debido a que el total instalado en el hospital es de 144,03kVA.

Figura 24. **Requisitos para interruptor de transferencia**



Fuente: NEC. *NFPA 70. Código Eléctrico Nacional*, ed. 2008. p. 496.

4.2. **Medición de parámetros eléctricos**

Como se describe anteriormente, la medición se realiza en las terminales del lado secundario del transformador que alimenta el tablero principal de la instalación. Los datos de configuración del Dranetz HDPQ para la medición del hospital son los siguientes.

Figura 25. **Configuración Dranetz HDPQ, Hospital Nicolasa Cruz**

Firmware	V2.2.3
Numero de serie	HDPGANA034
Sitio/Nombre de fichero	hospital jalapa
Medido desde	28/06/2019 12:40:00
Medido hasta	09/07/2019 12:35:00
Sincronización	Standard A
Configuración	4 HILOS / 3 SONDAS (WYE)
Tipo de Monitorización	ESTÁNDAR PQ IEEE
Tensión Nominal	120.0 V
Intensidad Nominal	75.6 A
Max. Demanda Corriente	20 A
Máx corriente cortocircuito	400 A
Frecuencia Nominal	60.0 Hz
Anti-alias	DESACTIVADA
Usar secuencia inversa	No
Registro de intensidades	Sí
Modo de caracterización	IEEE 1159

Fuente: Dranetz. *Configuración HDPQ*. p. 63.

Figura 26. **Conexión de Dranetz HDPQ Guide al punto de medición**



Fuente: elaboración propia, instalaciones internas, Hospital Nacional Nicolasa Cruz.

El hospital está comprendido dentro del grupo de usuarios con servicio urbano en baja tensión, entonces para efectos de comparativa con las NTSD se considerarán los valores de tolerancia admisible para este tipo de usuarios.

Teniendo en cuenta que las NTSD consideran que la energía eléctrica es de mala calidad cuando, en un lapso mayor al cinco por ciento correspondiente al total del período de medición, las mediciones exceden el rango de tolerancias establecidas.

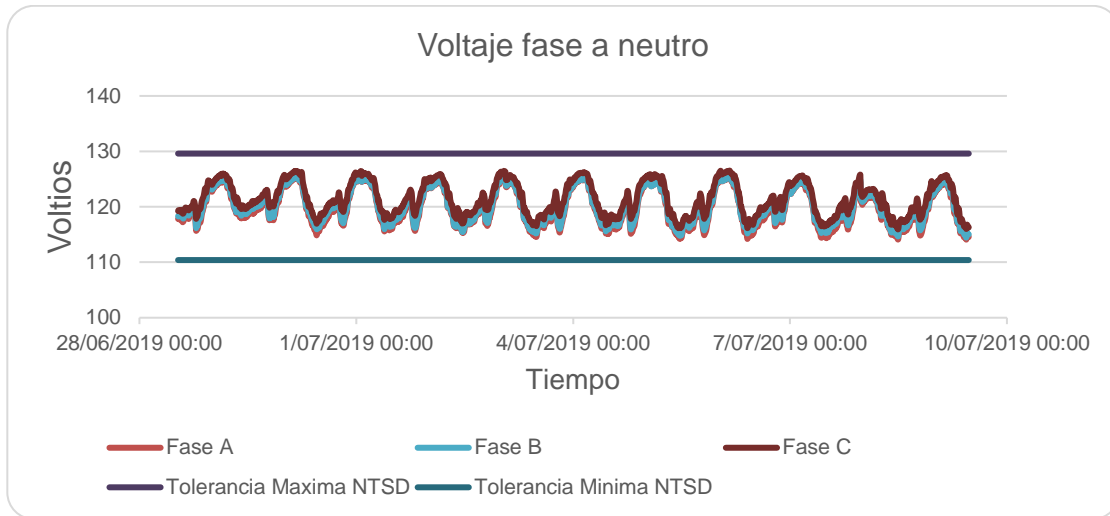
4.2.1. Voltaje

Medida o tamaño que da a conocer la diferencia que tiene el potencial eléctrico entre dos puntos. A continuación, se presentan las lecturas realizadas.

4.2.1.1. Regulación de voltaje

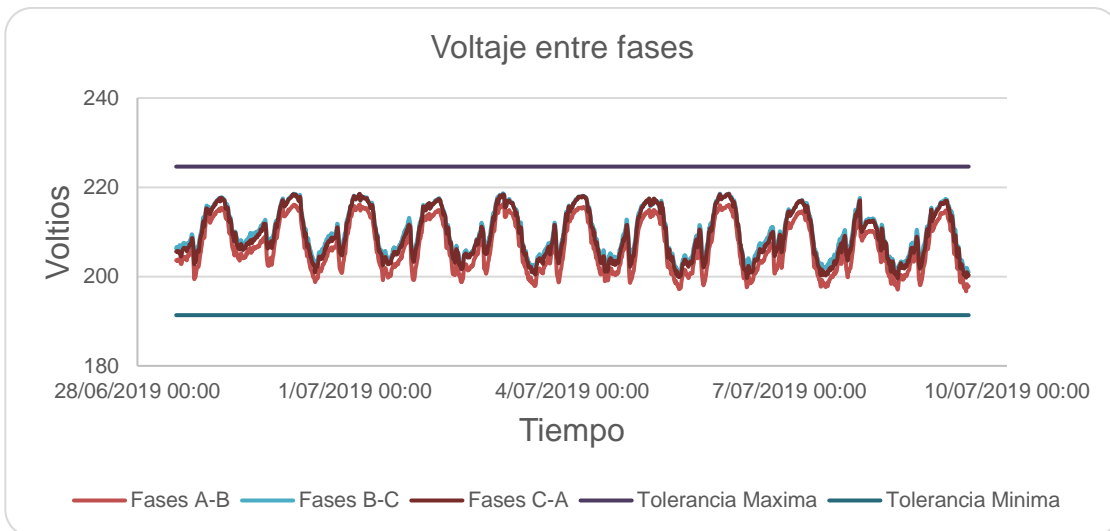
Se observa que el valor de voltaje de fase a neutro se encuentra dentro de un rango entre 126 y 115 voltios, esto quiere decir que se encuentra dentro de la tolerancia admisible de las NTSD, que para el tema de regulación de voltaje es de 8 % del valor nominal, que para este caso es 120 voltios. De igual forma se mantiene dentro de las tolerancias el valor de voltaje de fase a fase.

Figura 27. **Voltaje fase a neutro**



Fuente: elaboración propia.

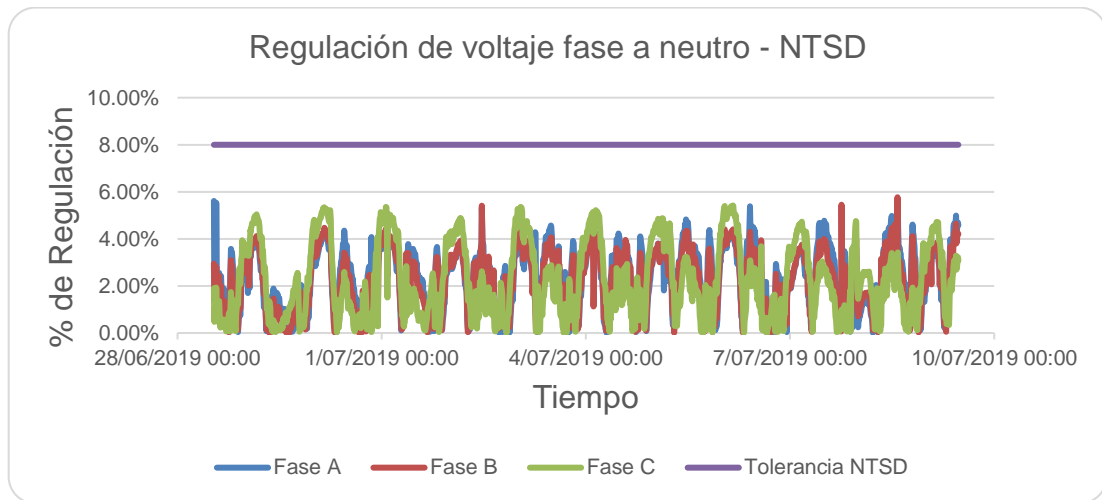
Figura 28. **Voltaje entre fases**



Fuente: elaboración propia.

Durante todo el periodo de medición en ningún momento se superó la tolerancia permisible del 8 %, siendo el valor máximo de desviación del voltaje nominal 5,7 %.

Figura 29. **Regulación de voltaje fase a neutro NTSD**

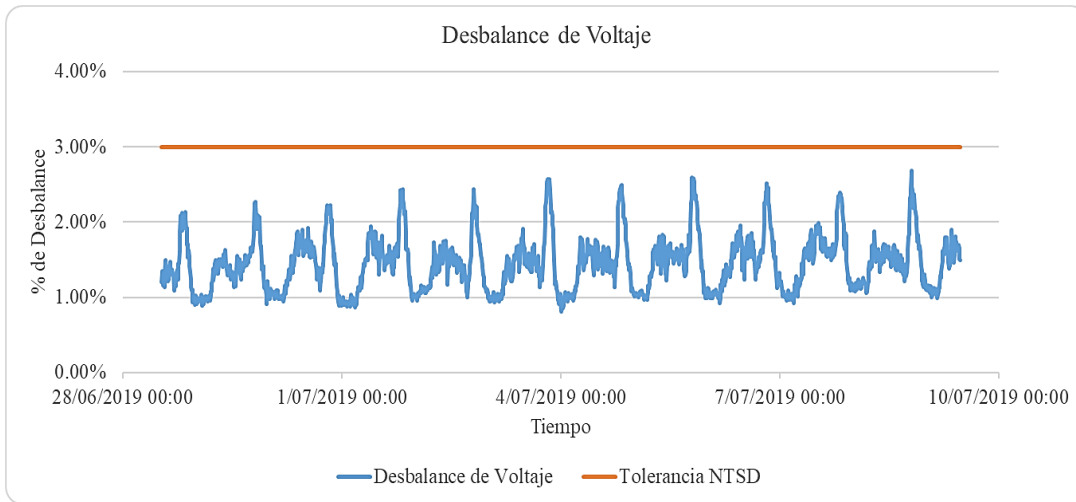


Fuente: elaboración propia.

4.2.1.2. **Desbalance de voltaje**

Se puede observar que durante el periodo de medición el valor de desbalance de voltaje no supera la tolerancia de 3 % establecida por las NTSD, llegando a un valor máximo de 2,7 %.

Figura 30. **Desbalance de voltaje NTSD**

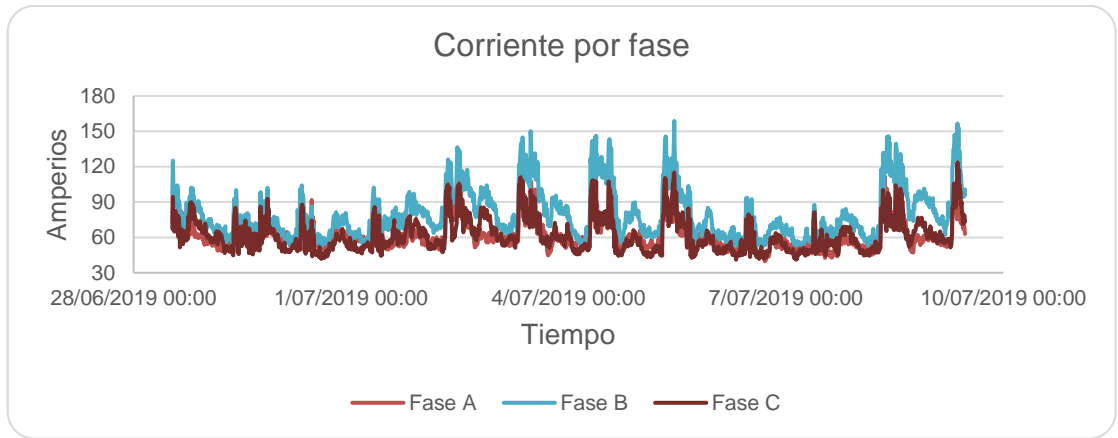


Fuente: elaboración propia.

4.2.2. **Corriente**

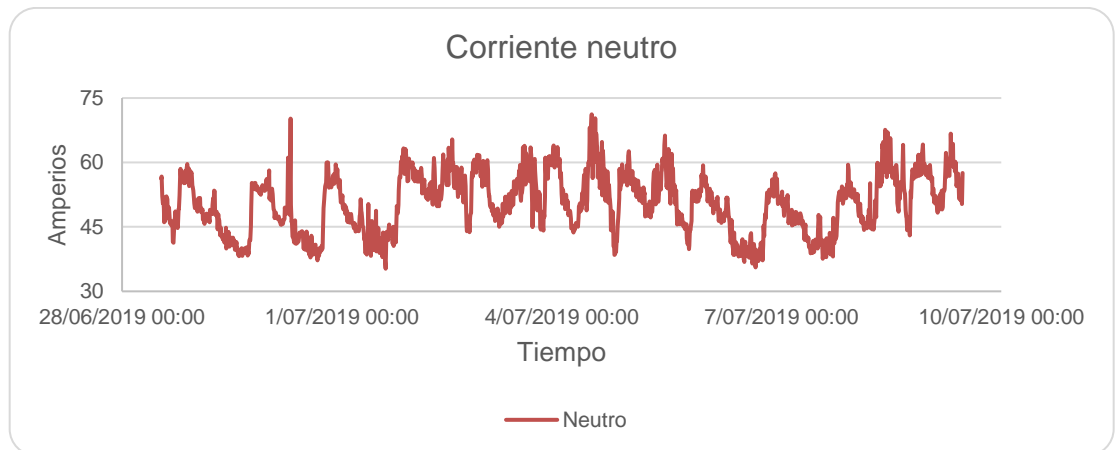
En las mediciones de corriente en las 3 fases, se logra evidenciar que las cargas no se encuentran debidamente balanceadas, se observa una mayor carga en la fase B con respecto a las fases A y C. El valor máximo registrado de corriente en la fase B fue de 158,76 amperios, mientras que en las fases A y C era de 107,98 y 115,14 amperios respectivamente. Esto provoca que la corriente en el neutro llegue a valores cercanos a los de una de las fases, teniendo un valor máximo de corriente en el neutro de 70,26 amperios.

Figura 31. **Corriente en cada fase**



Fuente: elaboración propia.

Figura 32. **Corriente en el neutro**

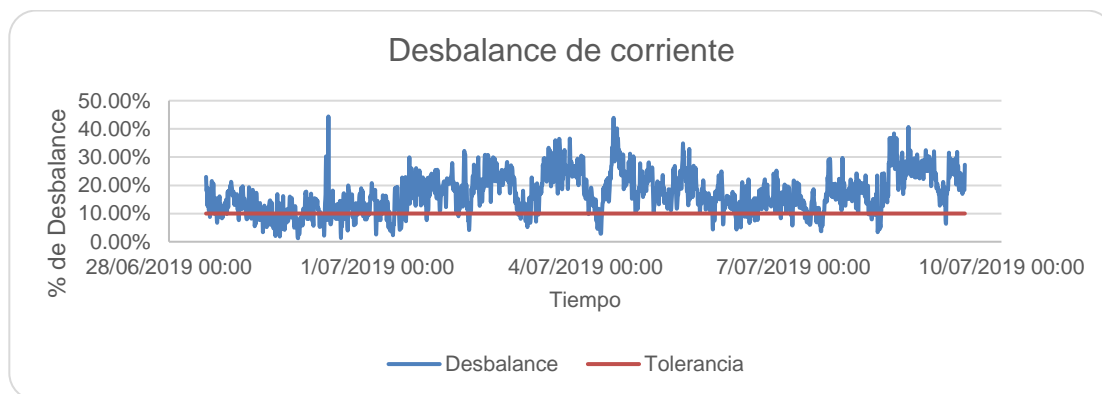


Fuente: elaboración propia.

4.2.2.1. Desbalance de corriente

El desbalance de corriente para los usuarios del servicio de distribución no es penalizado, pero para conocer el nivel de desbalance que existe en la instalación del hospital, se ha tomado como parámetro de referencia la tolerancia establecida en las Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones NTCSTS, emitida por la CNEE, que establece una tolerancia del 10 % para el desbalance de corriente de los participantes del sistema de transporte.

Figura 33. Desbalance de corriente



Fuente: elaboración propia.

En la gráfica se observa que la mayor parte del tiempo durante el periodo de medición se superó el valor de tolerancia de desbalance de corriente, siendo este tiempo un 80 % del total del periodo de medición, llegando incluso a valores de 44 % de desbalance, lo cual denota una mala distribución de las cargas monofásicas entre cada una de las fases.

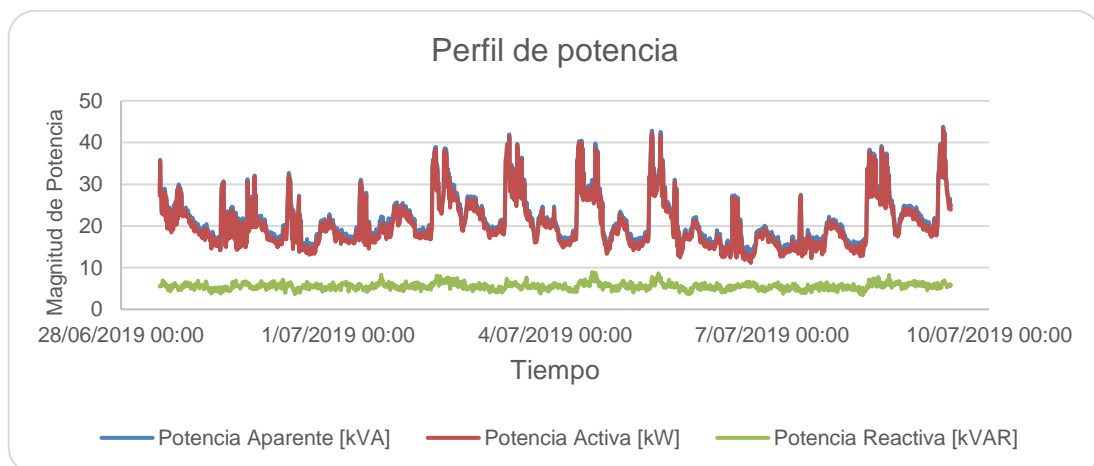
4.2.3. Perfil de potencia

El perfil de potencia muestra la demanda del hospital durante el tiempo de medición, donde se observa que la demanda no supera los 50kW, registrando un valor máximo de 43,17 kW al cual corresponde un consumo de potencia reactiva de 6,42 kVAR. El consumo de potencia reactiva se mantiene por encima de los 3,4 kVAR.

La demanda máxima registrada durante el periodo de medición es de 43,8 kVA, esto demuestra que el transformador está siendo utilizado en un 20 % de su capacidad nominal.

El valor de potencia máxima registrada durante la medición confirma que la planta de emergencia es capaz de suplir toda la demanda del tablero principal.

Figura 34. Perfil de potencia

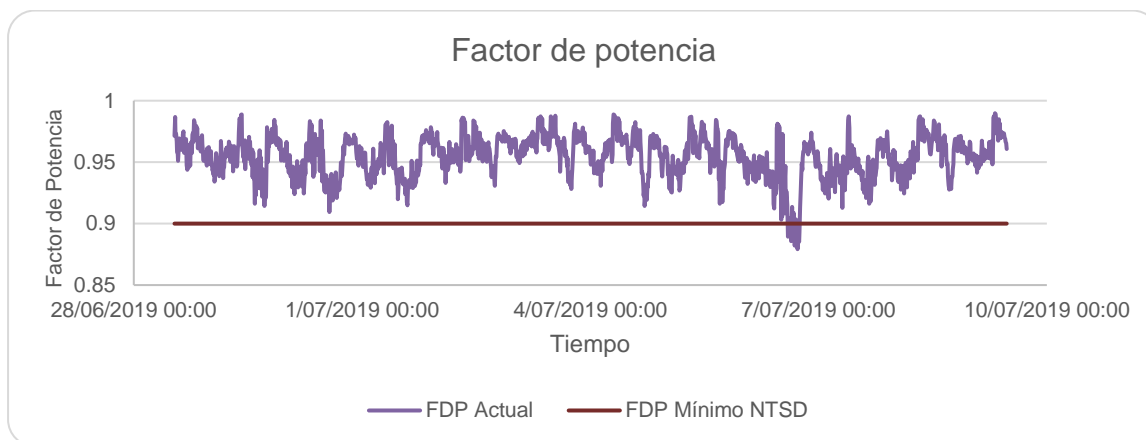


Fuente: elaboración propia.

4.2.3.1. Factor de potencia

Como lo establecen las NTSD, el valor mínimo del factor de potencia se establece según la potencia del usuario, que para el caso del hospital es de 0,9, ya que es un usuario con potencia superior a 11kW. Utilizando los datos del método geométrico, se observa que el factor de potencia está dentro del rango estipulado en la normativa, sobrepasando la tolerancia solo en el 0,89 % del lapso de la medición.

Figura 35. Factor de potencia



Fuente: elaboración propia.

4.2.4. Armónicos

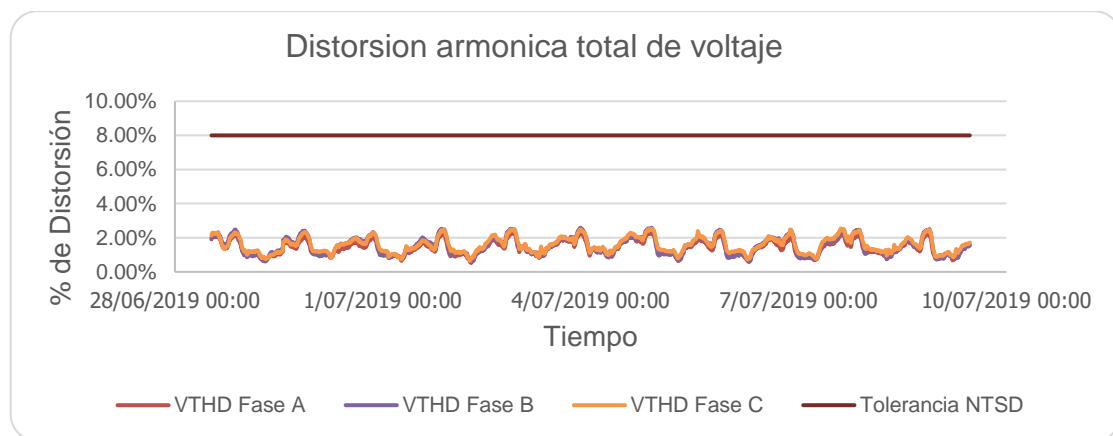
La distorsión armónica total, THD, es una medida de cuanto se distorsiona o cambia la forma de onda del voltaje o corriente de su forma de onda sinusoidal convencional. Esta distorsión se produce al alimentar cargas no lineales, las cuales absorben corrientes en impulsos bruscos en lugar hacerlo suavemente y de forma sinusoidal. Se puede decir que la THD es el porcentaje acumulado de

distorsión con respecto a la onda sinusoidal de frecuencia fundamental, que es de 60 Hertz. La distorsión se comparará con los valores de distorsión armónica total establecidos en las NTSD.

4.2.4.1. Armónico de voltaje

En la gráfica se observa que en ningún momento la distorsión armónica total de voltaje supere la tolerancia máxima de 8 %, establecida en las NTSD, llegando solamente a un valor máximo de 2,7 % en la base B. Lo cual logra evidenciar que no se presenta ningún porcentaje considerable que pueda llegar a afectar la forma de onda de voltaje.

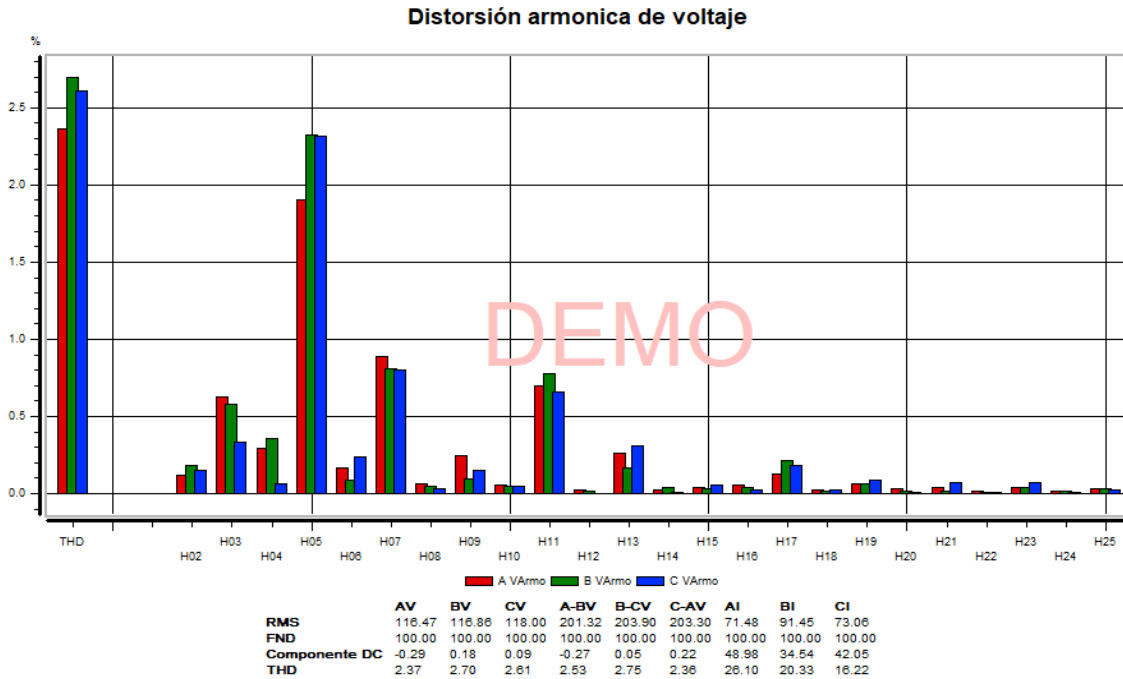
Figura 36. Distorsión armónica total de voltaje



Fuente: elaboración propia.

En el siguiente histograma se puede apreciar la distorsión armónica de voltaje y la contribución de cada una de sus componentes armónicas, mostrando que la 5ª armónica es la que más aporta, siempre dentro de los valores tolerables permitidos por las NTSD.

Figura 37. **Histograma de distorsión armónica de voltaje**

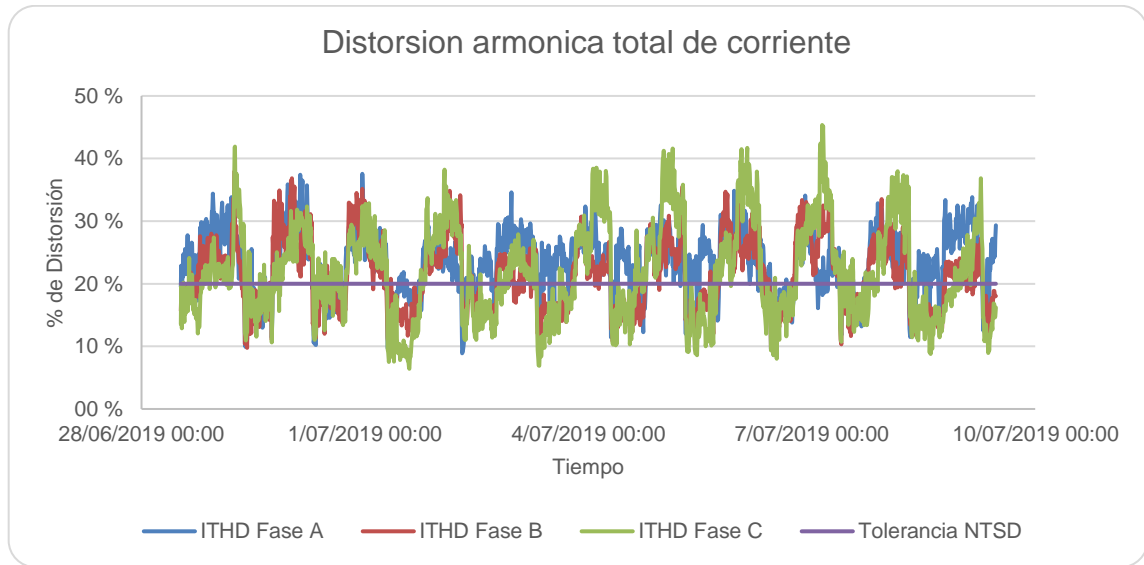


Fuente: elaboración propia.

4.2.4.2. **Armónico de corriente**

La siguiente grafica muestra el valor de distorsión armónica total de corriente para cada una de las fases durante el periodo de medición, donde se puede observar que existe un valor alto de distorsión, que supera por mucho el valor máximo de 20 % establecido como tolerancia en las NTSD. El valor más alto de distorsión es de 45,16 %, y se encuentra sobre la fase C. Adicional a eso durante el periodo de medición, sobre la fase B específicamente, se superó la tolerancia en aproximadamente un 40 % del tiempo. Esta distorsión armónica de corriente se introduce a la red de distribución y a su vez afecta la calidad de energía que percibe el hospital.

Figura 38. **Distorsión armónica total de corriente**

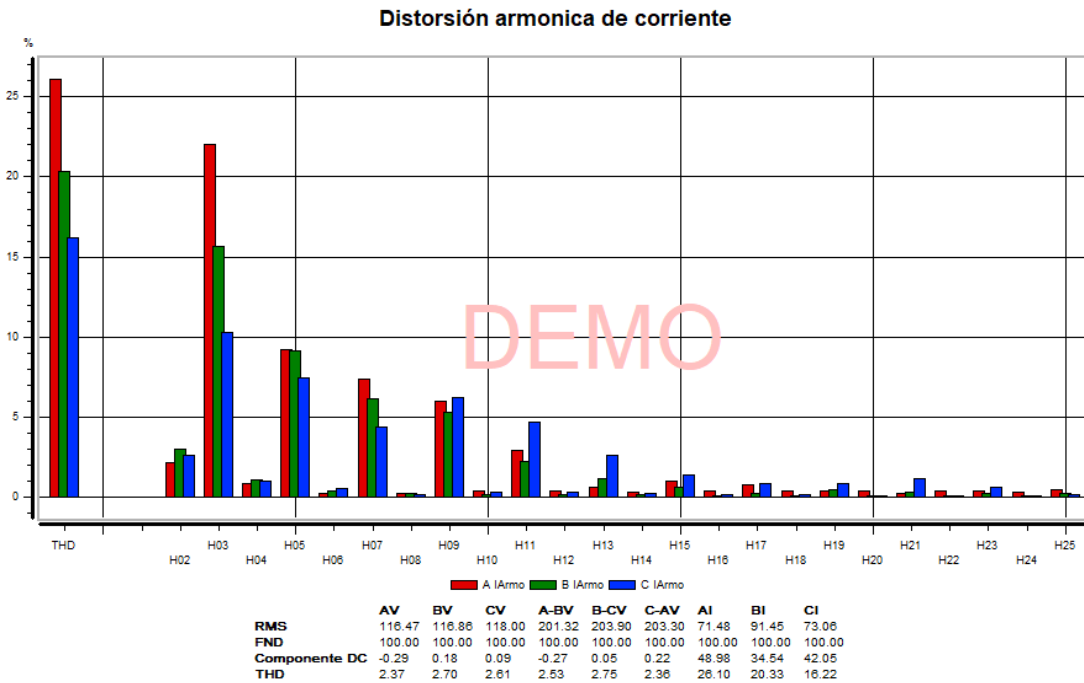


Fuente: elaboración propia.

En el siguiente histograma se muestra la contribución de cada una de las componentes armónicas para la distorsión armónica de corriente. En él se puede ver que las componentes que mayor aporte tienen son las armónicas múltiplos de 3: 3^a, 9^a, 15^a y 21^a armónica; siendo la 3^a armónica la que mayor aporte tiene. La 5^a armónica tiene un aporte considerable, pero se encuentra por debajo de la tolerancia permitida en las NTSD.

Los armónicos múltiplos de 3, a los cuales se les llama “*triplens*” causan sobrecalentamiento y las corrientes se suman en el neutro, lo cual queda evidenciado en la figura 30, donde se tiene un alto valor de la corriente en el neutro, cuando el NEC menciona que el neutro debe llevar un máximo de 20 % del valor de corriente de una fase.

Figura 39. **Histograma de distorsión armónica de corriente**

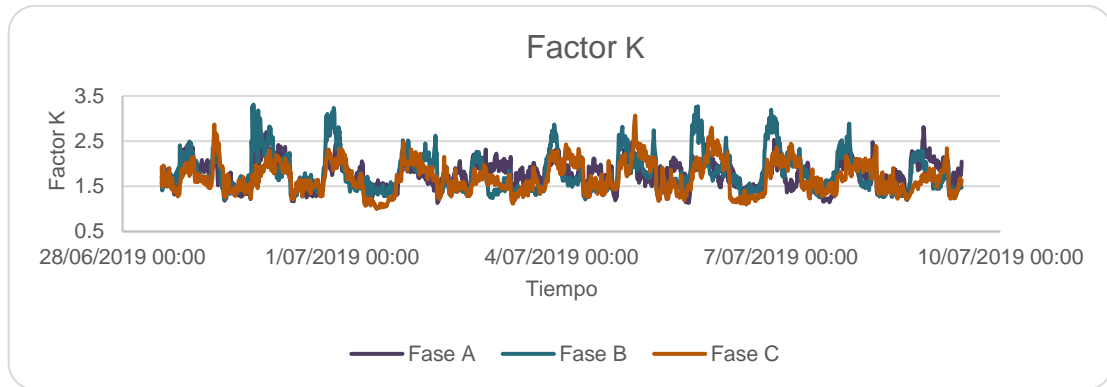


Fuente: elaboración propia.

4.2.4.3. Factor K

Debido al alto contenido de armónicos de corriente se estima el factor k de cada una de las fases con base en la gráfica se puede observar que el valor más alto es de 3,31 en la fase B, por lo que un transformador K-4 podría alimentar las cargas no lineales que posee el hospital sin que afecte su temperatura de funcionamiento. Para el caso de este estudio, se determina que el transformador instalado no sufrirá problemas con su temperatura, debido a que el porcentaje de uso que tiene actualmente es bajo.

Figura 40. **Factor K**

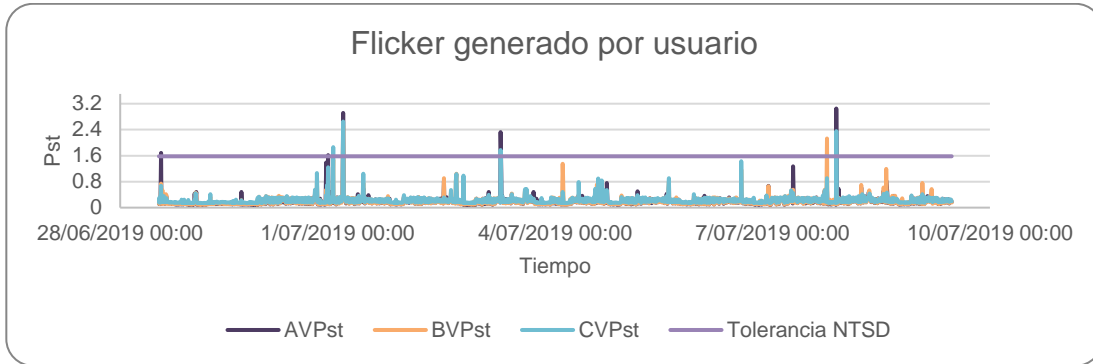


Fuente: elaboración propia.

4.2.5. ***Flicker***

Según la potencia de la instalación que se encuentra entre 30kW y 50kW, la tolerancia es de 1,58 para el índice de severidad de corto. El *flicker* generado por usuario se observa que, durante el lapso de las mediciones, se mantiene dentro de la tolerancia en las tres fases al menos el 99 % del tiempo, por lo cual no incurrirá en el pago de indemnización hacia el distribuidor en concepto de distorsión penalizable individual de *flicker*.

Figura 41. **Flicker** generado por el usuario

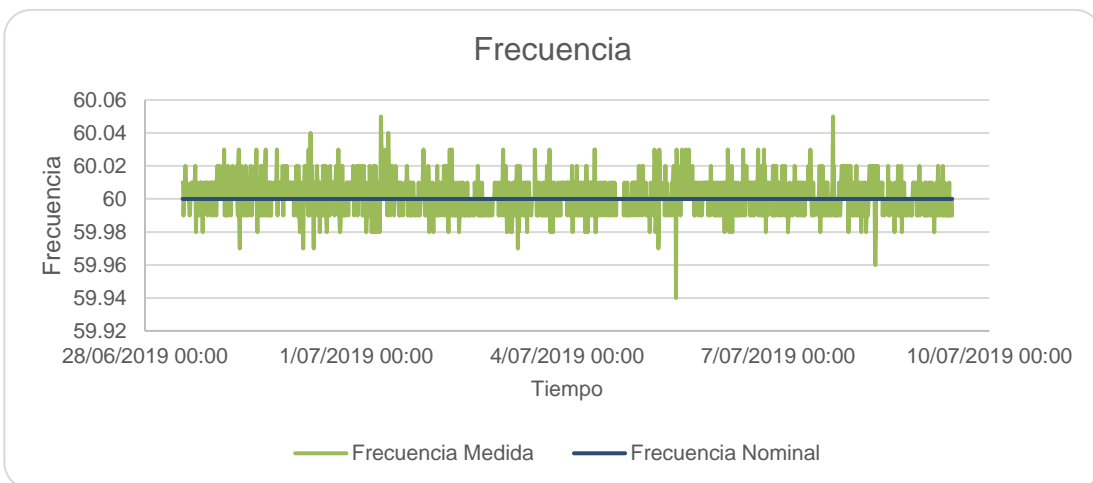


Fuente: elaboración propia.

4.2.6. Frecuencia

En la gráfica de frecuencia se visualiza que la frecuencia se mantuvo dentro de los valores normales con un rango de 59,94 y 60,05 Hertz.

Figura 42. **Frecuencia**

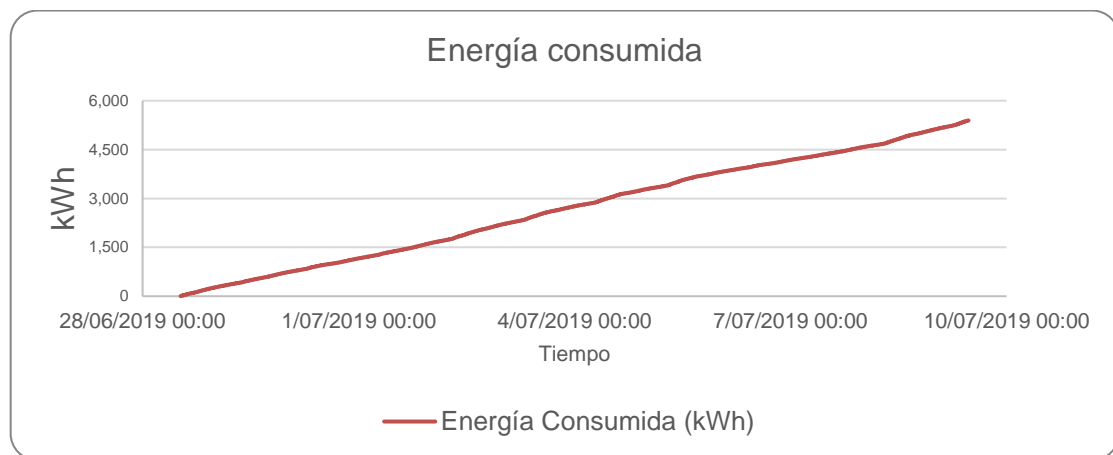


Fuente: elaboración propia.

4.2.7. Consumo de energía

En la gráfica de consumo se puede observar que durante los 11 días de medición la instalación del hospital consumió 5409 kWh, lo cual da un valor promedio de consumo diario de 491,7 kWh. El consumo promedio por día según los datos históricos de la facturación por el servicio de electricidad durante 14 meses, dan un valor de 477,01 kWh, lo cual representa un aumento del 3 % en el consumo diario promedio.

Figura 43. Consumo de energía



Fuente: elaboración propia.

5. PROPUESTAS DE MEJORA

5.1. Cambio de potencia contratada

Siguiendo la resolución CNEE 94-2020 donde se establecen las tarifas y las condiciones generales de aplicación de estas, para el servicio de distribución en el área que atiende la Empresa Eléctrica Municipal de Jalapa, en su apartado III, inciso 19, establece que la distribuidora deberá verificar cada 12 meses si la tarifa aplicada a cada usuario, así como la potencia contratada, son adecuadas a las características de su consumo, debiendo informarle a éste sobre la conveniencia de cambio de tarifa o sobre el posible ajuste a la potencia contratada; de igual forma como lo indica el inciso 21 del mismo apartado, el usuario si lo requiere podrá disminuir el valor de la potencia contratada en periodos no menores a seis meses y la distribuidora no podrá establecer límites mínimos de la potencia que el usuario requiera contratar independientemente del grupo tarifario al que pertenezca.

En los datos históricos de consumo de energía en el Hospital, los cuales se obtuvieron por medio de la facturación, se pudo observar que la potencia contratada está sobredimensionada con respecto a la potencia máxima registrada cada mes, la cual tuvo un valor máximo de 46,87 kW-Mes el mes de junio 2018. Este valor de potencia se mantiene similar, en donde el valor máximo registrado durante el periodo de medición con el analizador de redes fue de 42,06 kW.

Si hará una comparación del costo de si se tuviera una potencia contratada de 50 kW-Mes, para que no exista exceso ningún mes, con respecto al valor actual de potencia contratada de 350 kW-Mes. Si se cambia la potencia contratada se tendría una disminución considerable en el costo por potencia contratada, tal como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla XXIV. **Comparación de costos de potencia contratada**

Mes	Potencia máxima por mes	Costo unitario de potencia contratada	Potencia contratada actual (kw-mes)	Cargo por potencia actual	Potencia contratada recomendada (kw-mes)	Cargo por potencia recomendada	Ahorro por cambio de potencia (sin IVA)
ene-18	43.21 KW-MES	Q33,491760	350,00	Q11 722,12	50,00	Q1 674,59	Q10 047,53
feb-18	45.12 KW-MES	Q33,491760	350,00	Q11 722,12	50,00	Q1 674,59	Q10 047,53
mar-18	43.53 KW-MES	Q33,491760	350,00	Q11 722,12	50,00	Q1 674,59	Q10 047,53
abr-18	46.49 KW-MES	Q33,491760	350,00	Q11 722,12	50,00	Q1 674,59	Q10 047,53
may-18	45.09 KW-MES	Q34,058709	350,00	Q11 920,55	50,00	Q1 702,94	Q10 217,61
jun-18	46.87 KW-MES	Q34,058709	350,00	Q11 920,55	50,00	Q1 702,94	Q10 217,61
jul-18	45.31 KW-MES	Q34,058709	350,00	Q11 920,55	50,00	Q1 702,94	Q10 217,61
ago-18	46.06 KW-MES	Q34,058709	350,00	Q11 920,55	50,00	Q1 702,94	Q10 217,61
sep-18	44.22 KW-MES	Q34,058709	350,00	Q11 920,55	50,00	Q1 702,94	Q10 217,61
oct-18	46.44 KW-MES	Q34,058709	350,00	Q11 920,55	50,00	Q1 702,94	Q10 217,61
nov-18	43.07 KW-MES	Q35,146792	350,00	Q12 301,38	50,00	Q1 757,34	Q10 544,04
dic-18	43.14 KW-MES	Q35,146792	350,00	Q12 301,38	50,00	Q1 757,34	Q10 544,04
ene-19	42.81 KW-MES	Q35,146792	350,00	Q12 301,38	50,00	Q1 757,34	Q10 544,04
feb-19	40.53 KW-MES	Q35,146792	350,00	Q12 301,38	50,00	Q1 757,34	Q10 544,04

Fuente: elaboración propia.

Como se ha mencionado anteriormente la potencia contratada está sobredimensionada y eso queda en evidencia al revisar los datos de la tabla VII, en donde se puede observar que con una potencia contratada de 50 kW-Mes, se podría cubrir la demanda que tiene la instalación. Adicional a eso, si se contratara dicha potencia, se tendría un ahorro promedio de Q10 262,28 mensualmente y que, para los 14 meses de datos históricos proporcionados por el hospital, el tener contratada la potencia de 350 kW-Mes, represento un gasto superfluo de Q143 671,94, al cual hay que sumarle el IVA.

5.2. Sistema de puesta a tierra

Como se menciona anteriormente, no existe evidencia de que haya un sistema de puesta a tierra como tal en la instalación, por tal motivo se presenta la siguiente propuesta.

5.2.1. Resistividad del suelo

Para el caso particular de esta medición, la misma se realizó en la parte trasera del Hospital donde se tiene el área suficiente para la instalación de la malla de puesta a tierra, siendo esta área de 60 metros cuadrados (10x6m). Se clavó el electrodo más lejano (C1), a una distancia de 10 metros con respecto al punto de tierra (E), mientras que el segundo electrodo (P1), se instaló a una distancia de 5 metros.

Figura 44. Medición de resistividad del suelo, Hospital Nacional Nicolasa Cruz



Fuente: elaboración propia, punto propuesto para instalación del sistema de puesta a tierra dentro del Hospital Nacional Nicolasa Cruz.

Para la resistividad del suelo no es que exista un valor o rango de valores que deba existir debido a la normativa tomada, define el valor de resistencia del sistema, y el valor de resistividad del terreno es necesario para determinar el valor de resistencia que tendrá el sistema.

El valor de resistividad del suelo encontrado en la ubicación donde se propone instalar el sistema de puesta a tierra es de 56,9 Ω -m.

Figura 45. **Resultado de la medición de resistividad del suelo**



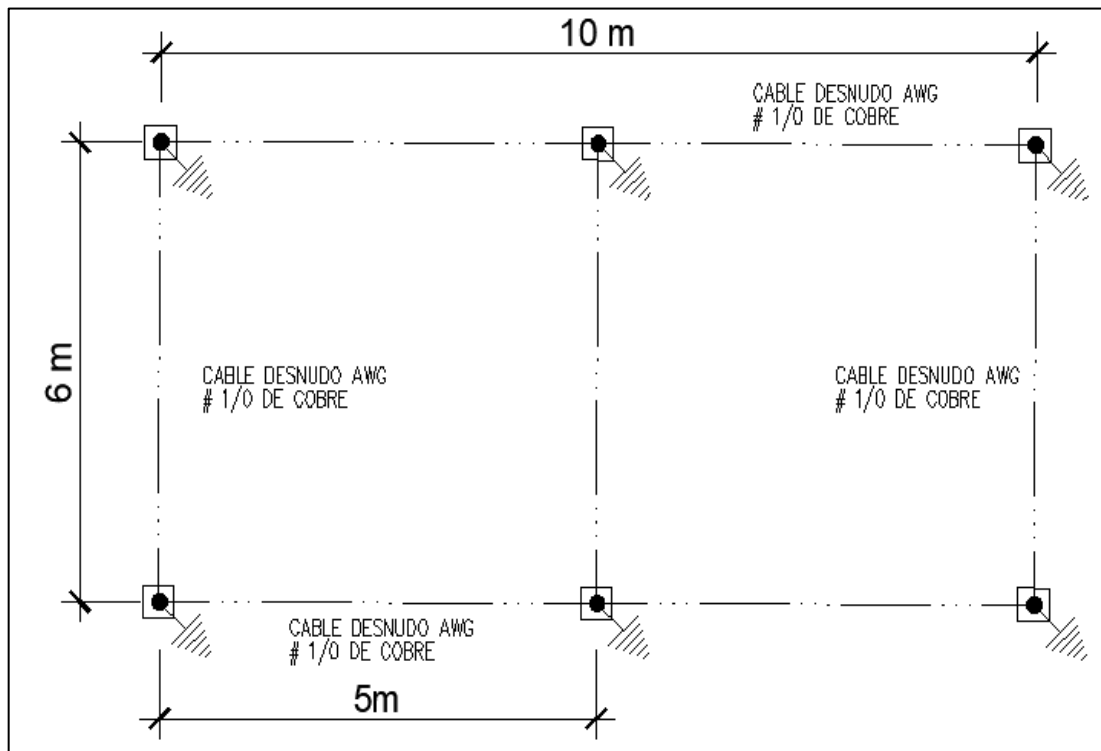
Fuente: elaboración propia, punto propuesto para instalación del sistema de puesta a tierra.

5.2.2. Propuesta del sistema de puesta a tierra

Para el sistema de puesta a tierra se propone un diseño de malla rectangular con dimensiones de 10 metros de ancho por 6 metros de largo, espaciando los conductores del eje “y” a una distancia de 5 metros. Cada punto de unión debe ser unido con soldadura exotérmica y se considera instalar una varilla de cobre en cada punto. Las varillas para utilizar serán Varillas Copperweld con un diámetro de 5/8 de pulgada y una longitud de 8 pies.

Debido que para el conductor de la acometida es 350 kcmil, el calibre de conductor para el sistema de puesta a tierra debe ser 1/0 AWG, utilizando conductor de cobre desnudo (sin forro).

Figura 46. **Malla rectangular para el sistema de puesta a tierra**



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2018.

Con las consideraciones anteriores y la medición realizada de la resistividad del suelo, ya se cuentan con los datos necesarios para realizar los cálculos de las ecuaciones de Schwarz y encontrar el valor de resistencia del sistema R_g .

Tabla XXV. **Datos utilizados para el cálculo de resistencia del sistema de puesta a tierra**

Parámetro	Valor	Unidad Dimensional
Resistividad del terreno (ρ)	56,9	$\Omega \cdot m$
Longitud en x (L_x)	10	m
Longitud en y (L_y)	6	m
Área de la malla (A)	60	m ²
Longitud total de conductores (L_c)	38	m
Diámetro del conductor (D_c)	0,008251	m
Profundidad del conductor (h)	0,5	m
Numero de varillas (nr)	6	
Longitud de la varilla (L_r)	2,4384	m
Diámetro de la varilla (D_r)	0,015875	m

Fuente: elaboración propia.

$$K_1 = -0,05 \frac{10}{6} + 1,2 = 1,1167$$

$$K_2 = 0,10 \frac{10}{6} + 4,68 = 4,8467$$

$$R_1 = \frac{56,9}{38\pi} \left[\ln \left(\frac{2 * 38}{\sqrt{0,008251 * 0,5}} \right) + \frac{1,1167 * 38}{\sqrt{60}} - 4,8467 \right] = \frac{56,9}{38\pi} [7,7076] = 3,68\Omega$$

$$R_2 = \frac{56,9}{2\pi * 6 * 2,4384} \left[\ln \left(\frac{8 * 2,4384}{0,015875} \right) - 1 + \frac{2 * 1,1167 * 2,4384}{\sqrt{60}} (\sqrt{6} - 1)^2 \right]$$

$$R_2 = 4,70\Omega$$

$$R_m = \frac{56,9}{38\pi} \left[\ln \left(\frac{2 * 38}{2,4384} \right) + \frac{1,1167 * 38}{\sqrt{60}} - 4,8467 + 1 \right] = \frac{56,9}{38\pi} [5,071] = 2,42\Omega$$

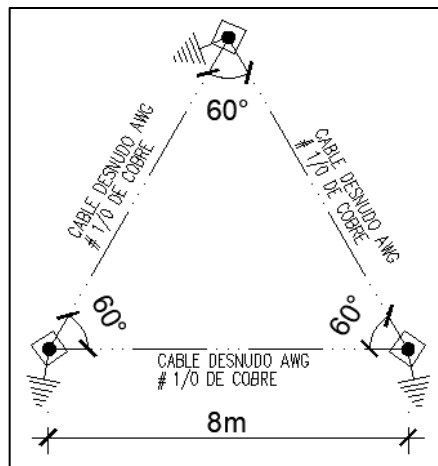
$$R_g = \frac{(R_1 * R_2) - R_m^2}{R_1 + R_2 - 2R_m} = \frac{(3,68 * 4,70) - (2,42)^2}{3,68 + 4,70 - (2 * 2,42)} = 3,23\Omega$$

El valor de resistencia para el sistema propuesto es de 3,23Ω, es aceptable y se encuentra por debajo del mínimo de 5Ω, establecido por la normativa.

5.3. Sistema de pararrayos

Para la puesta a tierra del sistema de pararrayos se propone una configuración triangular, con un triángulo equilátero de 8 metros por lado. Como en la propuesta anterior, cada punto de unión debe ser unido con soldadura exotérmica y se considera instalar una varilla de cobre en cada punto. Las varillas para utilizar serán Varillas Copperweld con dimensiones anteriormente mencionadas y también se utilizará conductor cobre desnudo de calibre 1/0 AWG.

Figura 47. **Malla triangular para el sistema de puesta a tierra del pararrayos**



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2018.

Tabla XXVI. **Datos utilizados para el cálculo de resistencia del sistema de puesta a tierra del pararrayos**

Parámetro	Valor	Unidad Dimensional
Resistividad del terreno (ρ)	56,9	$\Omega \cdot m$
Distancia de separación de cada lado (d)	8	m
Área de la malla (A)	27,71	m ²
Diámetro del conductor (Dc)	0,008251	m
Profundidad del conductor (h)	0,5	m
Longitud de la varilla (Lr)	2,4384	m
Diámetro de la varilla (Dr)	0,015875	m

Fuente: elaboración propia.

$$K_1 = -0,05(1) + 1,2 = 1,15$$

$$K_2 = 0,10(1) + 4,68 = 4,78$$

$$R_1 = \frac{56,9}{3\pi * 8} \left[\ln \left(\frac{6 * 8}{\sqrt{0,008251 * 0,5}} \right) + \frac{3 * 1,15 * 8}{\sqrt{27,71}} - 4,78 \right] = \frac{56,9}{24\pi} [7,0794] = 5,34\Omega$$

$$R_2 = \frac{56,9}{6\pi * 2,4384} \left[\ln \left(\frac{8 * 2,4384}{0,015875} \right) - 1 + \frac{2 * 1,15 * 2,4384}{\sqrt{27,71}} (\sqrt{3} - 1)^2 \right] = 8,28\Omega$$

$$R_m = \frac{56,9}{3\pi * 8} \left[\ln \left(\frac{6 * 8}{2,4384} \right) + \frac{3 * 1,15 * 8}{\sqrt{27,71}} - 4,78 + 1 \right] = \frac{56,9}{24\pi} [4,4427] = 3,35\Omega$$

$$R_g = \frac{(R_1 * R_2) - R_m^2}{R_1 + R_2 - 2R_m} = \frac{(5,34 * 8,28) - (3,35)^2}{5,34 + 8,28 - (2 * 3,35)} = 4,77\Omega$$

El valor de resistencia para el sistema propuesto es de $4,77\Omega$, es aceptable y se encuentra por debajo del mínimo de 5Ω , establecido por la normativa.

El pararrayos propuesto es un pararrayos con Dispositivo de Cebado Franklin France Active 2D®, tiene un principio de funcionamiento que consiste en iniciar un trazador ascendente y darle la energía necesaria para asegurar la unión con el trazador descendente. Se hará el cálculo para diferentes alturas para determinar con cual se cubre el área del hospital. Tomando en cuenta que la altura debe ser mayor o igual a 5 metros, y los cuatro niveles de protección: I, II, III y IV para los cuales el valor de D en metros es de 20, 30, 45 y 60 respectivamente. Así mismo el pararrayos tiene dos versiones Active 2D® 30 y 2D® 60 para los cuales el avance de cebado es de $30\mu s$ y $60\mu s$ respectivamente.

Figura 48. **Pararrayos Active 2D® 60**



Fuente: FRANCE, Franklin. *Hoja técnica - Active 2D AFB10302D/AFB10602D*. <https://franklin-france.com/wp-content/uploads/2019/06/afb10xx2d-pdc-active-2d.pdf>. Consulta: 01 de mayo de 2020.

Tabla XXVII. Radios de protección a diferentes alturas para cada nivel de protección

Rp (m)	Active 2D® 30				Active 2D® 60			
	ΔT (μs)				ΔT (μs)			
	30	30	45	60	60	30	45	60
Altura (m)	I	II	III	IV	I	II	III	IV
	20	30	45	60	20	30	45	60
5	47,70	54,54	63,44	71,24	78,58	86,46	97,08	106,65
6	48,00	54,99	64,06	72,00	78,77	86,74	97,49	107,16
7	48,28	55,42	64,66	72,74	78,94	87,01	97,88	107,66
8	48,54	55,82	65,24	73,46	79,09	87,27	98,26	108,15

Fuente: elaboración propia.

Comparando los datos de la tabla VI con ficha técnica del pararrayos se encuentra que con el pararrayos Franklin France Active 2D® 60, modelo AFB10602D, instalado a una altura de 5 metros sobre la superficie del edificio del comedor del hospital, el radio de protección cubre toda la instalación del hospital para los cuatro niveles de protección.

Figura 49. Radios de protección a diferentes alturas para cada nivel de protección, pararrayos Active 2D®

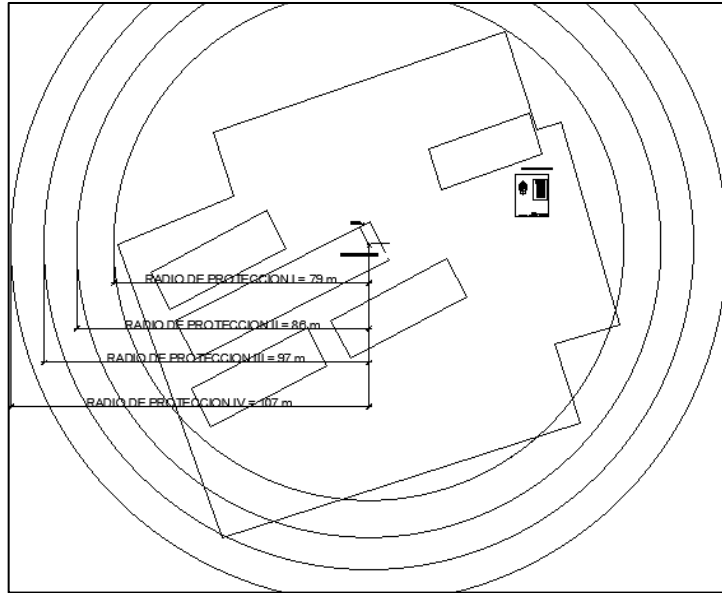
Rp (m)	Active 2D® 30				Active 2D® 60			
	T = 30 μs				T = 60 μs			
Altura (m)	I	II	III	IV	I	II	III	IV
2	19	21	25	28	31	34	39	43
4	38	43	51	57	63	69	78	85
5	48	55	63	71	79	86	97	107
6	48	55	64	72	79	87	97	107
8	49	56	65	73	79	87	98	108
10	49	57	66	75	79	88	99	109
20	50	59	71	81	80	89	102	113
30	50	60	73	85	80	90	104	116
60	50	60	75	90	80	90	105	120

Fuente: FRANCE, Franklin. Hoja técnica - Active 2D AFB10302D/AFB10602D, pagina 2.

<https://franklin-france.com/wp-content/uploads/2019/06/afb10xx2d-pdc-active-2d.pdf>. Consulta:

01 de mayo de 2020.

Figura 50. **Radio de protección de pararrayos Active 2D® 60 a una altura de 5 metros**



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2018.

5.4. Sistema fotovoltaico

Para determinar la cantidad necesaria de paneles solares, antes se deben determinar algunos datos utilizados en la ecuación y que serán de utilizados para ambos casos de estudio, supliendo el 20 % y 40 % de la energía promedio, consumida diariamente. Empezando con las horas sol pico para luego determinar la energía promedio consumida diariamente.

$$HPS = \frac{5\,660 \left[\frac{Wh}{m^2} \right]}{1\,000 \left[\frac{W}{m^2} \right]} = 5,66 \text{ horas}$$

$$E_{cm} = \frac{170\,938 \left[\frac{kWh}{año} \right]}{12 \left[\frac{meses}{año} \right]} = 14\,244,83 \text{ kWh/mes}$$

$$E_{cd} = \frac{14\,244,83 \left[\frac{kWh}{mes} \right]}{30 \left[\frac{dias}{mes} \right]} = 474,83 \text{ kWh/día}$$

Según los datos históricos de facturación de 12 meses, la energía consumida en promedio diariamente es de 474,83 kWh. El valor promedio encontrado de energía consumida diariamente durante el periodo de medición fue de 491,7 kWh, con base en esto se tomara como referencia ese valor para calcular la cantidad de paneles necesarios, para generar en un día un porcentaje determinado de dicho consumo.

5.4.1. Propuesta para suplir el 20 % del consumo de la instalación

Para suplir el 20 % de la energía consumida diaria en promedio, se debe contar con la cantidad necesaria de paneles solares para generar 98 kWh, si se consideran paneles solares que tienen una potencia de 330 Watts se encontrara el número de paneles necesarios de la siguiente manera

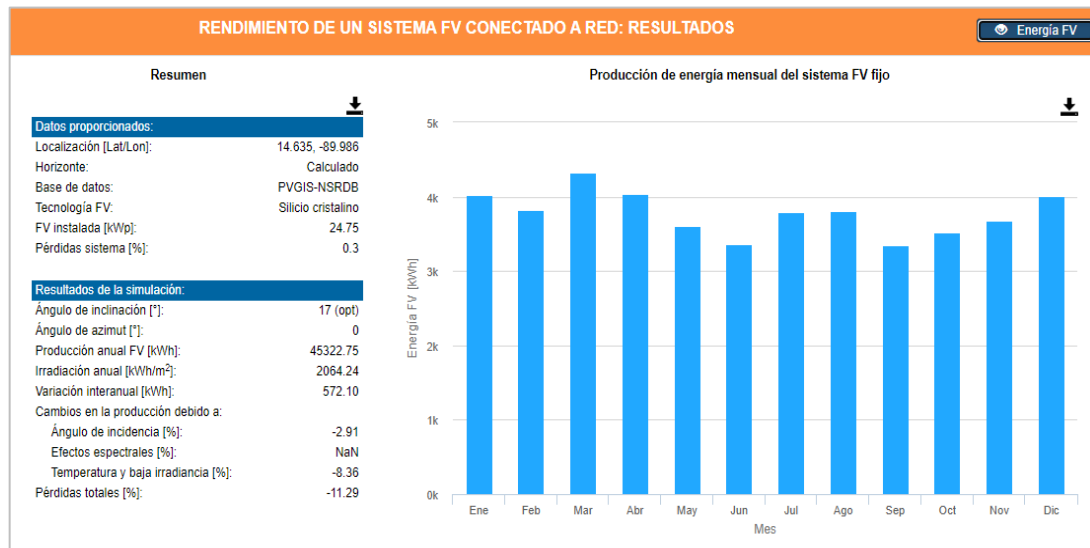
$$NP = \frac{E_{cd}}{P_{picopanel} * HPS * PR} = \frac{98\,000 [Wh]}{330 [W] * 5,66 [h] * 0,7} = 74,95 \cong 75 \text{ paneles}$$

Para este análisis se considerará un inversor que trabaje a un voltaje trifásico 120/208 V y una potencia de 5 kW, ya con eso se puede decir que el número necesario de inversores será el siguiente.

$$N_{inversores} = \frac{NP * P_{picopanel}}{P_{inversor}} = \frac{75 * 330 [W]}{5000 [W]} = 4,95 \cong 5 inversores$$

Ejecutando una simulación en la página web del EU PVGIS, sobre el rendimiento de un sistema fotovoltaico conectado a la red, se puede ver que para un sistema de 75 paneles con una potencia pico de 330 Watts, y con pérdidas en el sistema del 30 %, se muestra un estimado de 45 322,75 kWh de producción anual de energía, en el cual la inclinación óptima para la instalación de los paneles es de 17° con orientación hacia el sur. Como se muestra en la imagen, el mes con mayor producción de energía será el mes de marzo y el mes con menor producción será el mes de septiembre, generando una estimado de energía de 4 328,13 kWh y 3 354,25 kWh, respectivamente.

Figura 51. **Rendimiento de sistema fotovoltaico con 75 paneles de 330W**



Fuente: Comisión Europea. *Sistema de información geográfica fotovoltaica*.
https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/#PVP. Consulta: 05 de julio de 2020.

5.4.2. Propuesta para suplir el 40 % del consumo de la instalación

Para suplir el 40 % de la energía consumida diaria en promedio, se debe contar con la cantidad necesaria de paneles solares para generar 196 kWh, si se consideran paneles solares que tienen una potencia de 330 Watts el número de paneles necesarios es el siguiente

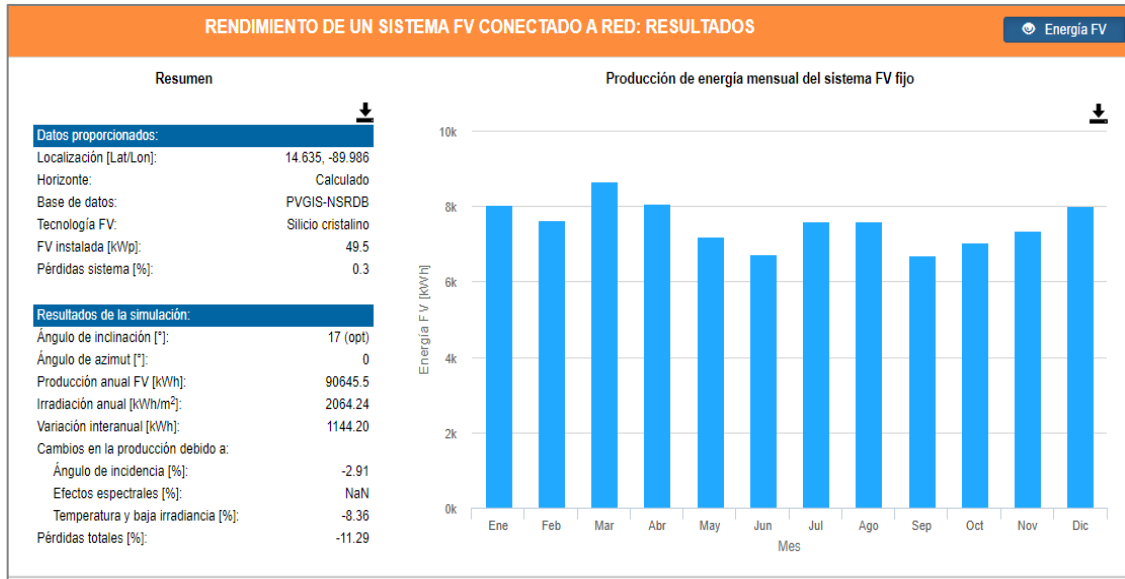
$$NP = \frac{E_{cd}}{P_{picopanel} * HPS * PR} = \frac{196\ 000 [Wh]}{330 [W] * 5,66 [h] * 0,7} = 149,91 \cong 150 \text{ paneles}$$

Como en el inciso anterior, se considerará un inversor que trabaje a un voltaje trifásico 120/208 V y una potencia de 5 kW, siendo el número necesario de inversores el siguiente

$$N_{inversores} = \frac{NP * P_{picopanel}}{P_{inversor}} = \frac{150 * 330 [W]}{5000 [W]} = 9,90 \cong 10 \text{ inversores}$$

Para este caso también se ha ejecutado una simulación en la página web EU PVGIS, sobre el rendimiento de un sistema fotovoltaico conectado a la red, se puede ver que para un sistema de 150 paneles con una potencia pico de 330 Watts, y con pérdidas en el sistema del 30 %, se muestra un estimado de 90 645,5 kWh de producción anual de energía, en el, la inclinación óptima para la instalación de los paneles es de 17° con orientación hacia el sur. Como se muestra en la imagen, el mes con mayor producción de energía será el mes de marzo y el mes con menor producción será el mes de septiembre, generando una estimado de energía de 8 656,26 kWh y 6 708,49 kWh, respectivamente.

Figura 52. Rendimiento de sistema fotovoltaico con 150 paneles de 330W



Fuente: Comisión Europea. *Sistema de información geográfica fotovoltaica*.
https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/#PVP. Consulta: 05 de julio de 2020.

5.5. Filtro de armónicos

Se supera el 20 % de la distorsión armónica total, se debe utilizar un filtro activo para eliminar o reducir al máximo la corriente residual armónica, para que solo quede la corriente senoidal pura. El filtro activo se elige según la corriente nominal que se desea eliminar, para esto se debe encontrar la corriente residual armónica del sistema, o bien multiplicar la corriente de carga (corriente fundamental), y la distorsión armónica total de corriente. También se debe multiplicar por un factor de sobrecarga del filtro, que es un valor teórico que se toma en base a la distorsión armónica total de voltaje.

$$I_F = SF * I_1 * ITDH$$

Donde:

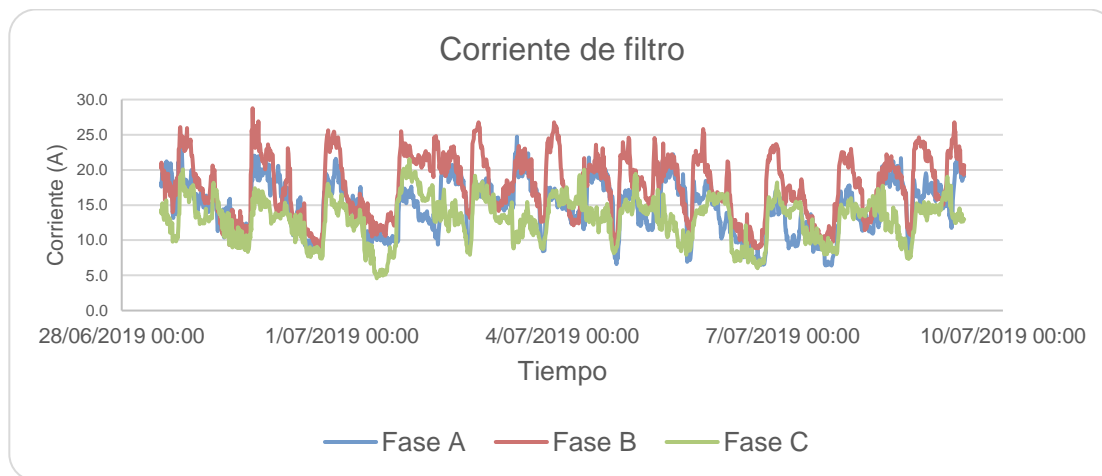
I_F : Corriente de filtro

SF: Sobrecarga del filtro, SF = 1,2 si VTDH < 3 %

I_1 : Corriente fundamental (corriente de carga)

ITDH: Distorsión armónica total de corriente

Figura 53. **Corriente de filtro activo de armónicos**



Fuente: elaboración propia.

Se observa que el valor máximo de corriente que circularía por el filtro se encuentra en la fase B y tiene un valor de 28,77A, por lo que un filtro con una capacidad unitaria de filtrado para corrientes de 30A es suficiente para eliminar los armónicos presentes. El filtro debe de ser con uno de características similares al filtro activo de armónicos Circutor AFQm 30, que tiene las siguientes características.

Figura 54. **Filtro activo Circuitor AFQm 30**



AFQm 30

Fuente: FRANCE Franklin. *Hoja técnica - Active 2D AFB10302D/AFB10602D*. <https://franklin-france.com/wp-content/uploads/2019/06/afb10xx2d-pdc-active-2d.pdf>. Consulta: 01 de septiembre de 2021.

Tabla XXVIII. **Características de filtro activo Circuitor AFQm 30**

Características técnicas				
Características eléctricas	Tensión nominal	4 hilos (4W) 3P+N: 208...400V fase-fase +/-10%		
		3 hilos (3W) 3P: 208...480V fase-fase +/- 10%		
	Frecuencia	50/60Hz +/- 5%		
	THD V máximo	25%		
Potencia	Modelos	30 A	60 A	100 A
	Potencia máxima 4W (400V)	20700 VA	41400 VA	69000 VA
	Potencia máxima 3W (480V)	22906 VA	45812 VA	76300 VA
	Eficiencia media	>97,2%	>97,2%	>97,2%
	Corriente máxima (fase)	30 A(rms)	60 A(rms)	100 A(rms)
	Corriente máxima (neutro) sólo 4W	90 A(rms)	180 A(rms)	300 A(rms)

Fuente: FRANCE, Franklin. *Hoja técnica - Active 2D AFB10302D/AFB10602D*. <https://franklin-france.com/wp-content/uploads/2019/06/afb10xx2d-pdc-active-2d.pdf>. Consulta: 01 de septiembre de 2021.

6. EVALUACIÓN ECONÓMICA

6.1. Costo del sistema de puesta a tierra

Para la propuesta del sistema de puesta a tierra de la instalación se estimará un aproximado de los costos para ejecutar dicha propuesta, tomando en cuenta los elementos principales que se tomaron en cuenta en los cálculos, adicional a la obra civil, la cual consiste en el zanjeado para enterrar el conductor que se estima un precio por metro lineal. Los costos para la ejecución de la puesta a tierra se resumen en la siguiente tabla.

Tabla XXIX. **Costos del sistema de puesta a tierra de la instalación del hospital**

Material	Cantidad	Dimensionales	Costo unitario	Costo total
Cable de cobre desnudo 1/0 AWG	55	metros	Q 39,76	Q 2 186,80
Varilla de cobre 5/8"x8'	6	unidades	Q 117,03	Q 702,18
Soldadura Exotérmica (puntos de unión)	6	unidades	Q 600,00	Q 3 600,00
Obra civil	50	metros	Q 60,00	Q 3 000,00
Otros gastos				Q 1 200,00
TOTAL				Q 10 688,98

Fuente: elaboración propia.

No es posible realizar un análisis de rentabilidad a los costos de la propuesta del sistema de puesta a tierra, debido a que no es posible estimar en qué momento se recupera la inversión de realizar la puesta a tierra. Pero es vital tener en cuenta la importancia de tener un sistema de puesta a tierra, puesto que es una de las razones fundamentales es que, al momento de una falla, y las corrientes de falla no poseen un camino adecuado para disiparse, estas buscaran

caminos no adecuados para llegar a tierra, lo que pondría en riesgo la seguridad de los seres vivos circundantes a la instalación eléctrica, así como la seguridad de los equipos instalados en esta.

El no contar con un buen sistema de puesta a tierra puede llevar a tener una irreparable pérdida de una vida. De igual forma puede provocar un paro innecesario en las funciones que realiza el hospital, derivado del daño de un equipo, así como también un costo elevado por reparación o remplazo de dicho equipo. Por tal motivo, la inversión de Q10 688,98 para realizar el sistema de puesta a tierra está justificada.

6.2. Costo del sistema de pararrayos

Tal como el caso anterior, se estimará un costo aproximado con los elementos principales necesarios para el sistema de pararrayos, y se propone que tenga su propio sistema de puesta a tierra, detallando los costos en la siguiente tabla dentro de la cual va considerado el cable de bajada del techo donde estará instalado el pararrayos hacia tierra, en el punto de unión con la puesta a tierra.

Tabla XXX. Costos del sistema de puesta a tierra del pararrayos

Material	Cantidad	Dimensionales	Costo unitario	Costo total
Cable de cobre desnudo 1/0 AWG	45	metros	Q 39,76	Q 1 789,20
Varilla de cobre 5/8"x8'	3	unidades	Q 117,03	Q 351,09
Soldadura Exotérmica (puntos de unión)	3	unidades	Q 600,00	Q 1 800,00
Obra civil	30	metros	Q 60,00	Q 1 800,00
Otros gastos				Q 1 500,00
TOTAL				Q 7 240,29

Fuente: elaboración propia.

A la puesta a tierra se le debe sumar los costos del pararrayos Franklin France Active 2D® con un avance de cebado de 60µs (o similar), mástil de elevación de 5 metros y otros gastos como por ejemplo el anclaje para el mástil.

Tabla XXXI. **Costos del pararrayos**

Material	Cantidad	Dimensionales	Costo unitario	Costo total
Pararrayos Franklin France Active 2D® 60	1	unidad	Q 17 000,00	Q 17 000,00
Mástil de elevación de 5 metros	1	unidad	Q 950,00	Q 950,00
Otros gastos				Q 3 500,00
TOTAL				Q 21 450,00

Fuente: elaboración propia.

De igual forma que como con el sistema de puesta a tierra no se puede realizar el análisis de rentabilidad porque no se puede definir el momento en que se recupera la inversión, pero el pararrayos es igual de importante como el sistema de puesta a tierra, debido a los daños que puede provocar una descarga electro atmosférica si no es conducida adecuadamente a tierra. El costo total de Q28 690,29 para la instalación del sistema de pararrayos es poco en comparación con el costo que puede tener el paro de funciones en el hospital por daño en algún equipo, sumado a la reparación o remplazo de este; adicional la protección de las personas que encuentran en las inmediaciones de la instalación.

6.3. Costo de la instalación de paneles solares

Para la estimación de costos de instalación de paneles solares se tomará en cuenta una cotización realizada a la empresa Alternativas Inteligentes, S.A. (AISA), para un sistema de paneles marca SOLAR con la cantidad de paneles determinada anteriormente. Las siguientes tablas muestran los costos de

elaboración del sistema de paneles solares, para ambos casos, cuando se cubre el 20 % y 40 % de la energía consumida diariamente en el hospital.

Tabla XXXII. **Costos de paneles solares para el 20 % de la energía diaria**

Material	Cantidad	Dimensionales	Costo unitario	Costo total
Panel solar policristalino 330 Watts	75	unidades	Q 1 494,83	Q 112 112,25
Inversor de 5 000 Watts	5	unidades	Q 11 259,40	Q 56 297,00
Estructura fija para paneles	75	unidades	Q 606,24	Q 45 468,00
Otros gastos				Q 20 000,00
TOTAL				Q 233 877,25

Fuente: elaboración propia.

El costo estimado de la instalación de paneles solares para generar 98 kWh diariamente por medio de 75 paneles solares instalados sobre estructuras fijas, utilizando 5 inversores es de Q233 877,25.

Tabla XXXIII. **Costos de paneles solares para el 40 % de la energía diaria**

Material	Cantidad	Dimensionales	Costo unitario	Costo total
Panel solar policristalino 330 Watts	150	unidades	Q 1 494,83	Q 224 224,50
Inversor de 5 000 Watts	10	unidades	Q 11 259,40	Q 112 594,00
Estructura fija para paneles	150	unidades	Q 606,24	Q 90 936,00
Otros gastos				Q 30 000,00
TOTAL				Q 457 754,50

Fuente: elaboración propia.

El costo estimado de la instalación de paneles solares para generar 196 kWh diariamente por medio de 150 paneles solares instalados sobre estructuras fijas, utilizando 10 inversores es de Q 457 754,50.

6.3.1. Costo de la energía ahorrada

Se elabora una proyección de cuanto se ahorraría el hospital, mensualmente y el acumulado de un año, al tener instalado el sistema de paneles solares, tomando como referencia el precio de la energía en mayo de 2020, donde el precio de la energía para la tarifa que tiene el hospital era de Q0,98 por cada kWh.

Para el caso donde se genera el 20 % de la energía demandada diariamente, se tiene en promedio un ahorro mensual de Q2 881,16, lo que anualmente representa Q34 573,87, sin IVA.

Para el caso donde se genera el 40 % de la energía demandada diariamente, se tiene en promedio un ahorro mensual de Q5 762,31, lo que anualmente representa Q69 147,74, sin IVA.

Tabla XXXIV. **Ahorro por energía generada con paneles solares para el 20 % de la demanda diaria**

Mes	Energía diaria generada con paneles (kwh)	Energía mensual generada con paneles (kwh)	Costo unitario de energía (kwh)	Ahorro por energía generada (sin IVA)
1	98	2 940	Q 0,98	Q 2 881,16
2	98	2 940	Q 0,98	Q 2 881,16
3	98	2 940	Q 0,98	Q 2 881,16
4	98	2 940	Q 0,98	Q 2 881,16
5	98	2 940	Q 0,98	Q 2 881,16
6	98	2 940	Q 0,98	Q 2 881,16
7	98	2 940	Q 0,98	Q 2 881,16
8	98	2 940	Q 0,98	Q 2 881,16
9	98	2 940	Q 0,98	Q 2 881,16
10	98	2 940	Q 0,98	Q 2 881,16
11	98	2 940	Q 0,98	Q 2 881,16
12	98	2 940	Q 0,98	Q 2 881,16
TOTAL ANUAL				Q 34 573,87

Fuente: elaboración propia.

Tabla XXXV. **Ahorro por energía generada con paneles solares para el 40 % de la demanda diaria**

Mes	Energía diaria generada con paneles (kwh)	Energía mensual generada con paneles (kwh)	Costo unitario de energía (kwh)	Ahorro por energía generada (sin IVA)
1	196	5 880	Q 0,98	Q 5 762,31
2	196	5 880	Q 0,98	Q 5 762,31
3	196	5 880	Q 0,98	Q 5 762,31
4	196	5 880	Q 0,98	Q 5 762,31
5	196	5 880	Q 0,98	Q 5 762,31
6	196	5 880	Q 0,98	Q 5 762,31
7	196	5 880	Q 0,98	Q 5 762,31
8	196	5 880	Q 0,98	Q 5 762,31
9	196	5 880	Q 0,98	Q 5 762,31
10	196	5 880	Q 0,98	Q 5 762,31
11	196	5 880	Q 0,98	Q 5 762,31
12	196	5 880	Q 0,98	Q 5 762,31
TOTAL ANUAL				Q 69 147,74

Fuente: elaboración propia.

Tomando en cuenta el ahorro por energía generada con los paneles y el costo de la inversión para la instalación de los paneles, se puede determinar si las propuestas anteriores son rentables económicamente, así como el tiempo en el que se recupera la inversión inicial. Para esto se utilizará la ecuación del valor presente neto, por medio de Excel se obtendrá la tasa interna de retorno y periodo de recuperación de la inversión, TIR y PRI respectivamente.

$$VPN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+k)^t} - I_0$$

Donde:

VPN: Valor Presente Neto

V_t : Ahorro anual por energía generada con paneles

n : Número de años

k : Tasa de rendimiento

I_0 : Inversión inicial

Se hace la evaluación para ambos casos, donde se genera el 20 % y 40 % de la energía consumida diariamente, para dichos casos se tomará el mismo número de años, que serán 8 años, y una tasa de rendimiento del 3 %.

En la tabla XV se observa que para la propuesta del 20 % de la energía consumida diaria da un valor presente neto de Q8 820,68 y una tasa interna de retorno de 3,89 %. Para la propuesta del 40 % de la energía consumida diaria da un valor presente neto de Q27 641,35 y una tasa interna de retorno de 4,41 %. Debido a que en ambos casos el valor presente neto es positivo, y teniendo una tasa interna de retorno superior a la tasa de rendimiento, indica que cualquiera de las inversiones es rentable, recuperando en casi el mismo tiempo la inversión, para el caso del 20 % de la energía consumida diaria se recupera en 7 años y 9 meses; y para el caso del 40 % de la energía consumida diaria se recupera en 7 años y 6 meses.

Tabla XXXVI. Evaluación económica sobre la instalación de paneles solares

n	Generando 20% de la demanda diaria			Generando 40% de la demanda diaria					
	Vt	Valor Presente	Acumulado	Vt	Valor Presente	Acumulado			
10	Q (233 877,25)	Q (233 877,25)		Q (457 754,50)	Q (457 754,50)				
1	Q 34 573,87	Q 33 566,86	Q 33 566,86	Q 69 147,74	Q 67 133,73	Q 67 133,73			
2	Q 34 573,87	Q 32 589,19	Q 66 156,05	Q 69 147,74	Q 65 178,38	Q 132 312,11			
3	Q 34 573,87	Q 31 639,99	Q 97 796,04	Q 69 147,74	Q 63 279,98	Q 195 592,08			
4	Q 34 573,87	Q 30 718,44	Q 128 514,48	Q 69 147,74	Q 61 436,87	Q 257 028,95			
5	Q 34 573,87	Q 29 823,72	Q 158 338,20	Q 69 147,74	Q 59 647,45	Q 316 676,40			
6	Q 34 573,87	Q 28 955,07	Q 187 293,27	Q 69 147,74	Q 57 910,14	Q 374 586,55			
7	Q 34 573,87	Q 28 111,72	Q 215 404,99	Q 69 147,74	Q 56 223,44	Q 430 809,99			
8	Q 34 573,87	Q 27 292,93	Q 242 697,93	Q 69 147,74	Q 54 585,86	Q 485 395,85			
k	3%	VPN	Q8 820,68	PRI	7,68	VPN	Q 27 641,35	PRI	7,49
		TIR	3,89%	7 años y 9 meses		TIR	4,41%	7 años y 6 meses	

Fuente: elaboración propia.

CONCLUSIONES

1. Durante la elaboración del estudio se identificó un aspecto que puede ser corregido sin necesidad de una inversión y que puede contribuir a un ahorro económico considerable, este aspecto es la potencia contratada a la distribuidora, la cual se encuentra sobredimensionada superando por 300 kW-Mes lo que realmente necesita la instalación. Según el análisis de los datos históricos y los resultados arrojados por las mediciones, es posible bajar a 50 kW-Mes la potencia contratada, lo cual representaría el mayor ahorro económico, incluso más que el ahorro obtenido por la instalación de paneles solares.
2. Se logró evidenciar durante las inspecciones la poca identificación de las cargas alimentadas por los tableros secundarios, así como la dificultad en el acceso a algunos de estos tableros, a pesar de esto se pudo elaborar el diagrama unifilar tanto del tablero principal como de los tableros secundarios. Las condiciones en las que se encuentra el transformador que alimenta la instalación son buenas, esto porque no existe sobrecarga en este, pues solo está siendo utilizado al 20 % de su capacidad nominal, tampoco se identificaron puntos calientes.
3. Se determinó que no se cuenta con evidencia suficiente de que exista un sistema de puesta a tierra y pararrayos, solo se encontraron varillas de cobre instaladas en algunos puntos de manera independiente, por esta razón se elabora una propuesta para el sistema de puesta a tierra y una propuesta de sistema de pararrayos de pararrayos, contemplando lo establecido por las normativas de referencia. Lo único que se encontró

que contaba con una puesta a tierra era el transformador y un cable que llegaba al tablero principal desde una varilla, ambos puntos tenían un valor dentro de lo establecido por la normativa.

4. Al realizar las mediciones de parámetros eléctricos se ha identificado que la incidencia del distribuidor en la calidad del servicio es básicamente nula, esto debido a los valores en los parámetros se encuentran dentro de las tolerancias permisibles por la normativa. Para el caso de la incidencia del usuario se ha identificado ciertas alteraciones en los parámetros eléctricos que deben corregirse, como el desbalance de cargas y la presencia de armónicos; esto con el objetivo de evitar que afecte los equipos conectados a la instalación y reduzca su vida útil.
5. En el análisis de viabilidad de instalación de paneles solares para suplir el 20 % y 40 % de la energía consumida diariamente por la instalación del Hospital, se determina que para ambos casos es viable realizar la inversión para que pueda tenerse un ahorro en la facturación por consumo de energía, y que luego de 8 años que se recupere la inversión, se verá reflejado un ahorro considerable por los siguientes 12 años, debido a que el tiempo promedio de vida útil del sistema de paneles solares es de aproximadamente 20 años.

RECOMENDACIONES

1. Solicitar ante la empresa distribuidora de energía el cambio de potencia contratada, apegándose a lo establecido en la resolución CNEE 94-20202, la cual no deberá superar los 50 kW-Mes.
2. Realizar un levantamiento a detalle de las cargas instaladas en los tableros secundarios de distribución, para hacer una adecuada identificación en estos, y así poder identificar puntos donde se puedan realizar mediciones para determinar la distribución de cargas con el objetivo de disminuir la carga de la fase B y distribuirla entre las otras dos fases, esto con el propósito de corregir el alto desbalance de corriente que existe en la instalación.
3. Llevar a cabo la propuesta del sistema de puesta a tierra con el fin de tener una impedancia lo suficientemente baja para que las corrientes de falla puedan ser drenadas a tierra, así como también eliminar el riesgo de contacto eléctrico que pueda existir con las masas metálicas de los equipos instalados en el hospital.
4. Instalar para solucionar el alto contenido de armónicos de corriente, un filtro activo, debido a que actúa sobre un amplio rango de armónicos y puede eliminarlos por completo, el filtro debe poseer características similares al filtro activo propuesto, Circutor AFQm 30. Esta recomendación se considera adecuada por haberse sobrepasado las tolerancias permitidas de contenido armónico de corriente durante el 40 % del tiempo de medición.

5. Llevar a cabo la instalación de paneles solares, y ejecutar la segunda propuesta, si bien la inversión inicial es mayor, el tiempo de recuperación de la inversión es prácticamente el mismo, una vez recuperada la inversión se tendrá el doble de ahorro en energía consumida mensualmente. La instalación de los paneles se recomienda utilizar el espacio disponible en el techo del edificio de la cocina, porque este es un lugar ventilado y no se proyectaría sombra sobre los paneles, aprovechando así al máximo la generación del sistema.

BIBLIOGRAFÍA

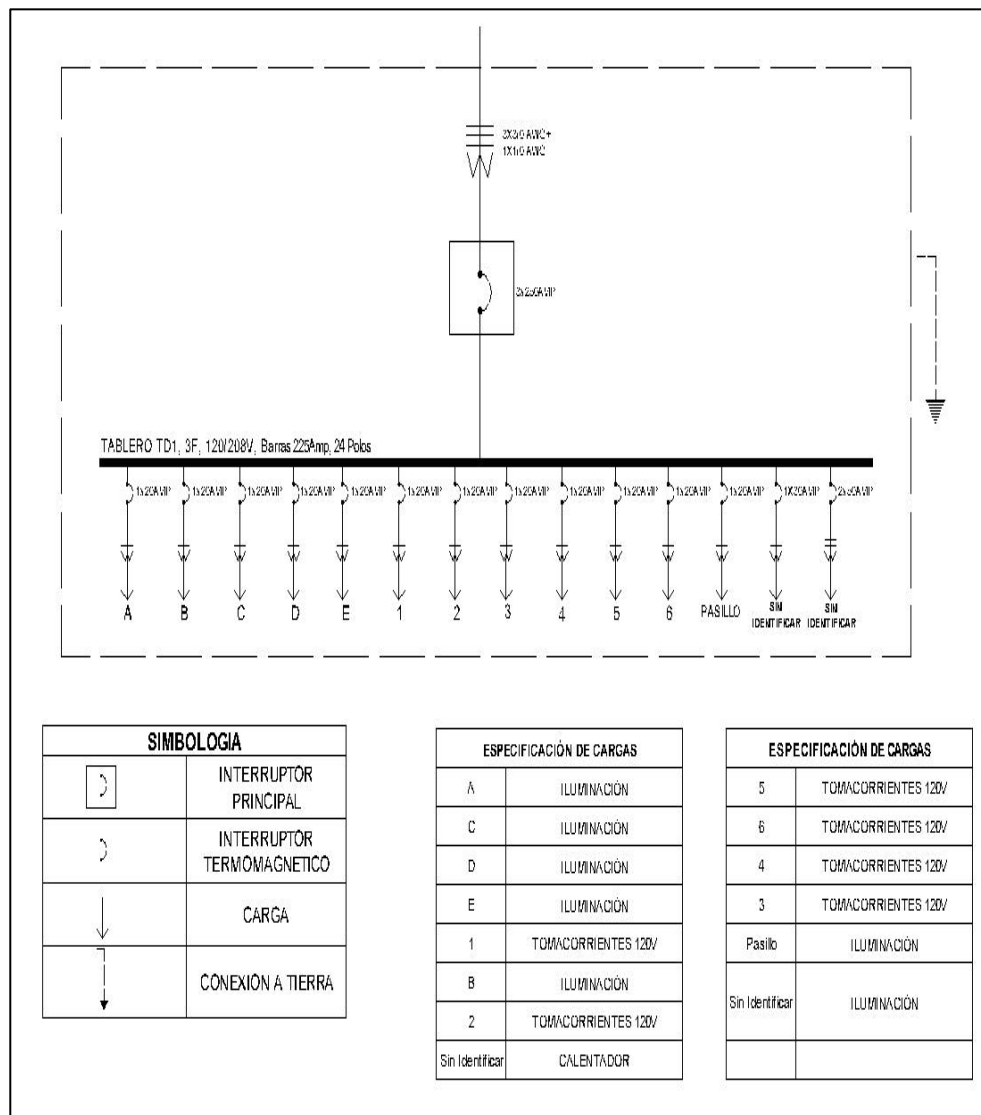
1. Características de los Cables Eléctricos. *Partes, calibre y ampacidad*. [en línea]. <<https://faradayos.blogspot.com/2013/12/caracteristicas-cables-conductores.html>>. [Consulta: 05 de febrero de 2020].
2. CNEE. *Código eléctrico nacional, edición 2008*. Estados Unidos: NFPA, 2008. 1470 p.
3. CNEE. *Normas técnicas del servicio, edición 1999*. Guatemala: comisión de energía eléctrica, 1999. 114 p.
4. Código Eléctrico Nacional. *Edición 2008*. Estados Unidos: NFPA, 2008. 1470 p.
5. Comisión Europea. *Sistema de información geográfica fotovoltaica*. [en línea] <https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/#PVP>. [Consulta: 05 de julio de 2020].
6. *Aplicaciones Tecnológicas, S.A. Curso sistemas de protección contra el rayo*. [en línea]. <<https://docplayer.es/15920748-Ponente-www-at3w-com.html>>. [Consulta: 02 de febrero de 2020].

7. Diseño Eléctrico de Instalaciones. *Diseño Eléctrico de Instalaciones Médicas (Hospitales, centros de salud, etc)*. [en línea]. <<https://www.editores-srl.com.ar/Dise%C3%B1o%20el%C3%A9ctrico%20de%20instalaciones%20m%C3%A9dicas>>. [Consulta: 10 de julio de 2021].
8. Dranetz. *Configuración HDPQ*. New Jersey: New: Dranetz, 2009. 44 p.
9. Dranetz. *Instructivo del equipo Dranetz HDPQ*. New Jersey: Dranetz, 2009. 44 p.
10. Factores de Corrección. *Cálculo de conductores eléctricos con factores de corrección*. [en línea]. <<https://www.electricaplicada.com/calculo-de-conductores-electricos-con>>. [Consulta: 07 de febrero de 2020].
11. Thermal Expert. *Ficha técnica del equipo. Thermal Expert TE-Q1*. republik Korea: i3system, Inc,1994. 47 p.
12. FRANCE, Franklin. *Hoja técnica - Active 2D AFB10302D/AFB10602D, pagina 2*. [en línea]. <<https://franklin-france.com/wp-content/uploads/2019/06/afb10xx2d-pdc-active-2d.pdf>>. [Consulta: 01 de mayo de 2020].
13. Thermal Expert. *Instructivo del equipo. Thermal Expert TE-Q*. republik Korea: i3system, Inc,1994. 47 p.
14. Thermal Expert. *Instructivo del equipo. Thermal Expert TE-Q1*. republik Korea: i3system, Inc,1994. 47 p.

15. FLUKE. *Instructivo. PN 2729710*. China: Earth Ground Clamp, 2006. 22 p.
16. MÉNDEZ, Luis Alfonso. *Guía para el diseño de instalaciones eléctricas*. Trabajo de graduación de Ing. Eléctrica. Facultad de Ingeniería. Universidad de San Carlos de Guatemala. 2006. 156 p.
17. MILEAF, Harry. *Electricidad*. México: Limusa, 1985. 972 p.
18. Power Quality Analyzer. *Dranetz HDPW Guide*. [en línea]. <<https://docplayer.es/15920748-Ponente-www-at3w-com.html>>. [Consulta: 13 de marzo de 2020].
19. Peyma. *Tabla de selección para conductores eléctricos. Sector electricidad*. [en línea]. <[Http://peymaingenieria.blogspot.com/2013/08/tabla-de-seleccion-para-conductores](http://peymaingenieria.blogspot.com/2013/08/tabla-de-seleccion-para-conductores)>. [Consulta: 05 de febrero de 2020].
20. Thermal Camera Parameters. *Thermal camera parameters and febrile condition screening*. [en línea]. <<https://workswell-thermal-camera.com/parameters-of-thermal-cameras-and-their-suitability-for-screening-febrile-conditions>>. [Consulta: 10 de julio de 2021].

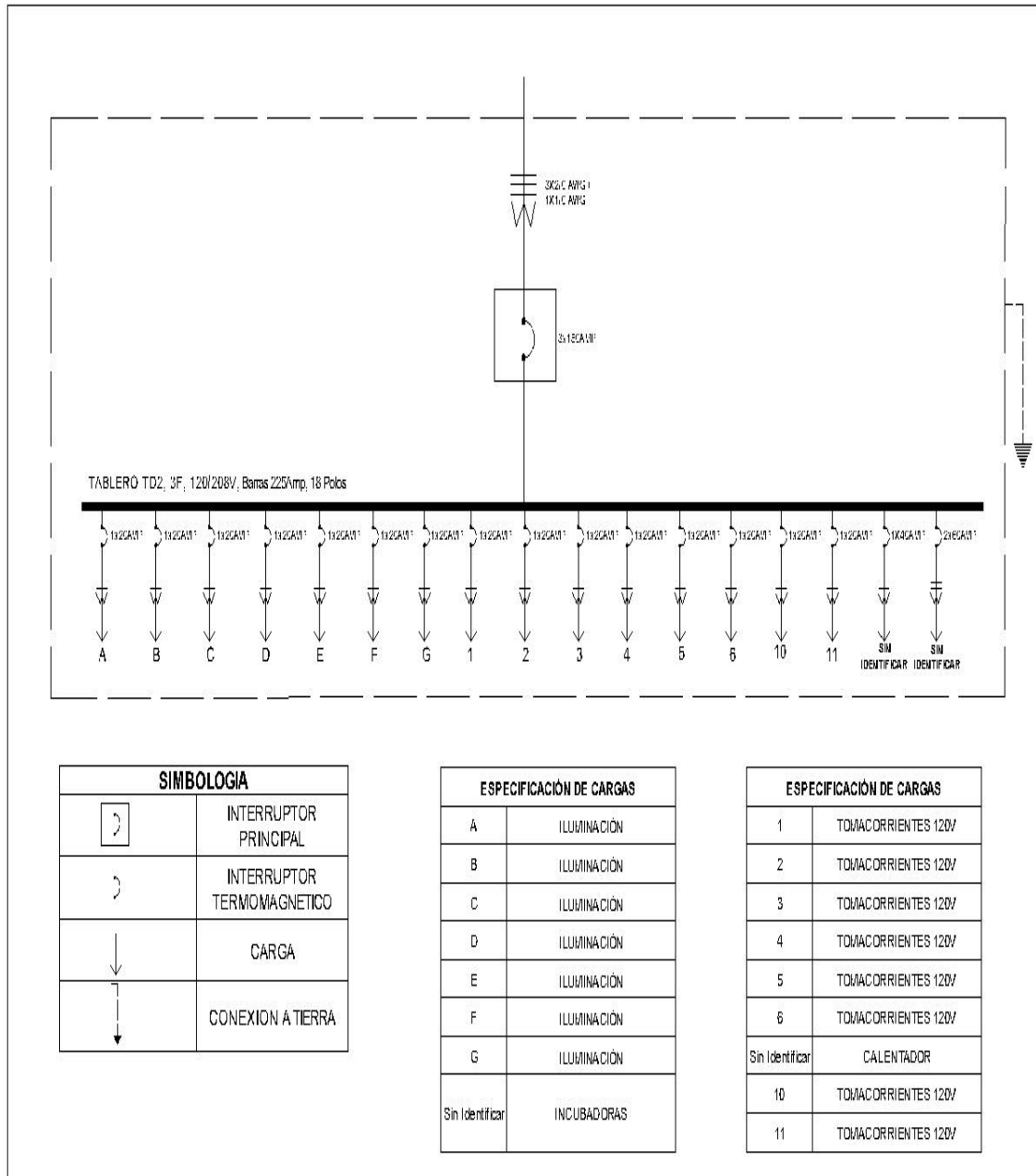
APÉNDICES

Apéndice 1. **Diagrama unifilar tablero TD1, Hospital Nacional Nicolasa Cruz**



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2018.

Apéndice 2. **Diagrama unifilar tablero TD2, Hospital Nacional Nicolasa Cruz**



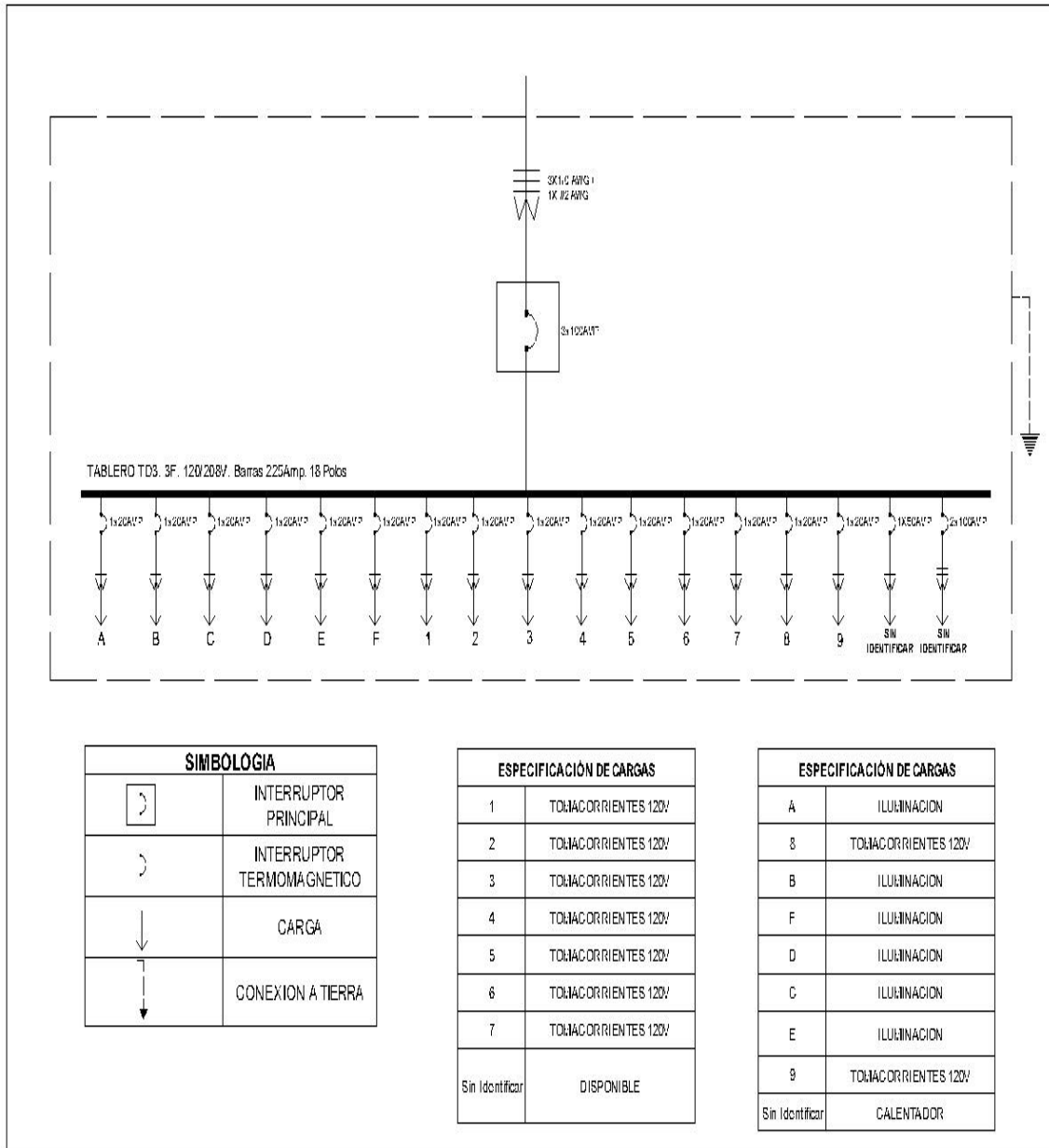
SIMBOLOGIA	
	INTERRUPTOR PRINCIPAL
	INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO
	CARGA
	CONEXION A TIERRA

ESPECIFICACIÓN DE CARGAS	
A	ILUMINACIÓN
B	ILUMINACIÓN
C	ILUMINACIÓN
D	ILUMINACIÓN
E	ILUMINACIÓN
F	ILUMINACIÓN
G	ILUMINACIÓN
Sin Identificar	INCUBADORAS

ESPECIFICACIÓN DE CARGAS	
1	TOMACORRIENTES 120V
2	TOMACORRIENTES 120V
3	TOMACORRIENTES 120V
4	TOMACORRIENTES 120V
5	TOMACORRIENTES 120V
6	TOMACORRIENTES 120V
Sin Identificar	CALENTADOR
10	TOMACORRIENTES 120V
11	TOMACORRIENTES 120V

Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2018.

Apéndice 3. **Diagrama unifilar tablero TD3, Hospital Nacional Nicolasa Cruz**



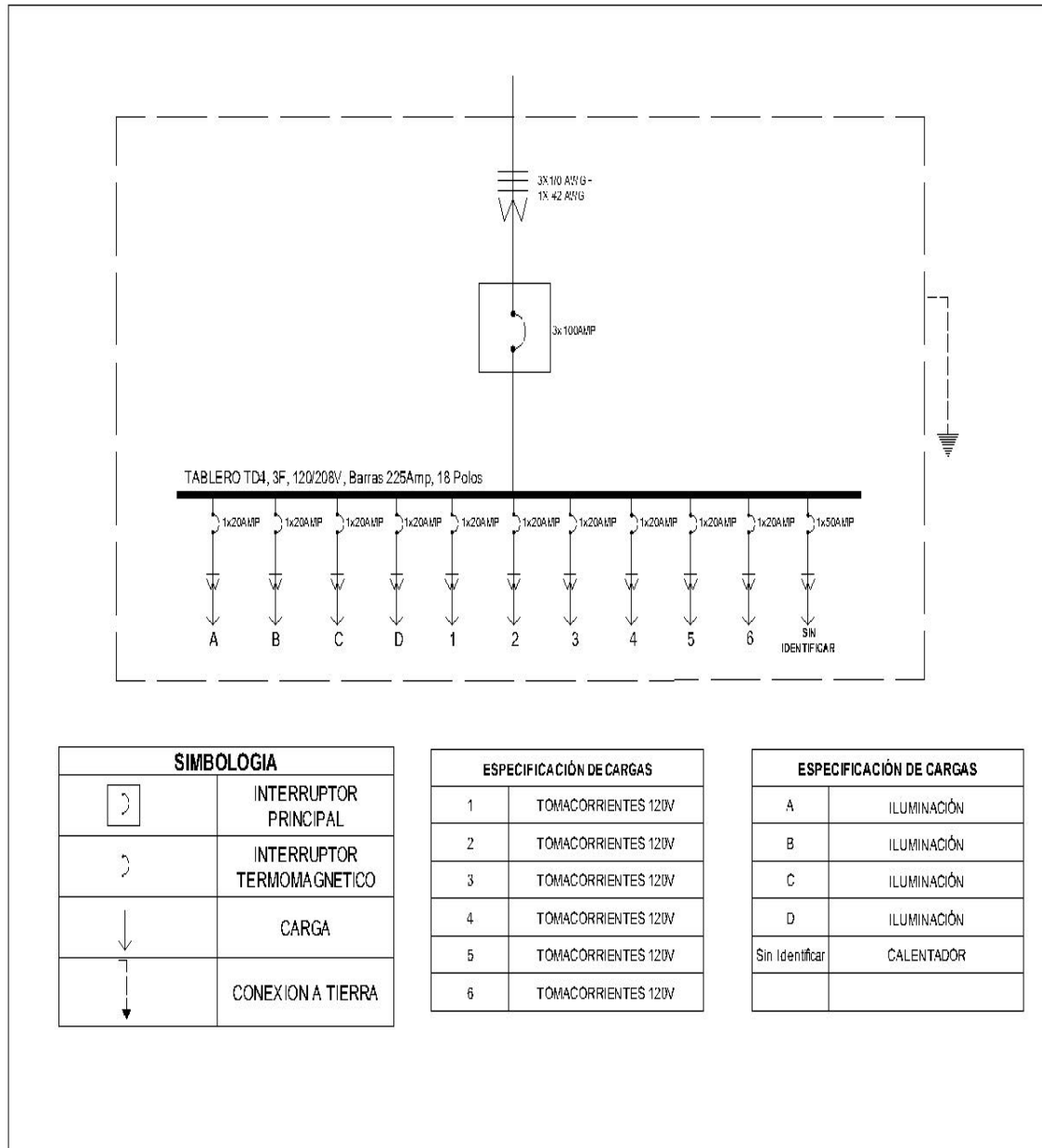
SIMBOLOGÍA	
	INTERRUPTOR PRINCIPAL
	INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO
	CARGA
	CONEXION A TIERRA

ESPECIFICACIÓN DE CARGAS	
1	TOMACORRIENTES 120V
2	TOMACORRIENTES 120V
3	TOMACORRIENTES 120V
4	TOMACORRIENTES 120V
5	TOMACORRIENTES 120V
6	TOMACORRIENTES 120V
7	TOMACORRIENTES 120V
Sin Identificar	DISPONIBLE

ESPECIFICACIÓN DE CARGAS	
A	ILUMINACION
8	TOMACORRIENTES 120V
B	ILUMINACION
F	ILUMINACION
D	ILUMINACION
C	ILUMINACION
E	ILUMINACION
9	TOMACORRIENTES 120V
Sin Identificar	CALENTADOR

Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2018.

Apéndice 4. **Diagrama unifilar tablero TD4, Hospital Nacional Nicolasa Cruz**



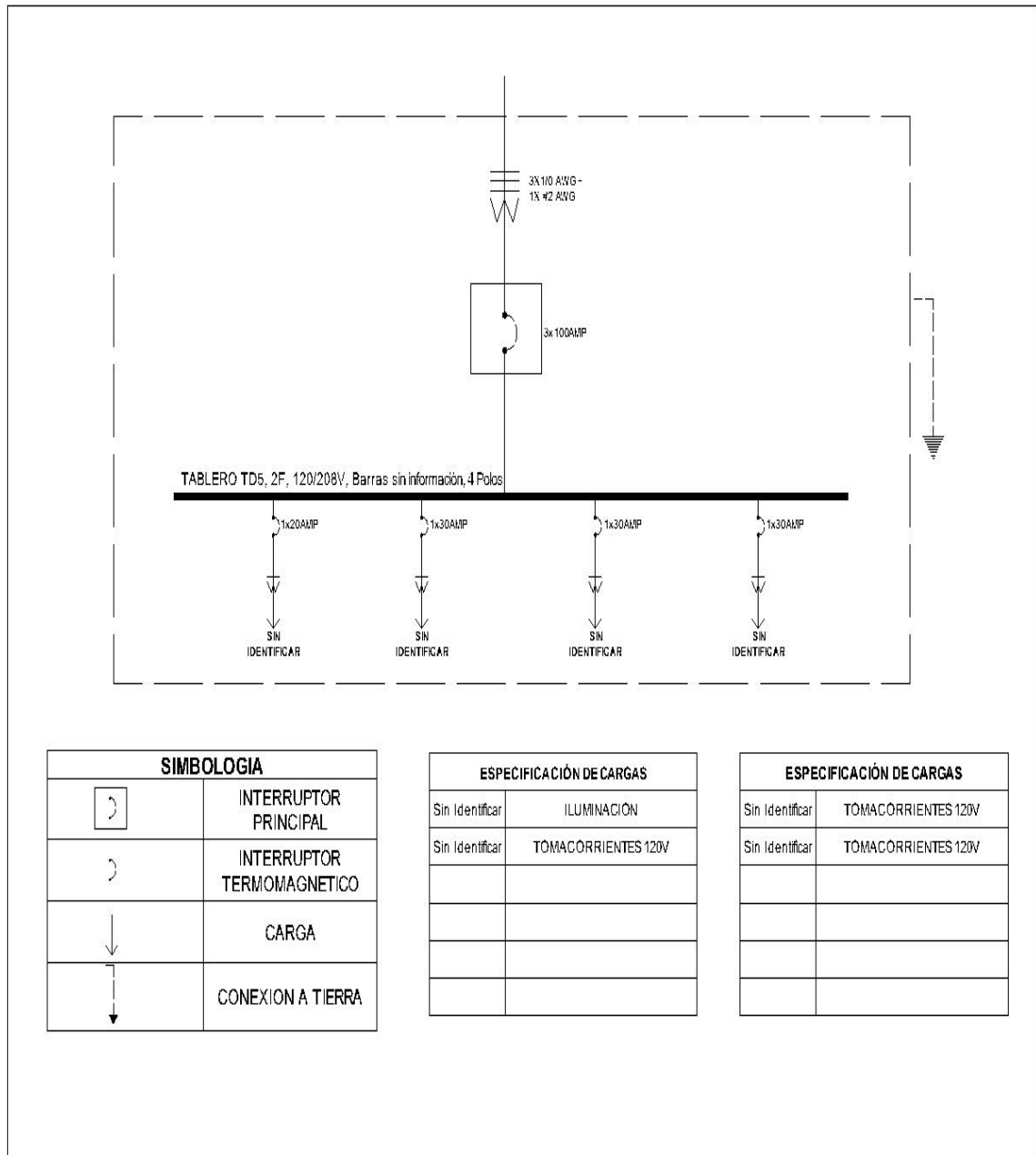
SIMBOLOGÍA	
	INTERRUPTOR PRINCIPAL
	INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO
	CARGA
	CONEXION A TIERRA

ESPECIFICACIÓN DE CARGAS	
1	TOMACORRIENTES 120V
2	TOMACORRIENTES 120V
3	TOMACORRIENTES 120V
4	TOMACORRIENTES 120V
5	TOMACORRIENTES 120V
6	TOMACORRIENTES 120V

ESPECIFICACIÓN DE CARGAS	
A	ILUMINACIÓN
B	ILUMINACIÓN
C	ILUMINACIÓN
D	ILUMINACIÓN
Sin Identificar	CALENTADOR

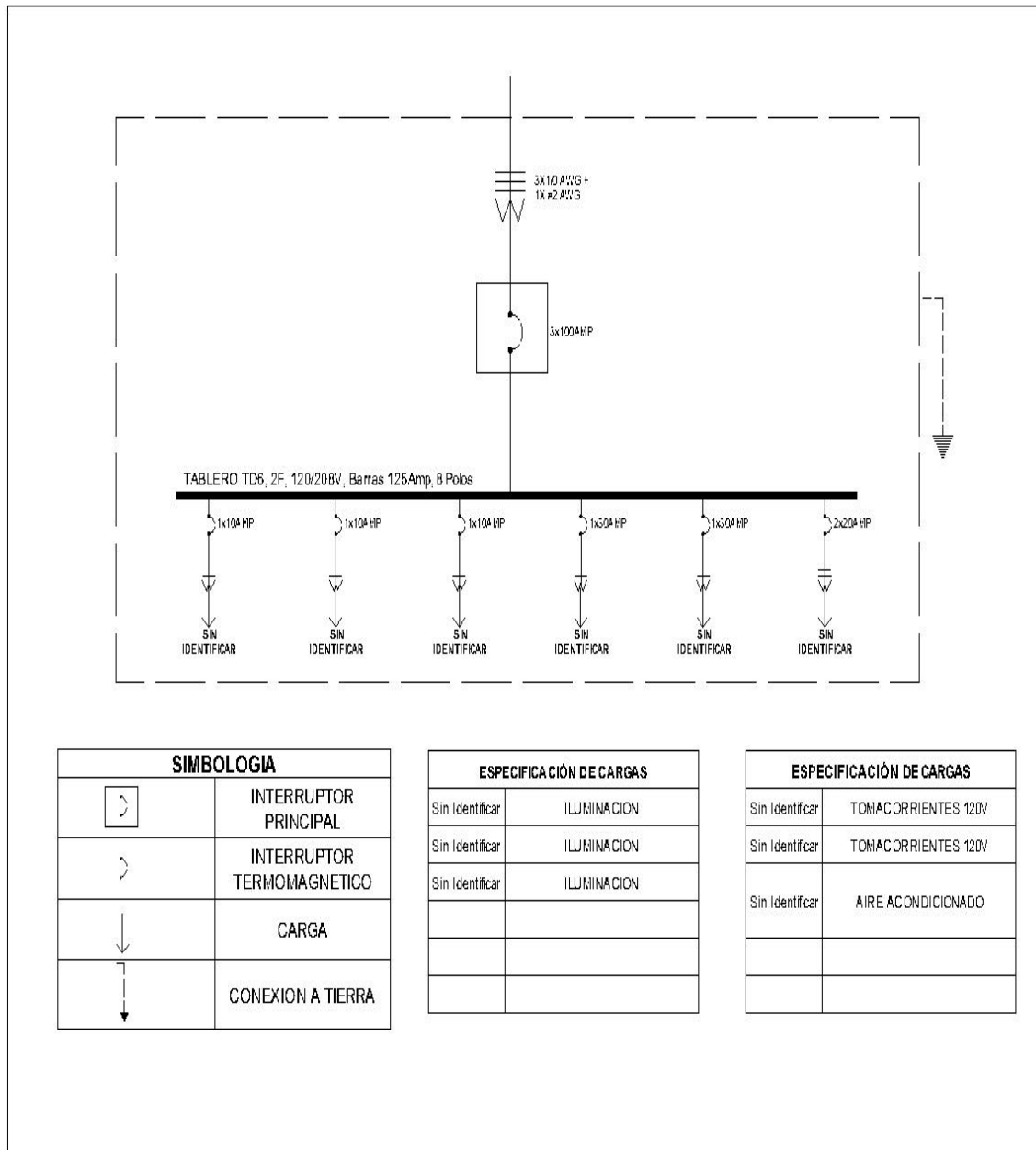
Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2018.

Apéndice 5. **Diagrama unifilar tablero TD5, Hospital Nacional Nicolasa Cruz**



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2018.

Apéndice 6. **Diagrama unifilar tablero TD6, Hospital Nacional Nicolasa Cruz**



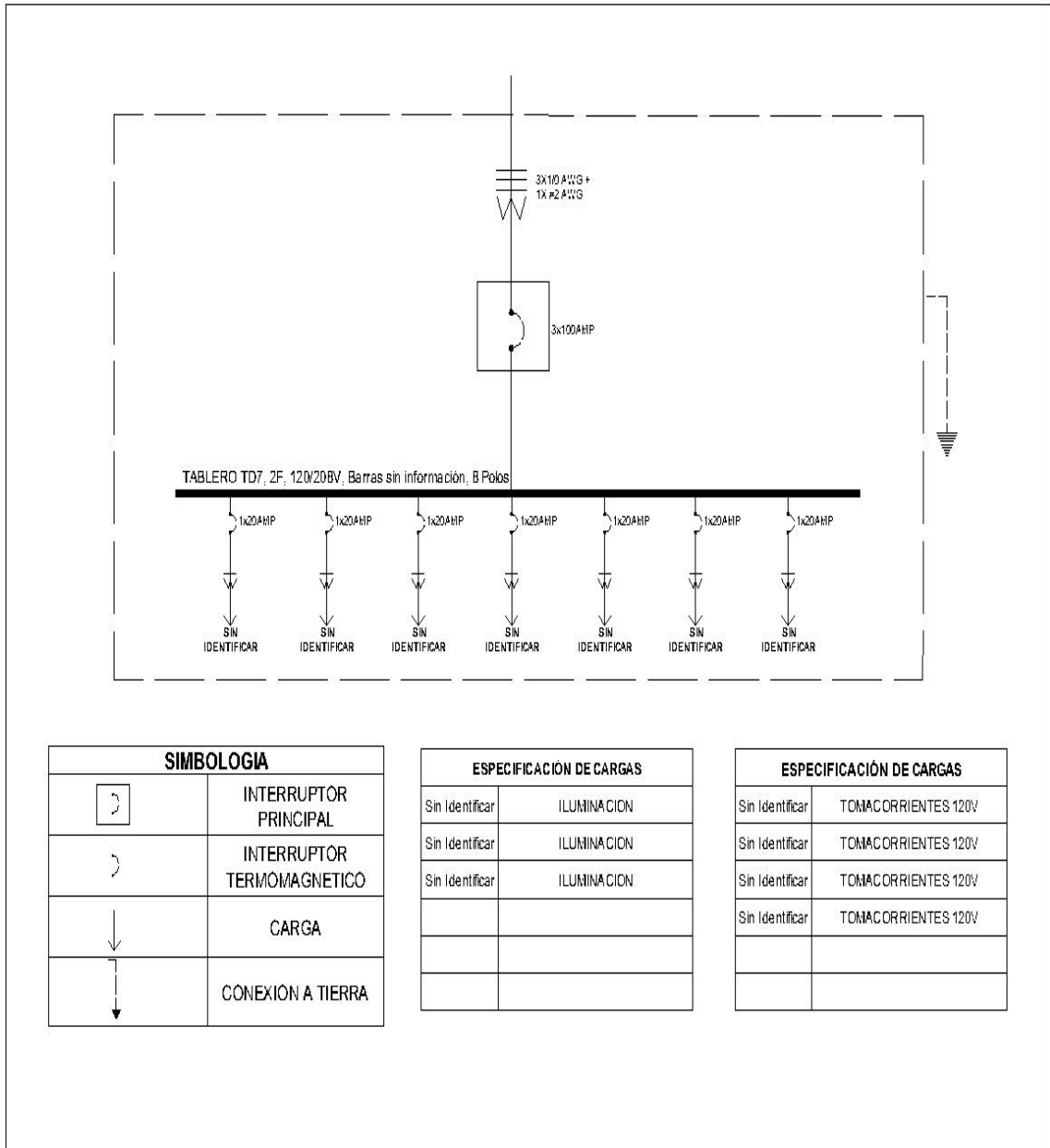
SIMBOLOGIA	
	INTERRUPTOR PRINCIPAL
	INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO
	CARGA
	CONEXION A TIERRA

ESPECIFICACIÓN DE CARGAS	
Sin Identificar	ILUMINACION
Sin Identificar	ILUMINACION
Sin Identificar	ILUMINACION

ESPECIFICACIÓN DE CARGAS	
Sin Identificar	TOMACORRIENTES 120V
Sin Identificar	TOMACORRIENTES 120V
Sin Identificar	AIRE ACONDICIONADO

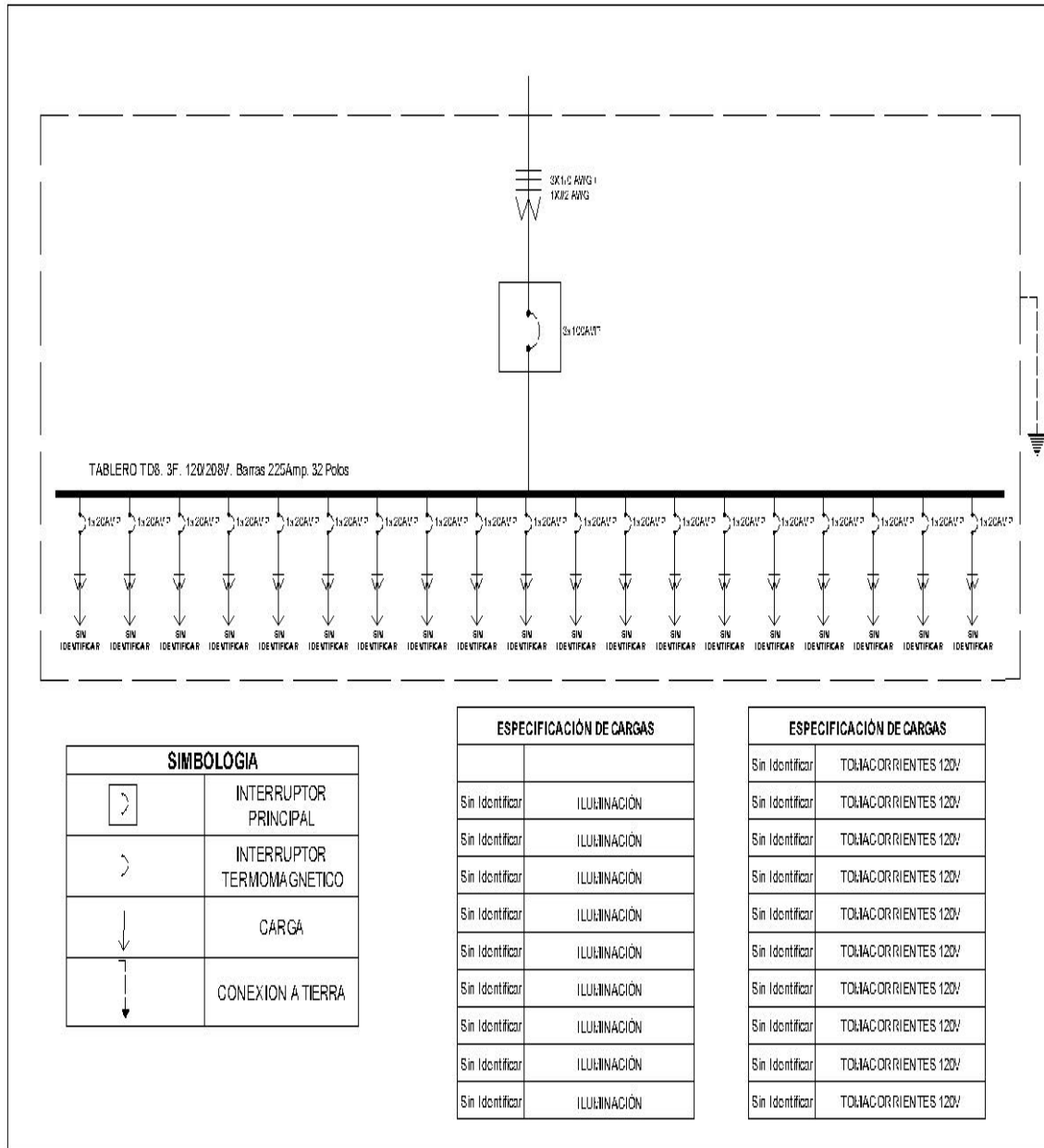
Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2018.

Apéndice 7. **Diagrama unifilar tablero TD7, Hospital Nacional Nicolasa Cruz**



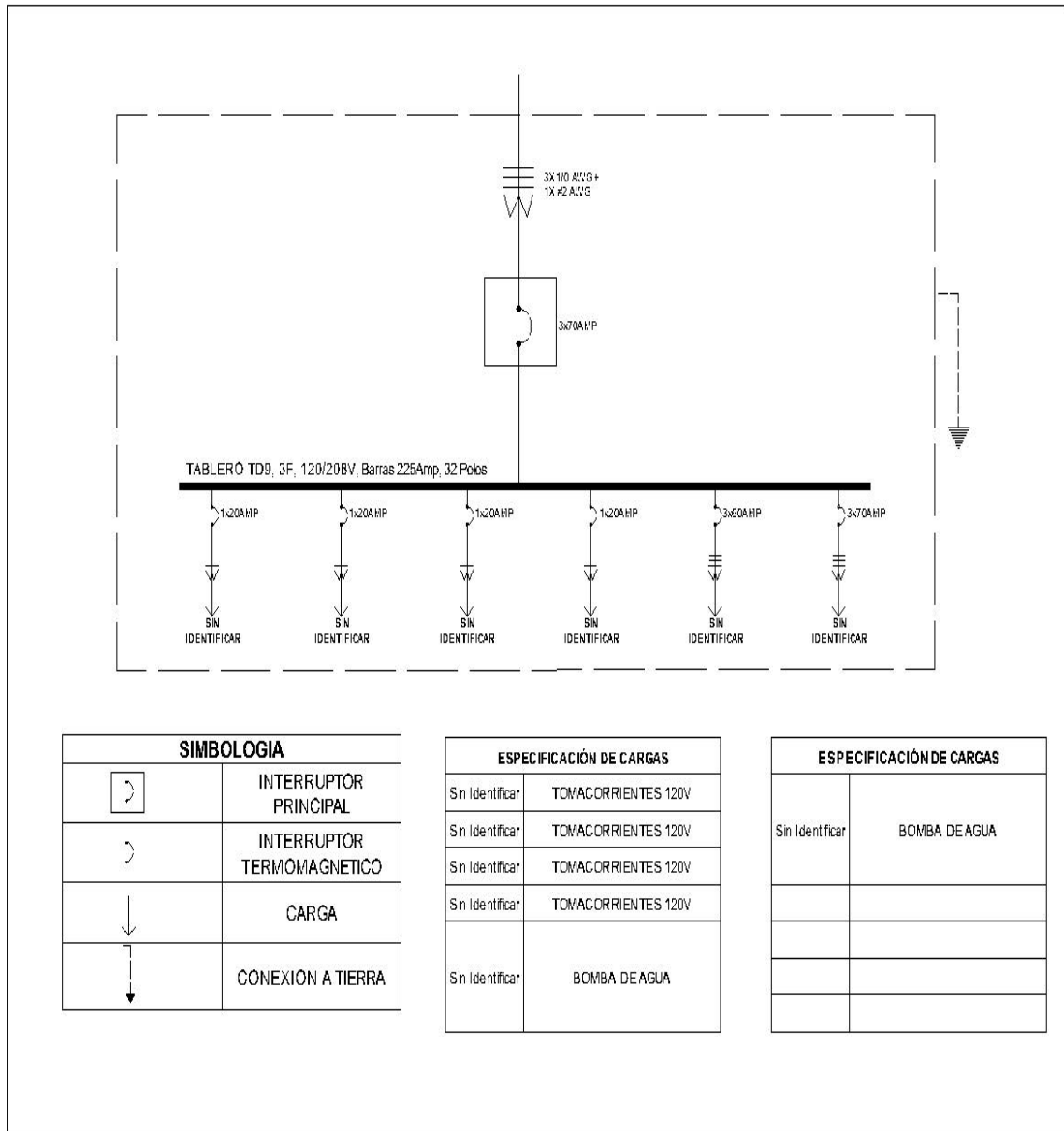
Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2018.

Apéndice 8. Diagrama unifilar tablero TD8, Hospital Nacional Nicolasa Cruz



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2018.

Apéndice 9. **Diagrama unifilar tablero TD9, Hospital Nacional Nicolasa Cruz**



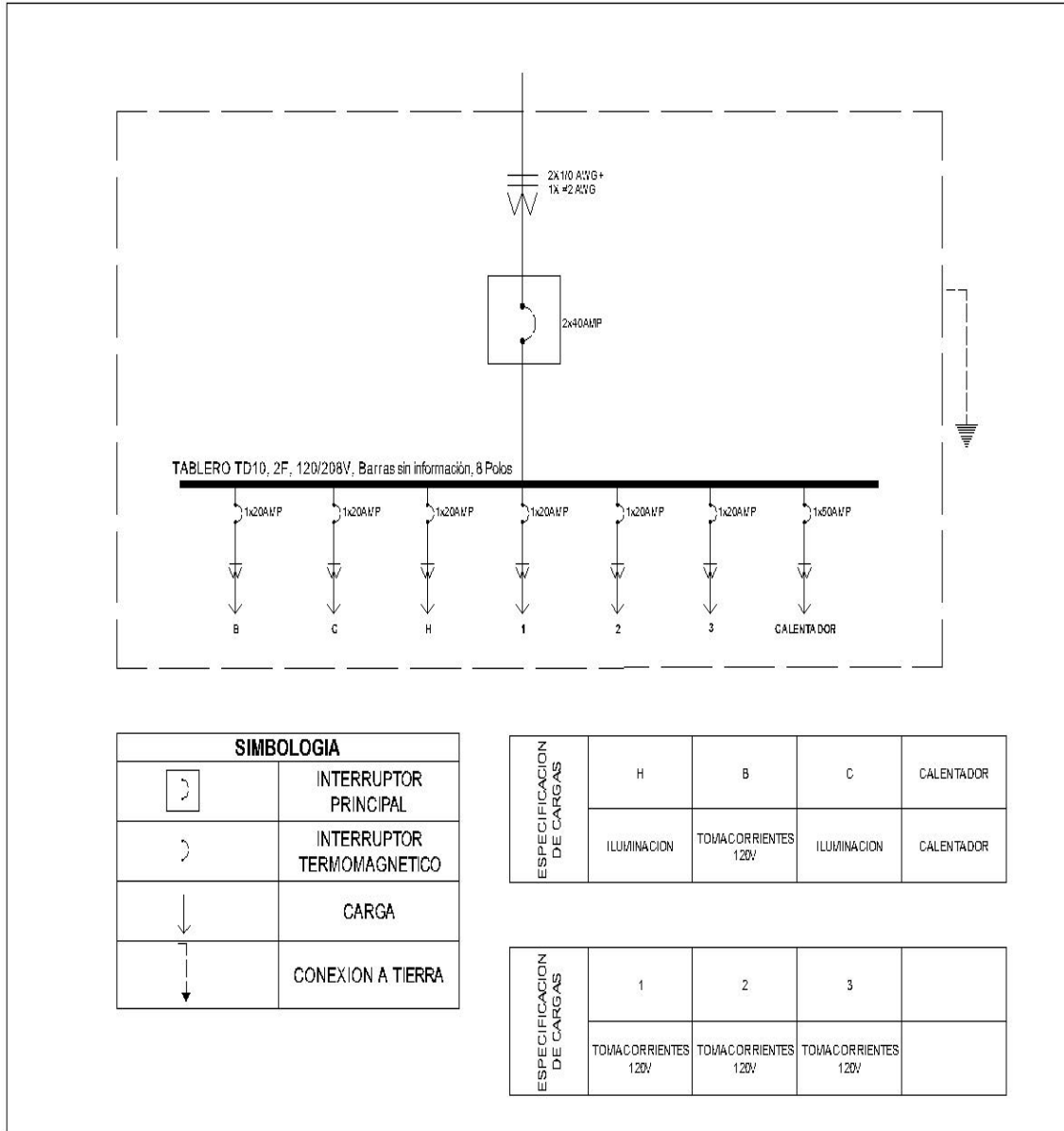
SIMBOLOGIA	
	INTERRUPTOR PRINCIPAL
	INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO
	CARGA
	CONEXION A TIERRA

ESPECIFICACIÓN DE CARGAS	
Sin Identificar	TOMACORRIENTES 120V
Sin Identificar	TOMACORRIENTES 120V
Sin Identificar	TOMACORRIENTES 120V
Sin Identificar	TOMACORRIENTES 120V
Sin Identificar	BOMBA DE AGUA

ESPECIFICACIÓN DE CARGAS	
Sin Identificar	BOMBA DE AGUA

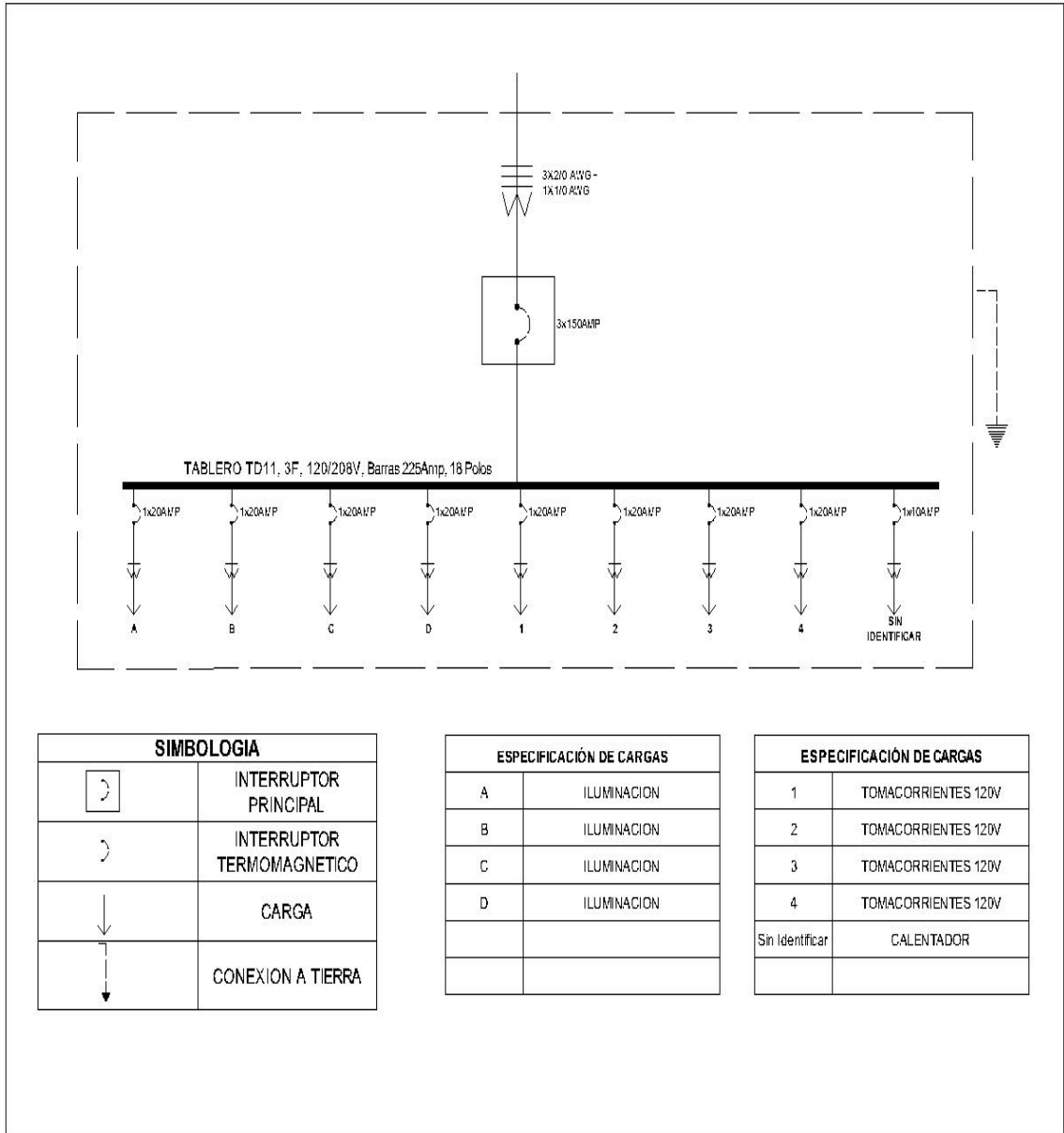
Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2018.

Apéndice 10. **Diagrama unifilar tablero TD10, Hospital Nacional
Nicolasa Cruz**



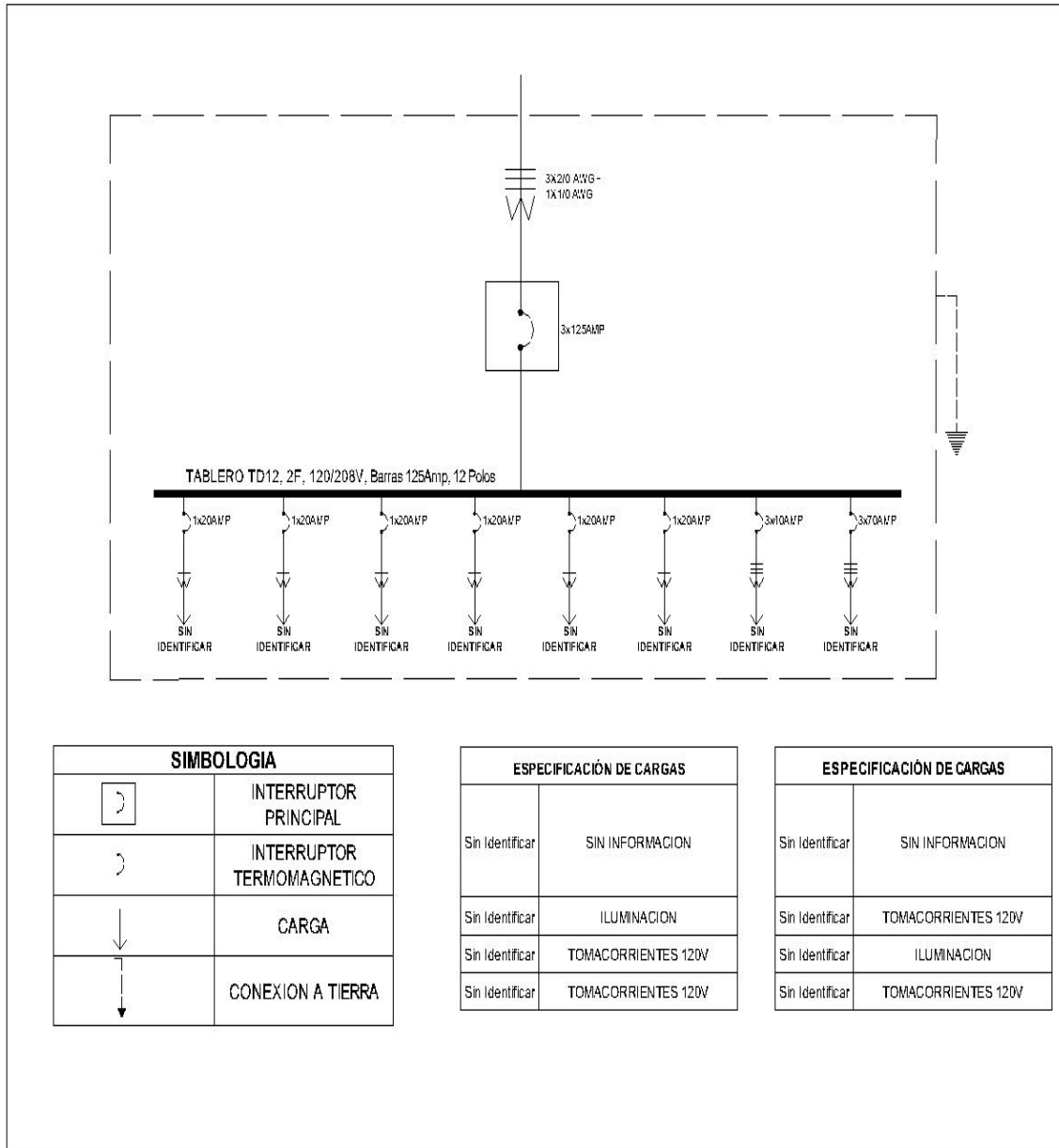
Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2018.

Apéndice 11. **Diagrama unifilar tablero TD11, Hospital Nacional Nicolasa Cruz**



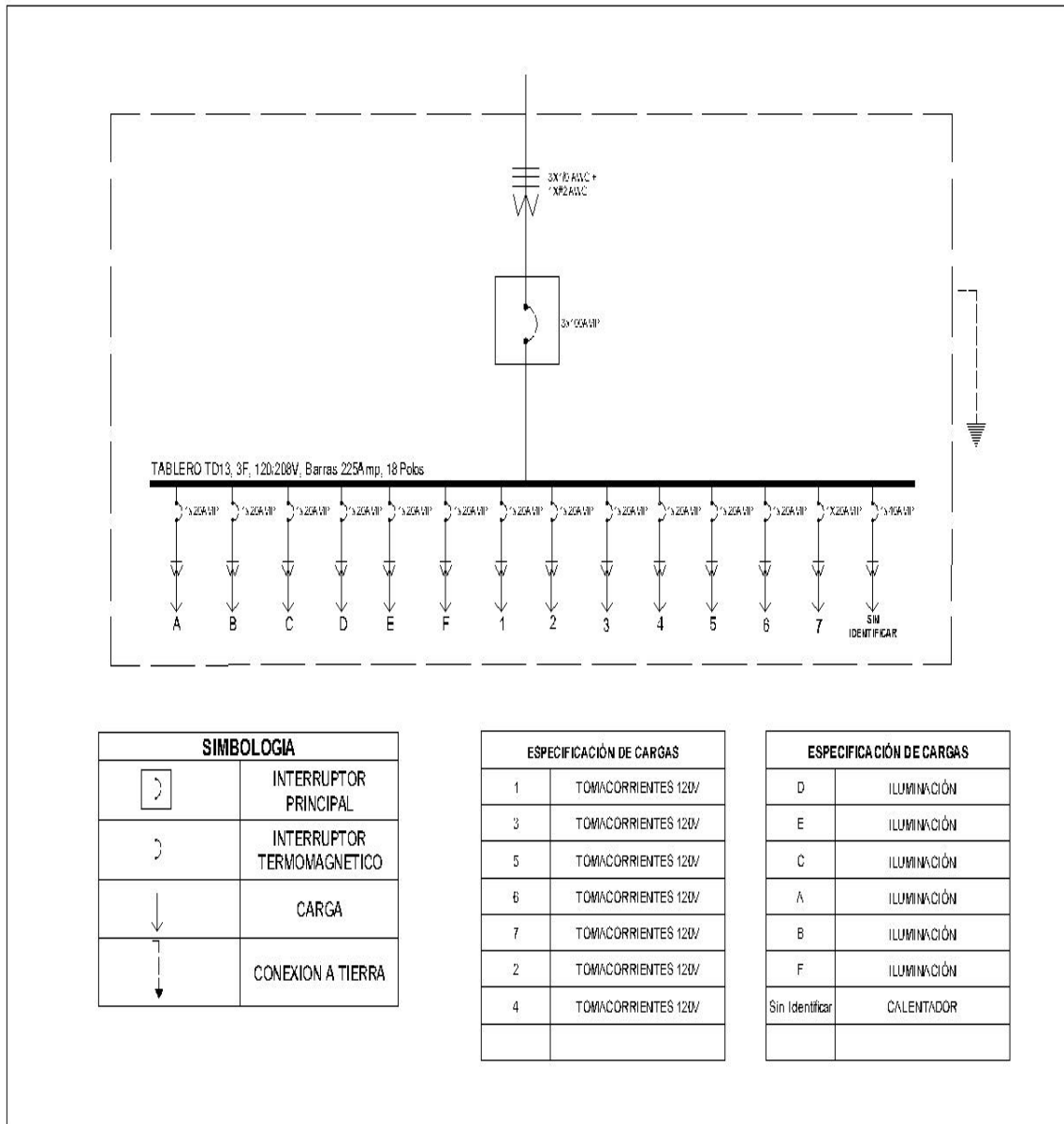
Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2018.

Apéndice 12. **Diagrama unifilar tablero TD12, Hospital Nacional
Nicolasa Cruz**



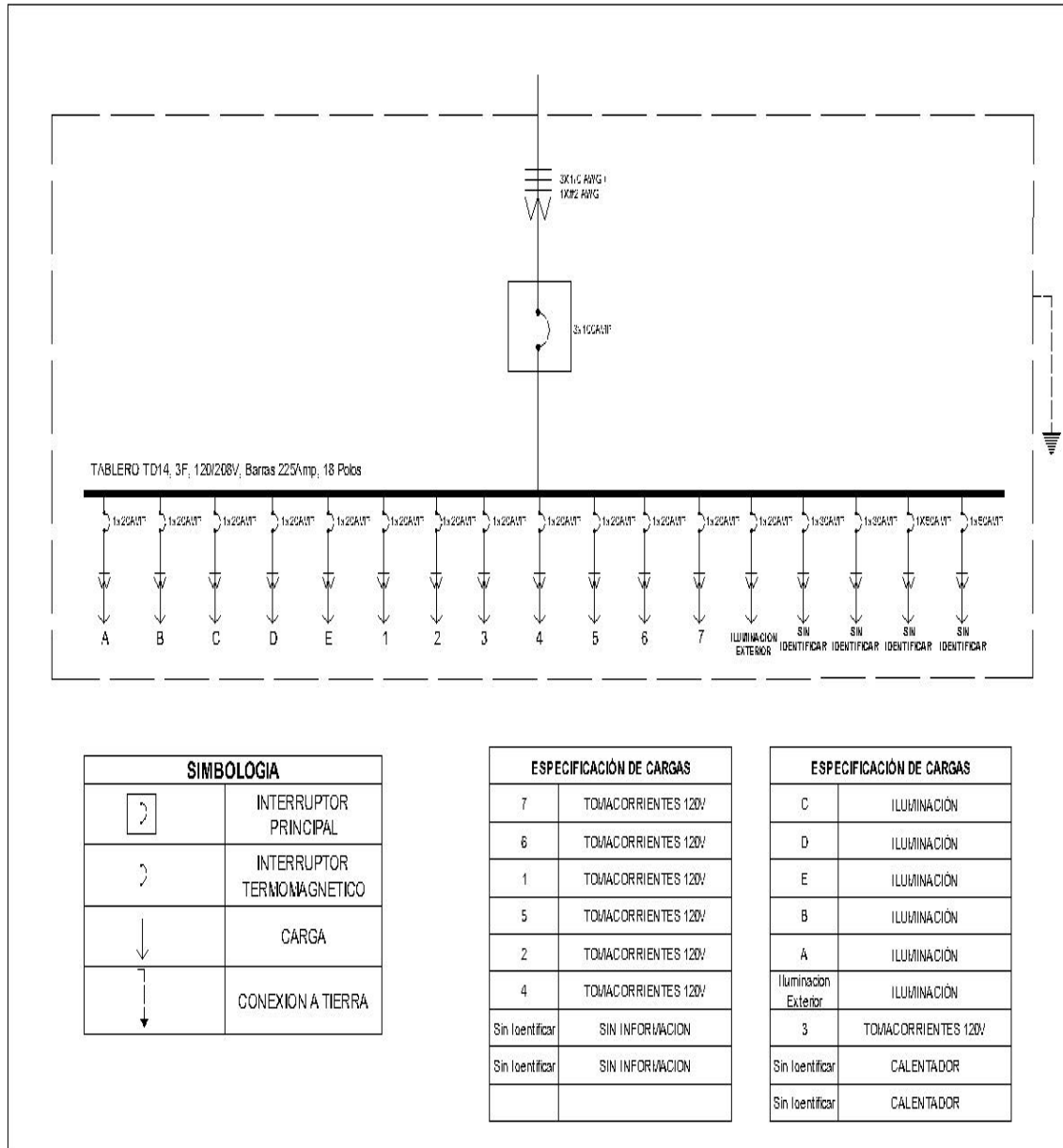
Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2018.

Apéndice 13. **Diagrama unifilar tablero TD13, Hospital Nacional Nicolasa Cruz**



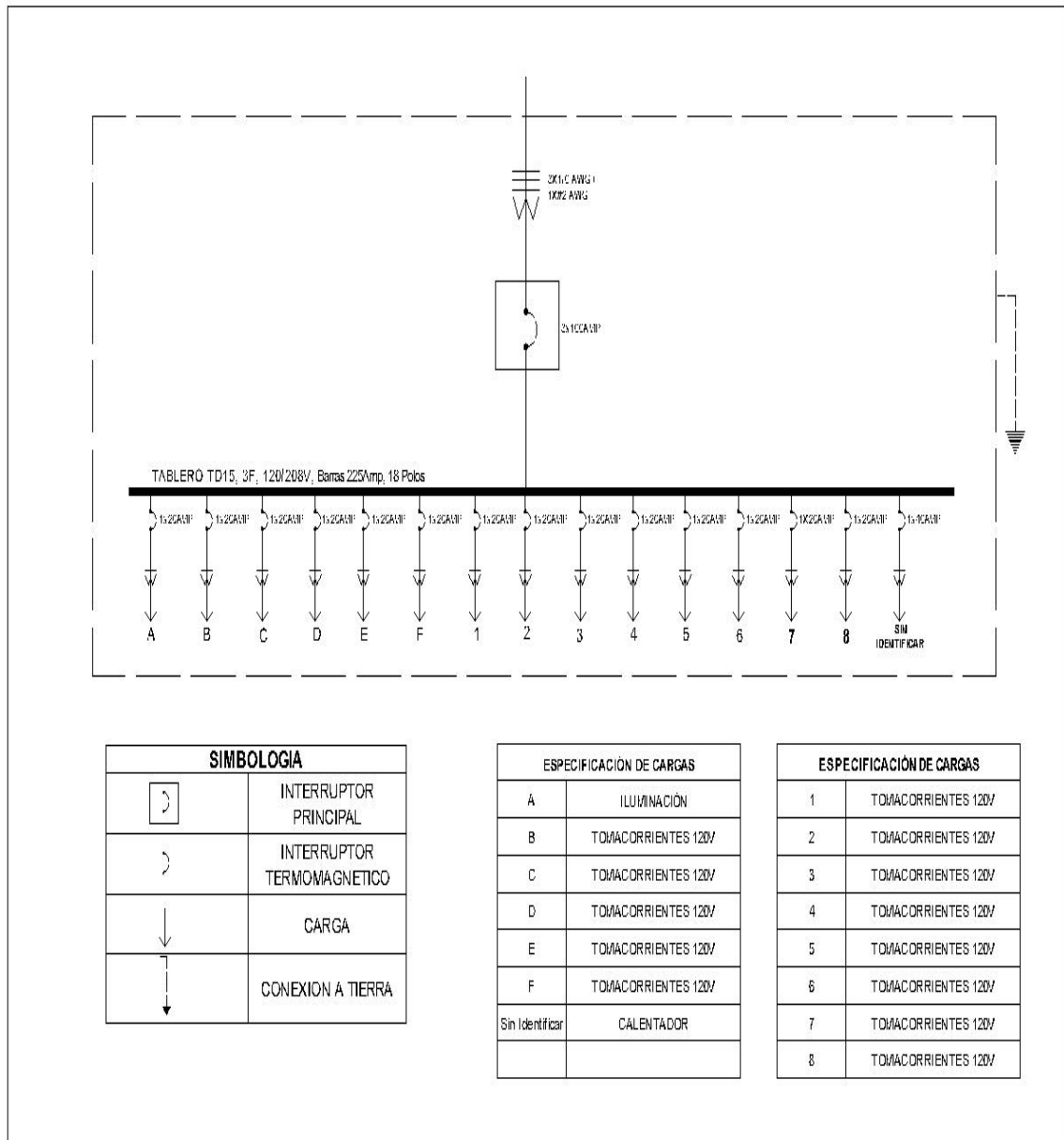
Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2018.

Apéndice 14. **Diagrama unifilar tablero TD14, Hospital Nacional
Nicolasa Cruz**



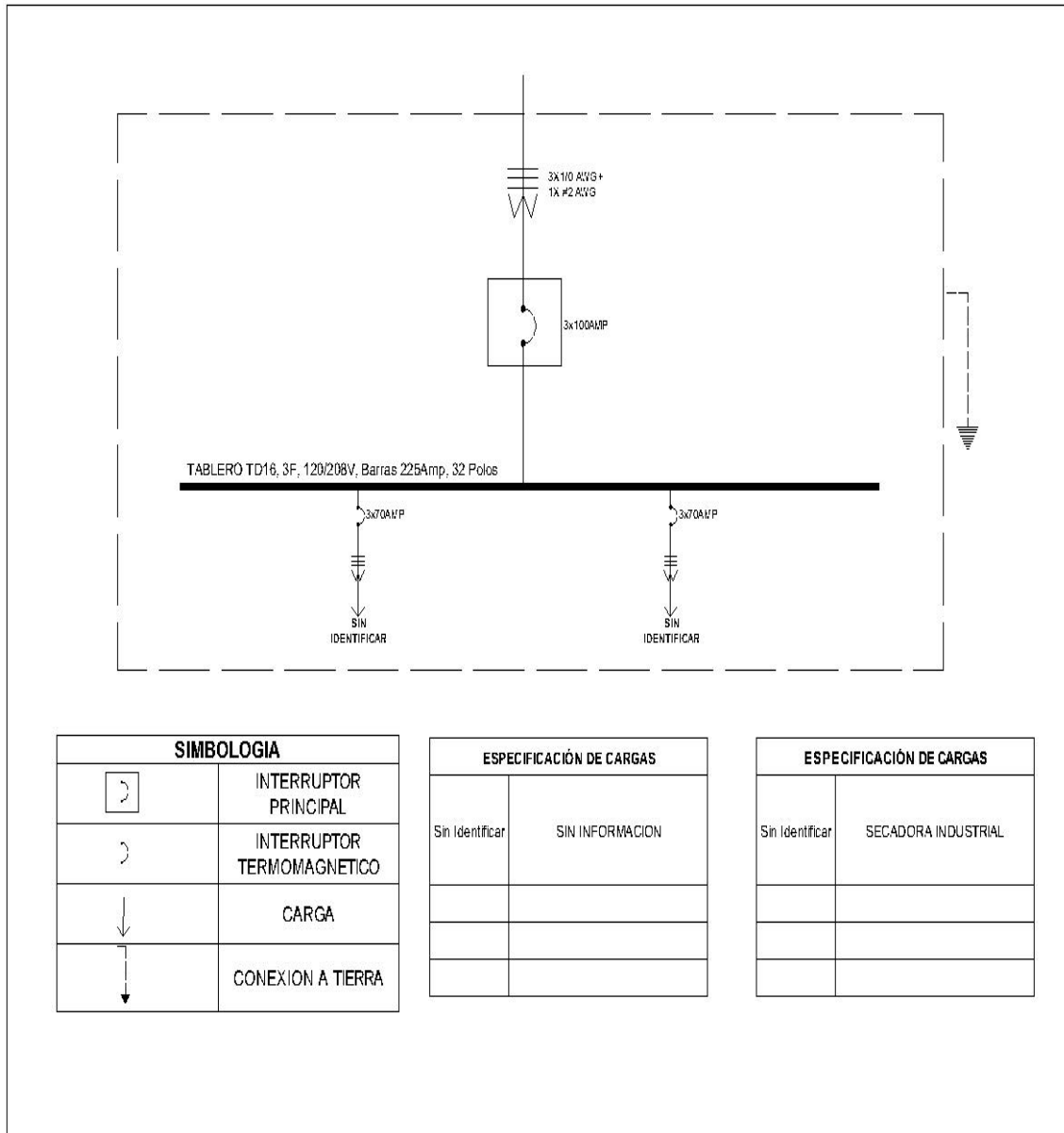
Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2018.

Apéndice 15. **Diagrama unifilar tablero TD15, Hospital Nacional Nicolasa Cruz**



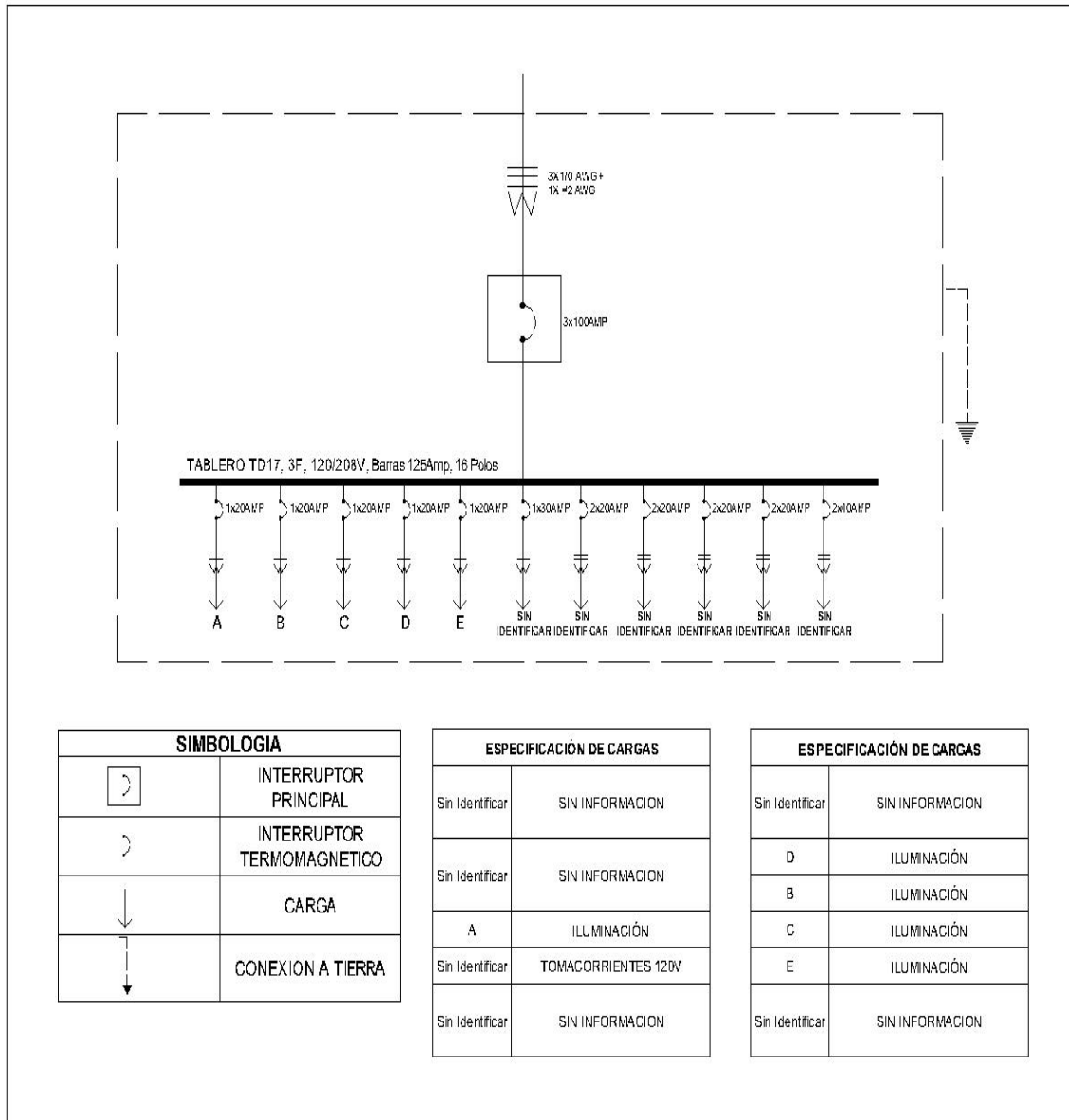
Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2018.

Apéndice 16. **Diagrama unifilar tablero TD16, Hospital Nacional
Nicolasa Cruz**



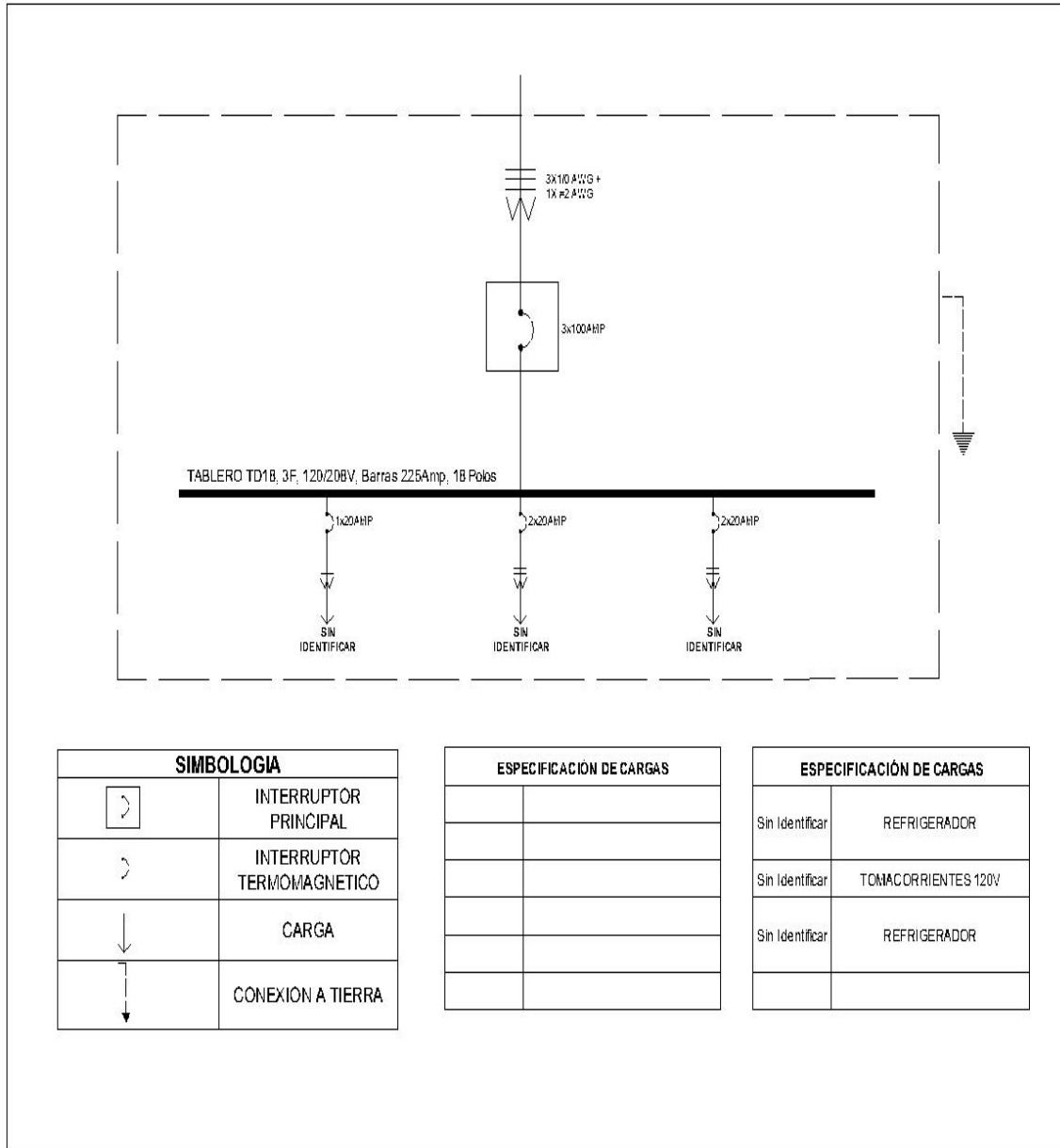
Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2018.

Apéndice 17. **Diagrama unifilar tablero TD17, Hospital Nacional Nicolasa Cruz**



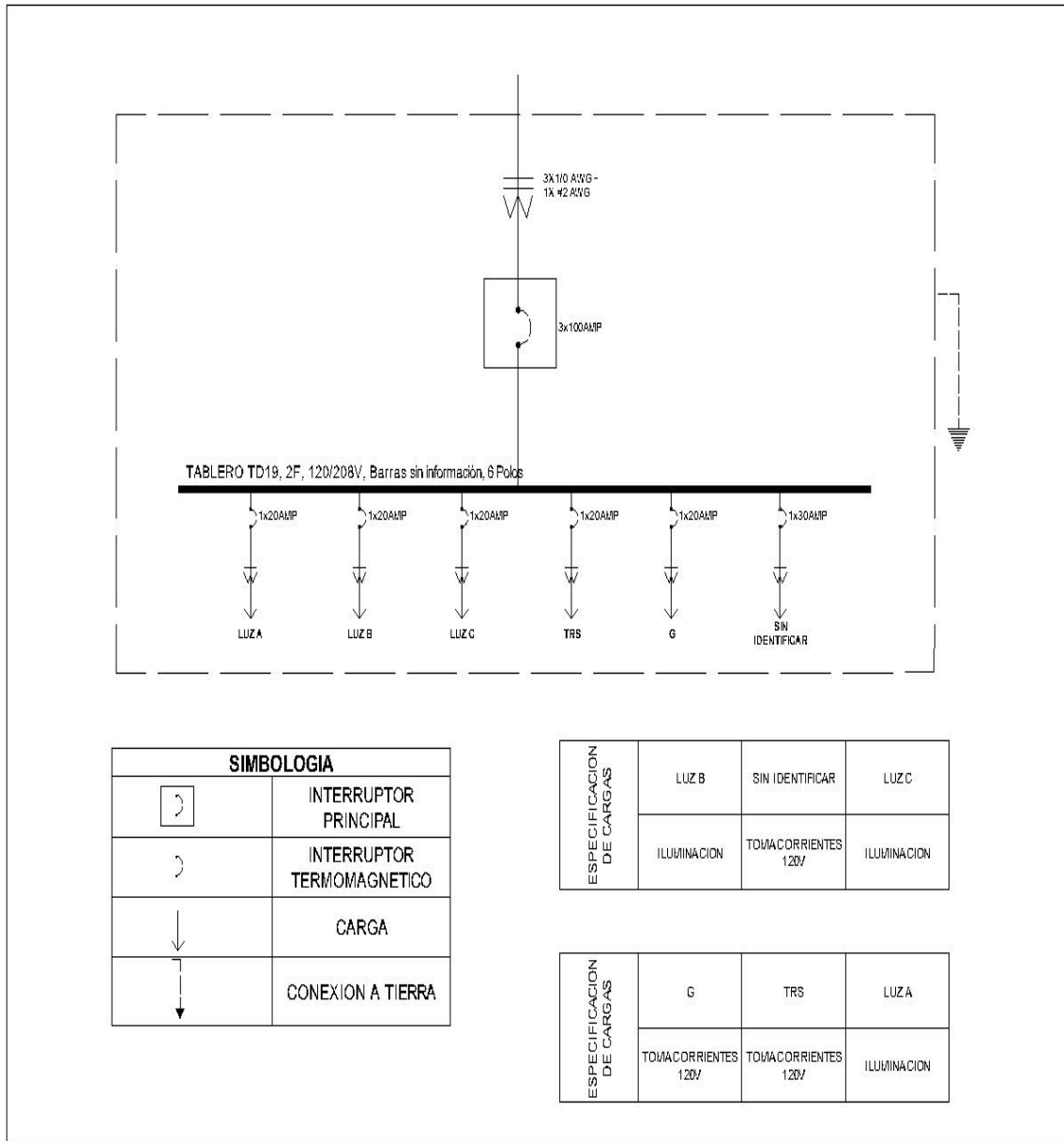
Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2018.

Apéndice 18. **Diagrama unifilar tablero TD18, Hospital Nacional
Nicolasa Cruz**



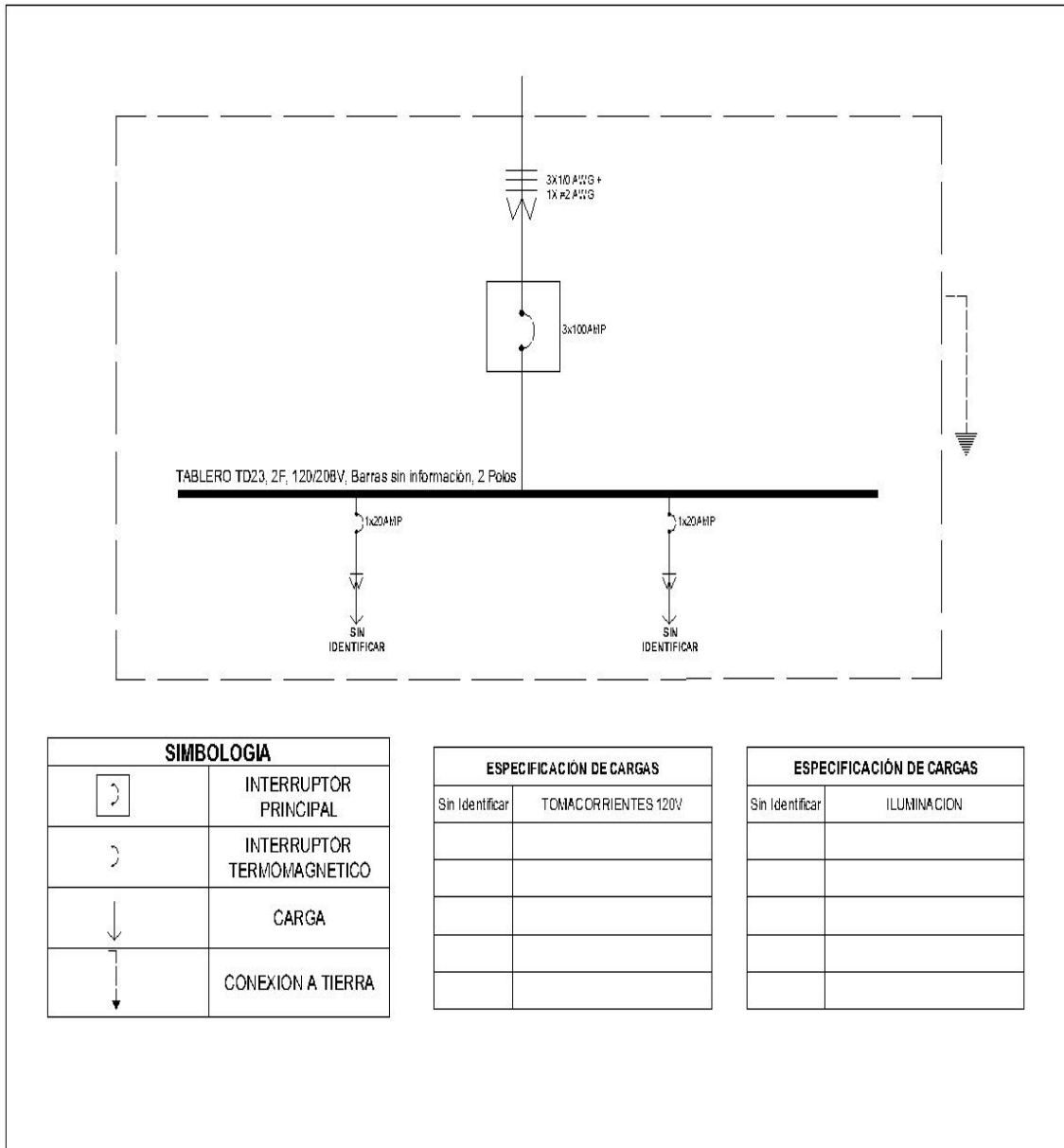
Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2018.

Apéndice 19. **Diagrama unifilar tablero TD19, Hospital Nacional Nicolasa Cruz**



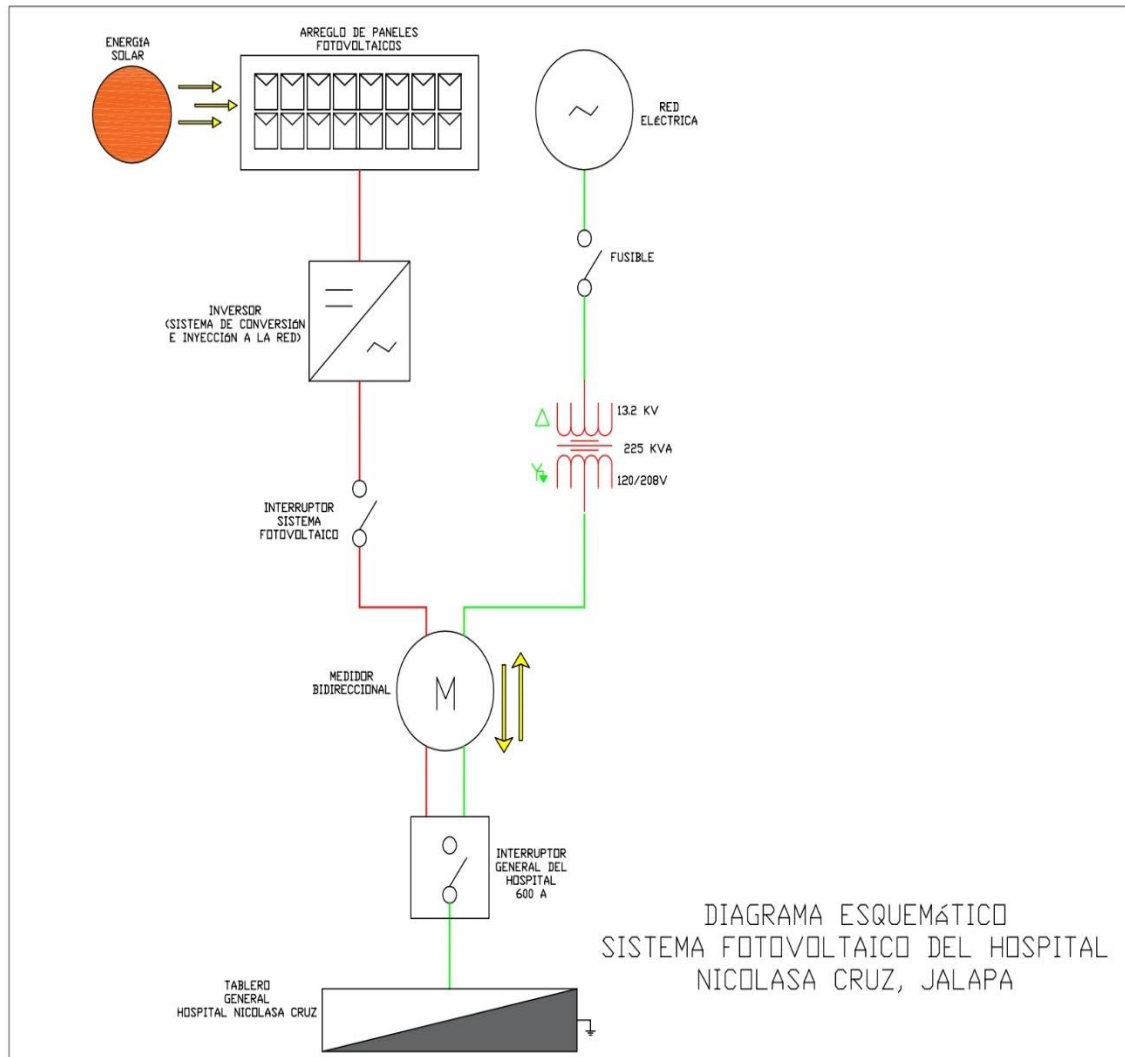
Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2018.

Apéndice 20. **Diagrama unifilar tablero TD23, Hospital Nacional
Nicolasa Cruz**



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2018.

Apéndice 21. **Diagrama esquemático de instalación del sistema fotovoltaico**



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD 2018.

Apéndice 22. **Guía de mantenimiento preventivo a un transformador tipo *Pad Mounted***

El propósito de esta guía no es que el personal del hospital realice las pruebas que se llevan a cabo, sino más bien es una orientación, que tiene como objetivo que se conozca las pruebas que deben realizarse durante el mantenimiento preventivo, esto con el propósito de llevar un control sobre el transformador y conocer la tendencia que este tiene a lo largo del tiempo, lo cual servirá para tomar acciones correctivas programadas, que eviten que se produzcan daños severos en el equipo, así como tampoco tener interrupciones repentinas en el servicio de energía.

El mantenimiento preventivo es la acción de revisar un equipo de manera sistemática y bajo ciertos criterios, con el objetivo de evitar daños ocasionados por el uso, desgaste y paso del tiempo sobre dicho equipo. Dicho de otra forma, el mantenimiento preventivo es un conjunto de acciones de carácter periódico y permanente que tiene la particularidad de prever anticipadamente el deterioro de componentes, piezas y materiales en general; producto del uso cotidiano y agotamiento de la vida útil de un equipo. Para asegurar que un transformador tenga una larga vida, y opere correctamente todo el tiempo, es de vital importancia mantener un chequeo periódico sobre su desempeño y proporcionarle un mantenimiento preventivo adecuado.

Para realizar cualquier labor de mantenimiento, el transformador debe estar desenergizado.

Continuación del apéndice 22.

Todas las labores de mantenimiento preventivo deben ser llevadas a cabo por personal capacitado y entrenado en este tipo de actividades, manteniendo en todo momento las medidas de seguridad pertinentes, desconectando el transformador de todas las fuentes de energía y aterrizando las terminales con el fin de descargar cualquier energía que pudiera estar almacenada en el transformador.

El mantenimiento preventivo a un transformador *Pad Mounted* puede dividirse en tres aspectos generales que deben realizarse, los cuales son:

- Inspección visual
- Pruebas eléctricas
- Pruebas fisicoquímicas

Inspección visual de un transformador

Se realiza una inspección visual para determinar el estado de algunas partes del transformador, la periodicidad de esta inspección varía para cada elemento, pero siendo generalmente cada seis meses o un año, como se ha mencionado el mantenimiento debe realizarse con el transformador desenergizado, a excepción de la medición de voltaje y corriente, en las terminales secundarias; al igual que la termografía. Los elementos que se revisan son los siguientes.

- Termómetro: inspección visual del marcador de temperatura del transformador, adicional se debe verificar que este esté censando la temperatura del equipo.

Continuación del apéndice 22.

- Accesorio con contactos: se debe verificar que los elementos de operación y mecanismos de selección, *tap's* de devanados, funcionen de forma adecuada.
- Accesorios externos: verificar que no existe derrames, burbujas o algún aspecto fuera de lugar en la cuba del transformador, esto puede significar algún problema con el funcionamiento del equipo.
- Pintura: se debe realizar limpieza de la cuba para retirar contaminación y residuos del ambiente al que está expuesto el equipo.
- Medición en los terminales BT: realizar mediciones en terminales de baja tensión, los parámetros que se miden son voltaje y corriente; también se revisa el estado de las terminales secundarias del transformador.
- Termografía: realizar termografía en las terminales secundarias del transformador.

La siguiente tabla establece la periodicidad en el que se realizan las pruebas e inspección en el transformador.

Elemento que inspeccionar	Periodicidad
Termómetro	Dos veces al año
Accesorio con contactos	Una vez al año
Accesorios externos	Dos veces al año
Pintura	Una vez al año
Medición en terminales BT	Dos veces al año
Termografía	Dos veces al año
Pruebas eléctricas	Una vez al año
Pruebas fisicoquímicas	Una vez al año

Continuación del apéndice 22.

- Pruebas eléctricas al transformador

- Resistencia de aislamiento de los devanados

Esta prueba tiene como objetivo verificar que los aislamientos del transformador cumplen con la resistencia mínima soportable bajo la operación a la que serán sometidos. La prueba se realiza entre las bobinas de alta y baja tensión, también involucrando la tierra.

- Entre bobinas de alta tensión, el valor aceptado debe ser muy cercano a cero ohmios (0Ω).
 - Entre bobinas de alta tensión y tierra, el valor mínimo aceptado es de 320 Mega ohmios ($0,32\text{ G}\Omega$).
 - Entre bobinas de alta y baja tensión, el valor mínimo aceptado es de 320 Mega ohmios ($0,32\text{ G}\Omega$).
 - Entre bobinas de baja tensión y tierra, el valor mínimo aceptado es de 320 Mega ohmios ($0,32\text{ G}\Omega$).
 - Entre bobinas de baja tensión, el valor aceptado debe ser muy cercano a cero ohmios (0Ω).

- Relación de transformación

Esta prueba determina la relación entre el devanado primario y el devanado secundario, con el objetivo de comprobar que no existan devanados cortocircuitados, circuitos abiertos o conexiones incorrectas. También verificar que la relación de transformación se encuentre dentro de lo establecido por el fabricante es importante para el adecuado funcionamiento del equipo y para prevenir posibles daños a las instalaciones por temas de alto o bajo voltaje.

Continuación del apéndice 22.

El transformador debe tener una relación de transformación recomendada de $\pm 0,5$ % del valor nominal.

- Pruebas fisicoquímicas al aceite

Se debe verificar el estado fisicoquímico del aceite, extrayendo una muestra de este para realizarle pruebas y establecer el adecuado aislamiento que proporciona a los devanados y conexiones.

Para la toma de muestra de aceite es necesario extraer 1 litro de aceite dieléctrico, sin dejar espacio de aire entre el aceite y la tapadera del bote utilizado para guardar la muestra. Se debe tener en cuenta que la muestra no debe superar las 12 horas de haber sido extraída para entregarla al laboratorio donde se realizaran las pruebas correspondientes. Existen varios tipos de pruebas que deben realizarse al aceite, pero depende del laboratorio a donde se lleve, solo se contará con la opción de realizarle alguna de las siguientes pruebas.

- Rigidez dieléctrica (Método ASTM D-877): la rigidez dieléctrica es el valor límite de la intensidad de campo eléctrico en él, un material pierde su propiedad aislante y se convierte en conductor, el valor mínimo promedio de la prueba es de 25kV.
- Acidez (Método ASTM D-974): el índice de acidez del aceite es crucial para garantizar la operación segura y el control del equipo, así como prevenir la corrosión. La medida de esta prueba está dada en la cantidad de ácido necesario para neutralizar todos los componentes alcalinos presentes en el aceite. Su valor máximo debe ser 0,3 mg KOH/g.

Continuación del apéndice 22.

- Tensión interfacial (Método ASTM D-971-50): la tensión interfacial es un fenómeno que se produce por la fuerza de atracción entre las moléculas del aceite dieléctrico y el agua, el valor mínimo aceptado para la prueba es de 28 Dyn/cm, la disminución en este valor indica acumulación de contaminantes o productos de oxidación.
- Color (Método ASTM D-1500): se observa el color del aceite, si se torna oscuro, quiere decir que se presenta un deterioro y contaminación. Se compara el color del aceite con colores patrones que se enumeran de 0,5 hasta 8, siendo este último el más oscuro. Esta prueba no determina la calidad del aceite, pero permite conocer el deterioro. El valor máximo aceptado para esta prueba es de 3.
- Evaluación visual (Método ASTM D-1524): con esta prueba se verifica el aspecto del aceite, que puede verse afectado por la formación de partículas de todo tipo (metálicas y no metálicas), turbidez, sedimentos o lodos, carbón, agua libremente en el aceite y opacidad causada por exceso de humedad. Se establece que un aceite aceptable debe ser claro, brillante y libre de cualquier tipo de contaminante, de lo contrario, se debe investigar la causa.

Continuación del apéndice 22.

- Gravedad específica (Método ASTM D-1298): también llamada densidad relativa, es un parámetro que se utiliza para determinar la calidad de un aceite, es útil para determinar el tipo de base del aceite o para detectar las modificaciones importantes ocurridas en su composición. El valor que debe presentar esta prueba es de 0,91 como máximo.

- Contenido de PCB's (Método ASTM D-4059): por sus características contaminantes, desde los años 80's, está prohibido el uso de PCBs en equipos eléctricos y existen condiciones de seguimiento, almacenamiento, traslado y tratamientos de los fluidos contaminantes. Se considera contaminado el equipo si el aceite contiene concentraciones superiores a 50ppm de PCB.

Fuente: elaboración propia.

