



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

**AUDITORÍA ENERGÉTICA DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS DE LA DIRECCIÓN
GENERAL DE CAMINOS, PLANTA CENTRAL EN LA CIUDAD DE GUATEMALA**

Jorge Romeo Estrada Conde

Asesorado por el Ing. Natanael Jonathan Requena Gómez

Guatemala, marzo de 2021

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**AUDITORÍA ENERGÉTICA DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS DE LA DIRECCIÓN
GENERAL DE CAMINOS, PLANTA CENTRAL EN LA CIUDAD DE GUATEMALA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

JORGE ROMEO ESTRADA CONDE

ASESORADO POR EL ING. NATANAEL JONATHAN REQUENA GÓMEZ

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, MARZO DE 2021

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. Christian Moisés de la Cruz Leal
VOCAL V	Br. Kevin Vladimir Armando Cruz Lorente
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
EXAMINADOR	Ing. Armando Alonso Rivera Carrillo
EXAMINADOR	Ing. Jorge Gilberto González Padilla
EXAMINADOR	Ing. Bayron Armando Cuyán Culajay
SECRETARIA	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:

AUDITORÍA ENERGÉTICA DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS DE LA DIRECCIÓN GENERAL DE CAMINOS, PLANTA CENTRAL EN LA CIUDAD DE GUATEMALA

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería de Mecánica Eléctrica, con fecha 22 de mayo de 2018.

Jorge Romeo Estrada Conde

Universidad de San Carlos de
Guatemala



Facultad de Ingeniería
Unidad de EPS

Guatemala, 01 de octubre de 2020.
Ref.EPS.DOC.335.10.2020.

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

Estimado Ingeniero Argueta Hernández.

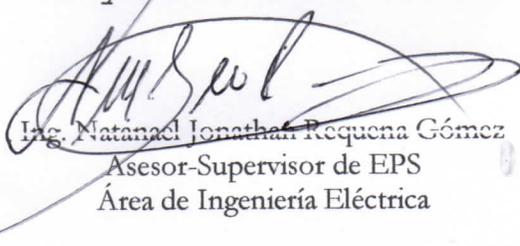
Por este medio atentamente le informo que como Asesor-Supervisor de la Práctica del Ejercicio Profesional Supervisado (E.P.S.), del estudiante universitario **Jorge Romeo Estrada Conde** de la Carrera de Ingeniería Eléctrica, Registro Académico No. **200113227** y CUI **2232 02002 0511**, procedí a revisar el informe final, cuyo título es **“AUDITORÍA ENERGÉTICA DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS DE LA DIRECCIÓN GENERAL DE CAMINOS, PLANTA CENTRAL EN LA CIUDAD DE GUATEMALA”**.

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
Asesor-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 01 de octubre de 2020.
Ref.EPS.D.154.10.2020.

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 **"AUDITORÍA ENERGÉTICA DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS DE LA DIRECCIÓN GENERAL DE CAMINOS, PLANTA CENTRAL EN LA CIUDAD DE GUATEMALA"** que fue desarrollado por el estudiante universitario, **Jorge Romeo Estrada Conde**, quien fue debidamente asesorado 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 266.2020.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área , y el informe final firmado por el Director de EPS, del trabajo de Graduación del estudiante Jorge Romeo Estrada Conde titulado: “AUDITORÍA ENERGÉTICA DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS DE LA DIRECCIÓN GENRAL DE CAMINOS, PLANTA CENTRAL EN LA CIUDAD DE GUATEMALA”, procede a la autorización del mismo.



Ing. Armando Alonso Rivera Carrillo

Guatemala, 12 de noviembre de 2020.

DTG. 115.2021.

La Decana de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Eléctrica, al Trabajo de Graduación titulado: **AUDITORÍA ENERGÉTICA DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS DE LA DIRECCIÓN GENERAL DE CAMINOS, PLANTA CENTRAL EN LA CIUDAD DE GUATEMALA**, presentado por el estudiante universitario: **Jorge Romeo Estrada Conde**, y después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:



Inga. Ababela Cordova Estrada
Decana

Guatemala, marzo de 2021.

AACE/asga

ACTO QUE DEDICO A:

- Dios** Por darme la oportunidad del milagro de la vida cada día y lograr con ello mis metas personales.
- Mi madre** Carmen María Conde Bran, por siempre apoyarme y estar allí cuando la he necesitado. Gracias por siempre madre.
- Mi hermana** Pamela Estrada, por sus consejos de vida, por su apoyo en las buenas y en las malas.
- Mi hermana** Alejandra Estrada, por habernos cuidado de niños, y haber apoyado a nuestra madre.
- Mis abuelos** Ofelia Marina Bran Ortega (q. e. p. d.), Francisco Gustavo Conde (q. e. p. d.), por enseñarme que la educación es indispensable para la vida.

AGRADECIMIENTOS A:

**Universidad de San
Carlos de Guatemala**

Por ser la institución que me permitió desarrollarme como profesional y haberme abierto las puertas tanto en aspecto estudiantil como laboral.

Facultad de Ingeniería

Por ayudarme a crecer académicamente.

**A mis tíos, primos y
familiares cercanos**

Por su apoyo durante no solo carrera, sino mi vida en general. Por mencionar algunos, tía Lyliam, Enrique y Aracely Conde y Leonel Ávila.

**Mis amigos de la
Facultad**

Especialmente a Ing. Juan Carlos Flores, Ing. Francisco Cajbon, por ser el empuje para finalizar mi carrera universitaria.

Personas en general

Por brindarme de su mano cuando yo necesité, muchas gracias a cada uno de ellos.

**Ingenieros de la
Escuela de Ingeniería
Mecánica Eléctrica**

Por su apoyo, dedicación y todo lo que me han enseñado. Todos y cada uno han sido parte importante y fundamental del proceso que tuve en la Facultad.

2.3.1.	Identificación de franja horaria	14
2.4.	Proyección del consumo energético	16
3.	METODOLOGÍA EN EL PLAN DE AUDITORÍAS ENERGÉTICAS	19
3.1.	Plan de auditoría	19
3.1.1.	Fase preliminar.....	19
3.2.	Línea base	20
3.3.	Plan de auditoría energética	20
3.4.	Mediciones energéticas.....	20
3.5.	Análisis de resultados	22
3.6.	Presentación de informe final.....	23
4.	JUSTIFICACIÓN.....	25
4.1.	Justificación técnica	25
4.2.	Justificación económica	25
4.3.	Justificación social.....	26
4.4.	Procesos de planificación de la auditoría energética	26
5.	MARCO TEÓRICO	29
5.1.	Auditoría energética	29
5.2.	Ahorro y eficiencia energética	29
5.2.1.	Energía.....	29
5.2.2.	Ahorro energético.....	30
5.2.3.	Eficiencia energética	30
5.2.4.	Tipos de medidas de ahorro y eficiencia energética.....	31
5.3.	Normas técnicas	31
5.3.1.	Norma ISO 50001 eficiencia energética.....	32
5.3.2.	Norma ISO 50002 auditoría energética.....	35

5.3.3.	Norma NEC 2017 (<i>National Electrical Code</i>) / IEC-60364.....	37
5.3.4.	Normas De Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE).....	38
5.3.5.	Normas Técnicas del Servicio de Distribución (NTSD)	38
5.3.6.	Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones (NTCSTS)	39
5.4.	Mediciones energéticas y calidad de la energía eléctrica.....	39
5.5.	Mediciones eléctricas	40
5.5.1.	Medición y análisis de consumos	40
5.5.2.	Medición y análisis de corrientes	42
5.5.2.1.	Tipos de fallas en corriente y sus soluciones.....	47
5.5.2.2.	Fallas por aislamiento.....	47
5.5.2.3.	Falla por conducción.....	48
5.5.2.4.	Tipos de fallas y su solución	48
5.5.2.5.	Resumen del análisis de corrientes	50
5.5.3.	Medición y análisis de voltajes.....	55
5.5.3.1.	Tipo de fallas en voltaje y sus soluciones.....	59
5.5.3.2.	Resumen del análisis de voltaje	74
5.5.4.	Medición y análisis del factor de potencia	75
5.5.5.	Medición y análisis de armónicos	79
5.5.5.1.	Análisis de armónicos de corriente	86
5.5.5.2.	Análisis de armónicos de voltaje.....	90
5.5.6.	Análisis de desbalance eléctrico.....	94
5.5.6.1.	Desbalance por tensión	94
5.5.6.2.	Desbalance por corriente.....	95

5.6.	Elementos de la instalación eléctrica principal	97
5.6.1.	Tablero principal.....	100
5.6.1.1.	Interruptor principal	101
5.6.2.	Conductores.....	110
5.6.2.1.	Porcentaje de uso de conductores	111
5.6.3.	Barras.....	111
5.6.4.	Acometida	113
5.7.	Mediciones térmicas.....	114
5.7.1.	Tipo de fallas térmicas y su solución.....	116
5.7.2.	Cámara termográfica.....	117
5.7.3.	Norma ANSI NETA MTS 2011	120
5.7.4.	Rango térmico en base A la criticidad de la falla ...	122
5.7.5.	Temperatura con relación a la carga	126
6.	ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	129
6.1.	Análisis y propuestas de mejoras en energía eléctrica	129
6.2.	Análisis y propuestas de utilización de energía renovable	131
6.2.1.	Parámetros eléctricos y selección de módulos.....	135
6.3.	Análisis y propuestas de mejoras en energía térmica	139
6.4.	Análisis y propuestas de mejoras en iluminación	140
6.5.	Análisis técnico económico de las propuestas planteadas.....	142
7.	DISEÑO DE SISTEMA DE PUESTA A TIERRA.....	155
7.1.	Tipos de puesta a tierra según su conexión instalada.....	159
7.1.1.	Sistema de puesta a tierra mediante impedancia..	160
7.1.2.	Sistemas de puesta a tierra mediante resistencia .	160
7.1.3.	Sistema de puesta a tierra con baja impedancia ...	161
7.2.	Requerimientos de una puesta a tierra	161

7.2.1.	Conductores de protección y conductores de conexión	161
7.2.1.1.	Conductores de protección	162
7.2.1.2.	Conductores de conexión	162
7.2.2.	Electrodos para puesta a tierra	164
7.2.2.1.	Barras	165
7.2.2.2.	Placas	166
7.2.2.3.	Electrodos horizontales	166
7.2.2.4.	Electrodos secundarios	167
7.3.	Tipos de uniones de los elementos de puesta a tierra	168
7.3.1.	Uniones mecánicas	168
7.3.2.	Uniones bronceadas	170
7.3.3.	Uniones exotérmicas	170
7.3.4.	Uniones soldadas en forma autógena	171
7.4.	Métodos artificiales para reducir la resistividad del terreno ...	172
7.4.1.	Materiales para reducir la resistividad	173
7.4.1.1.	Bentonita	173
7.4.1.2.	Marconita	173
7.4.1.3.	Yeso	175
7.4.1.4.	Otros materiales	176
7.5.	Telurómetro	176
7.6.	Análisis para el sistema de puesta a tierra	177
7.6.1.	Medida de resistividad	178
7.6.2.	Selección del tamaño del conductor	183
7.6.3.	Uniones para los conductores y electrodos de malla a diseñar	189
7.6.4.	Diseño de malla para puesta a tierra	190
7.6.5.	Cálculo de la tensión de paso y contacto permisibles.....	192

	7.6.5.1.	Tensión de paso.....	193
	7.6.5.2.	Tensión de toque o contacto	194
	7.6.5.3.	Tensión máxima de paso y contacto o toque	197
	7.6.6.	Cálculo de la resistencia de puesta a tierra.....	199
	7.6.6.1.	Mallado con conductores.....	199
	7.6.6.2.	Mallado con conductores y picas	200
8.	DISEÑO DE PARARRAYOS		211
8.1.	Importancia en el uso de los pararrayos		211
8.2.	Parámetros básicos de un pararrayo		211
8.3.	Área de cobertura de un pararrayo		212
8.4.	Método de la esfera rodante		214
8.5.	Parámetros de colocación de pararrayos de acuerdo con la Norma NEC 2017.....		218
8.6.	Evaluación del riesgo del rayo en un edificio		223
	8.6.1.	Tipos de pararrayos usados en Guatemala.....	230
		8.6.1.1. Pararrayos Franklin	230
		8.6.1.2. Jaula de Faraday.....	231
		8.6.1.3. Pararrayos de puntas Ionizantes.....	233
	8.6.2.	Evaluación del nivel de riesgo del rayo en la Dirección General de Caminos.....	235
	8.6.3.	Dispositivo de Cebado	236
		8.6.3.1. Pulsar de Helita	237
		8.6.3.2. Piezoeléctricos de Saint Elme	239
		8.6.3.3. Ingesco PDC	241
		8.6.3.4. Erico Dynasphere e interceptor	243
	8.6.4.	Conclusiones del diseño.....	245

9.	CÁLCULO DE CORTO CIRCUITO POR COMPONENTES SIMÉTRICAS	247
9.1.	Cálculo de corriente de falla por componentes simétricas en la DGA por el método de Fortescue	251
10.	PRUEBAS A TRANSFORMADORES	255
10.1.	Pruebas eléctricas a transformadores	261
10.1.1.	Prueba de resistencia óhmica de los devanados..	262
10.1.2.	Prueba de resistencia de aislamiento	270
10.1.3.	Prueba de relación de transformación	271
10.1.4.	Prueba de potencial aplicado.....	275
10.1.5.	Prueba de potencial inducido.....	280
10.1.6.	Prueba de ruptura dieléctrica de aceite	285
10.1.7.	Prueba de impulso.....	288
10.1.8.	Prueba de factor de potencia.....	297
10.2.	Pruebas fisicoquímicas a transformadores.....	301
	CONCLUSIONES	313
	RECOMENDACIONES.....	317
	BIBLIOGRAFÍA.....	321
	APÉNDICES	325

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Estructura organizacional DGC, MICIVI.....	3
2.	Planta de la DGC vista desde Google Earth 2018	4
3.	Área total de la Dirección General de Caminos (imagen representativa)	5
4.	Transformador Pad Mounted	10
5.	Consumo energético edificio central 2015-2018	11
6.	Identificación del horario de consumo	15
7.	Proyección de crecimiento por historial energético para el año 2032 ..	17
8.	Cronograma de actividades de la auditoría energética	27
9.	Ciclo de mejoramiento constante	33
10.	Analizador de redes	40
11.	Mediciones proyectadas hasta el año 2032	41
12.	Gráfica de corriente continua	43
13.	Gráfica de la corriente alterna alterna	43
14.	Gráfica de la corriente alterna trifásica.....	44
15.	Gráfica fasorial de una onda sinusoidal	45
16.	Gráfica de corriente de la DGC	47
17.	Gráfica de corrientes de fase y corriente de neutro	53
18.	Cargas trifásicas balanceadas	54
19.	Gráfica fasorial de la corriente trifásica y el neutral resultante	54
20.	Gráfica de la ley de Ohm.....	57
21.	Gráfica de voltaje de corriente directa.....	58
22.	Gráfica del voltaje alterno.....	59

23.	Gráfica de un transitorio impulsivo.....	60
24.	Onda con un armónico oscilatorio.....	61
25.	Onda con una interrupción.....	62
26.	Onda con una bajada de tensión	63
27.	Onda con una subtensión	64
28.	Onda con un aumento de tensión	65
29.	Onda de una sobretensión.....	66
30.	Onda con desplazamiento por corriente continua.....	67
31.	Onda con distorsión armónica	68
32.	Onda interarmónica	69
33.	Onda con armónicas de corte intermitente	69
34.	Onda con ruido	70
35.	Onda con fluctuaciones de tensión y <i>flicker</i>	71
36.	Onda con variación de frecuencia.....	72
37.	Gráfica de voltajes entre semana	73
38.	Triangulo de potencias.....	77
39.	Corrientes del 3er. armónico acumulado en el neutro	79
40.	Onda sin armónicos	80
41.	Onda con armónicos.....	81
42.	Valor de la relación X_s en función de la frecuencia	83
43.	Diagrama unifilar de la DGC	98
44.	Curva de disparo.....	102
45.	Tipos de curva de disparo.....	104
46.	Curva de disparo interruptor termomagnético tipo NXD6	106
47.	Icc <i>versus</i> Curva Interruptor NXD6	109
48.	Partes de la acometida de la DGC.....	114
49.	Cámara termográfica y sus características.....	120
50.	Niveles de análisis de criticidad	123
51.	Sección de un conductor eléctrico	126

52.	Temperatura con relación a la carga.....	128
53.	Gráfica comparativa entre consumos y generación de energía eléctrica para el año 2018.....	139
54.	Comparación de proyecciones por consumo de energía eléctrica medido en kWh con cambio de iluminación en las oficinas de la DGC.....	149
55.	Comparación de proyecciones por costo económico del consumo de energía eléctrica con cambio de iluminación en las oficinas de la DGC.....	150
56.	Comparación de proyecciones entre consumo de energía eléctrica actual (azul) y consumo esperado (verde), aplicando los cambios en iluminación (morado), implementando paneles solares (amarillo) y realizando las buenas prácticas (rojo).....	152
57.	Comparación de proyecciones entre costo de energía eléctrica actual (azul) y consumo esperado (verde), aplicando los cambios en iluminación (morado), implementando paneles solares (amarillo) y realizando las buenas prácticas (rojo).....	153
58.	Potenciales de contacto y paso transferidos en torno a una barra de tierra.....	159
59.	Telurómetro.....	178
60.	Colocación de electrodos de medición método de Wenner.....	180
61.	Método de la esfera rodante.....	215
62.	Método de la esfera rodante, modelo geométrico-eléctrico.....	216
63.	Zona protegida por el pararrayos.....	217
64.	Método de la esfera rodante en diferentes edificaciones.....	218
65.	Cálculo típico de Ae para un edificio rectangular.....	225
66.	Cálculo típico de Ae para un edificio con una parte prominente.....	226
67.	Radio de protección de un edificio vertical con pararrayos Franklin ..	231
68.	Edificio protegido con la jaula de Faraday.....	232

69.	Jaula de Faraday	233
70.	Área de cobertura pararrayos de puntas ionizantes	234
71.	Puntas ionizantes para pararrayos	234
72.	Pararrayos con punta Pulsar de Helita	239
73.	Punta de parrayos Saint Elme	241
74.	Punta Ingesco para pararrayos.....	243
75.	Puntas ionizantes Erico Dynasphere e interceptor para pararrayos ...	244
76.	Área de cobertura pararrayos con Erico Dynasphere	245
77.	Tipos de secuencias	248
78.	Suma gráfica.....	249
79.	Matriz de diagnóstico de pruebas eléctricas básicas	259
80.	Diagrama de conexión para la prueba de resistencia óhmica. Método de caída de potencial.....	264
81.	Conexión estrella	265
82.	Conexión delta.....	266
83.	Puente de Wheatstone	267
84.	Puente de Kelvin.....	267
85.	Esquema de conexiones de un transformador para la prueba de resistencia de aislamiento.....	269
86.	Esquema para la prueba de TTR.....	273
87.	Diagrama de conexiones para la prueba de TTR y polaridad en un transformador delta-estrella	274
88.	Conexiones para la prueba de potencial aplicado	277
89.	Corte transversal de transformadores de prueba.....	278
90.	Esquemas representativos para uso de la prueba a transformadores monofásicos y trifásicos con aislamientos uniformes	282
91.	Circuito representativo de la prueba de un transformador trifásico, conectado en delta su alta tensión.....	283

92.	Esquema eléctrico para aplicar la prueba de potencial inducido a un transformador monofásico, con alimentación al devanado de baja tensión.....	284
93.	Esquema eléctrico para la prueba de potencial inducido a un transformador trifásico.....	284
94.	Esquema de los principales componentes de un probador de rigidez dieléctrica	286
95.	Representación de una onda de impulso completa	289
96.	Tipos de forma de onda que son aplicadas en la prueba de impulso	291
97.	Diagrama de trazos para determinar si una onda es normalizada	292
98.	Esquema eléctrico de un generador de impulso	294
99.	Esquema eléctrico para efectuar una prueba de impulso	295
100.	Conexiones en un transformador para la prueba de impulso.....	296
101.	Formas de conexión para efectuar una prueba de impulso, más rigurosa en el devanado de baja tensión.....	297
102.	Prueba de factor de potencia del aislamiento	300
103.	Triangulo de Duval	307
104.	Temperatura del punto caliente vrs vida del transformador	311

TABLAS

I.	Datos de placa de transformador	10
II.	Datos de servicio de energía eléctrica	11
III.	Consumo energético de acometida eléctrica DGC	12
IV.	Equipos de aire acondicionado DGC	13
V.	Valores de las corrientes de fase y neutro promedio	46
VI.	Análisis de corriente fase A.....	51
VII.	Análisis de corriente fase B.....	51
VIII.	Análisis de corriente fase C.....	51

IX.	Análisis de corriente de neutro	52
X.	Medición de voltaje semana laboral.....	73
XI.	Tolerancias para la regulación de tensión	74
XII.	Comparativa de fases con norma NTSD	75
XIII.	Verificación de factor de potencia con la norma NTSD.....	78
XIV.	Resumen de la medición de THD de la corriente fase A	87
XV.	Resumen de medición de THD de la corriente fase B	87
XVI.	Resumen de medición de THD de la corriente de fase C	87
XVII.	Tolerancia para la distorsión armónica de la corriente de carga.....	88
XVIII.	Comparativa de valores medidos con norma de THD en corriente.....	89
XIX.	Tolerancias para la distorsión armónica de tensión	91
XX.	Límites de distorsión de tensión	92
XXI.	Resumen de medición de THD de voltaje fase A.....	92
XXII.	Resumen de medición de THD de voltaje fase B.....	93
XXIII.	Resumen de medición de THD de voltaje fase C	93
XXIV.	Distorsión armónica total medida y comparada con normas	93
XXV.	Valores registrados por analizador de redes, cálculo de desbalance de tensión y comprobación con norma NTSD	95
XXVI.	Parámetros medidos, calculados y valuados en fórmula de desbalance de corriente norma NTCSTS	96
XXVII.	Resumen de calidad de energía	97
XXVIII.	Nomenclatura de unifilar DGC	99
XXIX.	Ubicación y valor de protección tableros secundarios unifilar DGC.....	99
XXX.	Planilla de tablero principal DGC	100
XXXI.	Tic de cálculo de la barra principal.....	112
XXXII.	Fallas térmicas.....	116
XXXIII.	Verificación termográfica y acciones sugeridas basadas en el aumento de temperatura.....	121
XXXIV.	Rango térmico en base a la criticidad de la falla.....	124

XXXV.	Rangos de temperatura y criticidad de la falla de la medición térmica en la DGC.....	125
XXXVI.	Resistividad y coeficientes de temperatura	128
XXXVII.	Áreas disponibles de techos de edificios pertenecientes a la DGC ...	132
XXXVIII.	Demanda de energía real diaria y reducción al 30 % en la DGC	133
XXXIX.	Radiación solar diaria 2018.....	134
XL.	Características técnicas de paneles marca Solar World	135
XLI.	Características técnicas del regulador de tensión marca Epever.....	136
XLII.	Características técnicas de inversor-cargador marca CJCHANGI	137
XLIII.	Características técnicas de batería de carga marca TROJAN.....	137
XLIV.	Resumen de elementos para el sistema solar fotovoltaico de la DGC	138
XLV.	Cuadro comparativo entre consumos y generación de energía eléctrica para el año 2018	138
XLVI.	Cuadro comparativo entre lámparas existentes y lámparas propuestas para áreas de trabajo de la DGC mencionadas anteriormente	145
XLVII.	Inventario de lámparas y luminarias en oficinas de la DGC	146
XLVIII.	Cuadro comparativo entre el consumo de energía requerido en un día hábil por las lámparas existentes y por las lámparas propuestas para las oficinas de la DGC mencionadas anteriormente	146
XLIX.	Cuadro comparativo entre el consumo de energía requerido en un mes en las oficinas de la DGC	147
L.	Cuadro comparativo entre el costo mensual del consumo de energía eléctrica por las instalaciones eléctricas actuales en la DGC y el costo mensual del consumo de energía eléctrica con el cambio de la iluminación propuesta en las oficinas de la DGC.....	148
LI.	Corriente de falla estimada, cantidad de conductores y sección necesaria.....	163

LII.	Valores máximos de resistencia de puesta a tierra.....	181
LIII.	Constantes de los materiales conductores	185
LIV.	Dimensiones típicas de los conductores de puesta a tierra	186
LV.	Características del transformador de distribución DGC	186
LVI.	Temperatura y calibre de conductor de acuerdo con la unión para malla	190
LVII.	Valores máximos de resistencia de puesta a tierra.....	208
LVIII.	Determinación del coeficiente ambiental C1	224
LIX.	Determinación del coeficiente estructural C2.....	227
LX.	Determinación del coeficiente de contenido de estructura, C3	227
LXI.	Determinación del coeficiente de ocupación de estructura, C4	228
LXII.	Determinación del coeficiente de consecuencias de la caída de un rayo, C5	228
LXIII.	Valores críticos de E inefectivo-correspondientes al límite entre el nivel de protección y el nivel de protección correspondiente al E inefectivo calculado.....	229
LXIV.	Valores cerámicos de red de estaciones sinópticas meteorológicas.....	235
LXV.	Radios de protección del pararrayos Pulsar de Helita, según la norma NF C17-102	238
LXVI.	Radios de protección del pararrayos Saint Elmo según la norma NF C17-102	240
LXVII.	Radios de protección del pararrayos Ingesco PDC	242
LXVIII.	Voltajes promedio medidos por el analizador de redes	252
LXIX.	Datos de placa de transformador.....	252
LXX.	Ensayos en los <i>bushings</i>	258
LXXI.	Pruebas de diagnóstico de los devanados	260
LXXII.	Factores de resistencia de aislamiento por temperatura a 20 °C	271

LXXIII.	Tensión de prueba para transformadores sumergidos en aceite de acuerdo con su nivel de aislamiento	276
LXXIV.	Tiempos establecidos por las normas ANSI C57.72 para la prueba de potencial inducido.....	281
LXXV.	Magnitud de las ondas de impulso normalizadas.....	293
LXXVI.	Tensiones recomendadas para la prueba de factor de potencia en transformadores de distribución y potencia llenos con aceite	298
LXXVII.	Tensiones de prueba recomendados para transformadores de distribución y potencia sumergidos en aceite, que se desean probar en la ausencia de este	299
LXXVIII.	PPM del estado del aislante del transformador.....	302
LXXIX.	Concentración de gases del transformador.....	303
LXXX.	Posibles fallas de acuerdo a los gases clave	303
LXXXI.	Gases principales y su concentración	304
LXXXII.	Códigos de las razones calculadas.....	305
LXXXIII.	Tabla de diagnostico	305
LXXXIV.	Código de las categorías del triángulo de Duval	306
LXXXV.	Condición del aislamiento a través de la cantidad de furan	309

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
PCB	Bifenilo poli clorato
LA, LB, LC	Línea viva
Lx	Lux
N	Neutro o neutral
PAT	Puesta a tierra
G	Tierra

GLOSARIO

Acometida	Instalación eléctrica que se construye desde las redes de distribución, hasta las instalaciones del usuario.
Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional (USAID)	Agencia cuyo objetivo es el de reforzar la política exterior estadounidense, cooperando con los países receptores en las áreas económica, agrícola, sanitaria, política y humanitaria.
Armónico	Es toda distorsión de voltaje y corriente, causada por cargas no lineales, la cual causa daños a la red eléctrica.
Bifenilo poriclorado	Aceite dieléctrico utilizado anteriormente en transformadores por sus características anti inflamables, retirados en su mayoría por su nivel toxico.
Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE)	Comisión encargada del cumplimiento de la ley general de electricidad y su reglamento, regulando a favor de la eficiencia, estabilidad y sostenibilidad del subsector eléctrico en Guatemala.

Diodo Emisor de Luz (led)	Son componentes eléctricos semiconductores (diodos) que son capaces de emitir luz al ser atravesados por una corriente pequeña.
Dirección General de Caminos	Fue creada por Acuerdo Gubernativo del 28 de mayo de 1920. es la Institución Gubernamental que planifica, diseña, ejecuta y supervisa las obras de construcción, mejoramiento, ampliación, reconstrucción y mantenimiento de las carreteras en la República de Guatemala.
Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima (EEGSA)	Es una empresa de distribución de energía fundada en 1894 que opera como subsidiaria de la empresa de servicios Grupo EPM desde 2010 con sede en Ciudad de Guatemala.
Flicker	Se identifica como un fenómeno visual que se presenta en luminarios que no poseen una regulación de voltaje adecuada, y que están alimentados por una fuente común que a su vez alimenta otros tipos de carga, que demandan potencia en forma variable y periódica.
Generador Distribuido Renovable (GDR)	Generación de electricidad por unidades que utilizan recursos renovables.
Línea viva	Conductor conectado a un sistema de tensión con respecto a neutro.

Lux	Unidad de medida del nivel de iluminación, del sistema internacional.
Ministerio de Comunicaciones, Transportes y Vivienda (MICIVI)	Institución encargada de planificar y desarrollar sistemas de comunicaciones, infraestructura y transporte del país.
Ministerio de Energía y Minas (MEM)	Es la institución rectora de los sectores energéticos y mineros, que fomenta el aprovechamiento adecuado de los recursos naturales del país.
Neutro o neutral	Punto de referencia eléctrica que sirve para las corrientes de retorno.
Normas Técnicas del Servicio de Distribución (NTSD)	Normas que establecen los derechos y obligaciones de los prestatarios y Usuarios del Servicio Eléctrico de Distribución, índices o indicadores de referencia para calificar la calidad con que se proveen los servicios de energía eléctrica, tanto en el punto de entrega como en el punto de utilización de tales servicios, tolerancias permisibles, métodos de control, Indemnizaciones, sanciones o multas.
Pad Mounted	Transformador trifásico autoportado.

Puesta a tierra

Es una instalación de cables de protección para mantener a salvo al personal, como a los equipos conectados a ella. Es uno o varios conductores unidos a una varilla, malla o malla con electrodos, estos últimos introducidos por debajo de la superficie terrestre.

Sistema trifásico

Sistema de producción, distribución y consumo de energía eléctrica formado por tres corrientes alternas monofásicas de igual frecuencia y amplitud, que presentan una diferencia de fases entre ellas 120 grados eléctricos. Cada una de ellas designadas con nombre de fase.

Tierra

Red de baja resistencia eléctrica, para conducir a través de ella, fallas de cualquier tipo, debido a elevaciones de corriente.

RESUMEN

El siguiente informe está enfocado en la reducción del consumo energético de las instituciones nacionales, procurando lograr un ahorro aproximadamente del 30 % sobre sus consumos tanto eléctricos como térmicos y dar un aporte importante al medio ambiente en la reducción de CO₂ y emisiones de efecto invernadero.

La auditoría energética es el instrumento con el cual se hará el análisis de las debilidades y fortalezas de la entidad estatal en estudio, esta tiene como fin la eficiencia de los recursos en uso y crear la conciencia en el ahorro energético y la implementación de planes y responsabilidades en la mejora continua.

Verificación de la existencia del mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo, y si cuentan con la planificación adecuada. Esto con el fin de tener presente toda la información recabada acerca de la DGC.

El obtener históricos del consumo eléctrico dará noción de cuanta energía es requerida mensual y anualmente por parte de la DGC para suplir sus necesidades eléctricas. Y crear el panorama futuro para determinar el consumo para el 2032, y que la institución se desarrolle las políticas de mejora o ampliación de acuerdo a sus necesidades.

La medición eléctrica es el medio con el que se adquieren parámetros importantes, estos proyectaran hacia donde tiende el consumo de potencia en el tiempo, implementando la política energética existente, también realizando

análisis que determinaran si el sistema está en óptimas condiciones o qué tipo de fallas presenta.

Adicional el costo técnico-económico de la implementación de energías renovables a la institución y la implementación de acciones de mejora.

OBJETIVOS

General

Determinar a través de la auditoría energética las debilidades y fortalezas de la institución con respecto al funcionamiento de su sistema eléctrico.

Específicos

1. Adquirir toda información referente a la energía de la institución.
2. Determinar consumos eléctricos generales.
3. Comparar los parámetros adquiridos de la institución con respecto al cumplimiento de las normas que rigen al subsector eléctrico.
4. Proponer el uso de energía renovable como parte del ahorro de la institución en el consumo.

INTRODUCCIÓN

Como parte de la política energética 2013 - 2027 impulsada por el Ministerio de Energía y Minas (MEM), se busca que las instituciones gubernamentales reduzcan su consumo energético en un 30 %, esto reduciría la cantidad de CO₂ producido por cada una, aportando un apoyo para la sostenibilidad del medio ambiente.

Esta se ha llevado a cabo bajo la supervisión de la Universidad de San Carlos de Guatemala (USAC) y con el apoyo de la Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional (USAID).

La auditoría energética es el informe técnico con el que cada punto de estudio denotará sus condiciones actuales, inicialmente se hace una supervisión general del lugar, tal como, el conocimiento del mismo y la adquisición de datos, como la cantidad de personal que labora, historial de consumo energético, eficiencia lumínica, así como el estado de la misma, entre otros.

El MEM en conjunto con la USAID, proporcionan el equipo para realizar todas las mediciones necesarias para obtener parámetros eléctricos para el desarrollo de la auditoría.

Los valores ya recopilados son necesarios para proyectar y hacer comparativas con normas nacionales e internacionales, para determinar si los parámetros adquiridos cumplen o no con la normativa establecida.

Como parte de la misma auditoría se hacen conclusiones del caso y las recomendaciones respectivas como parte del análisis del mismo estudio.

En el aporte energético renovable, se hace una propuesta de uso de paneles fotovoltaicos como parte del ahorro energético, aprovechando las horas de luz, generando así un descenso significativo al consumo eléctrico de la Dirección General de Caminos.

Y como cierre la presentación del siguiente informe técnico, que aportará grandemente en la planificación del futuro ahorro en el lugar del mismo.

1. ANTECEDENTES

Esta fase es de suma importancia debido a que se conoce el lugar, desde cuando fue construido, variaciones del mismo, recopilación de datos variados para establecer el entorno, autoridades inmediatas, entre otros.

1.1. Antecedentes de la Dirección General de Caminos

Los antecedentes son todos aquellos aspectos cronológicos y de tipo laboral que definen a la institución auditada.

1.1.1. Reseña histórica

La Dirección General de Caminos fue creada por Acuerdo Gubernativo del 28 de mayo de 1920, durante el gobierno del Licenciado Carlos Herrera, como producto de la necesidad existente de contar con un ente gubernamental encargado de normar la construcción y el mantenimiento de las carreteras. Durante el gobierno del General Lázaro Chacón, fue suprimida la Dirección General de Caminos según Acuerdo Gubernativo del 8 de noviembre de 1930, ordenando la realización de las obras viales a través de contratos, emitiéndose simultáneamente otro decreto que creaba la Comisión Nacional de Caminos.

El 19 de febrero de 1931, durante el gobierno central del General Jorge Ubico, se cancela la Comisión Nacional de Caminos y se restituye la Dirección General de Caminos, reorganizándola para el cumplimiento de los fines objeto de su creación.

En la actualidad el funcionamiento de la Dirección General de Caminos, se encuentra normado según lo dispuesto en Acuerdo Ministerial de fecha 4 de octubre de 1971, donde se establece el Reglamento Interno de la Institución, el cual ha sufrido modificaciones de carácter estructural organizativo por medio de los Acuerdos Ministeriales Número 634-96 del 5 de junio de 1996 y Número 7 074 de fecha 27 de diciembre de 1996.

El edificio se encuentra desde la presidencia de Jorge Ubico, terminando su construcción en el año de 1941.¹

¹ Dirección General de Caminos. *Historia*. <https://www.caminos.gob.gt/quienes-somos.html#historia>.

1.1.2. Misión

La Dirección General de Caminos es la Institución Gubernamental que planifica, diseña, ejecuta y supervisa las obras de construcción, mejoramiento, ampliación, reconstrucción y mantenimiento de las carreteras en la República de Guatemala, contribuyendo al desarrollo Nacional y al bienestar económico y social de la población guatemalteca. Para conservar y optimizar la calidad de sus servicios "CAMINOS" mantiene un mejoramiento constante, que le permite responder a las demandas de los usuarios de las carreteras y de la población en general, constituyéndose como la Institución líder en productividad, sirviendo de modelo nacional e internacional. Los "CAMINEROS" estamos orgullosos de contribuir al desarrollo de Guatemala y de la alta capacidad de ejecución de nuestra Institución, utilizando siempre la tecnología apropiada a las necesidades, mostrando en todo momento una actitud positiva de trabajo que ha llevado al éxito a nuestro "CAMINOS".²

1.1.3. Visión

“Construcción de la infraestructura básica que apoye a la producción y la integración de las comunidades más apartadas del país. Fortalecidos por el mejoramiento de las vías de comunicación y la participación ciudadana como instrumento para lograr un desarrollo sostenible, así como la preservación del medio ambiente.”³

1.1.4. Estructura organizacional

Las funciones de la Dirección General de Caminos, están dadas de acuerdo a la siguiente estructura orgánica interna, la cual ejecuta sus tareas de acuerdo al desarrollo de cada una de las mismas. Esta entidad del Ministerio de Comunicaciones, Infraestructura y Vivienda MICIVI.

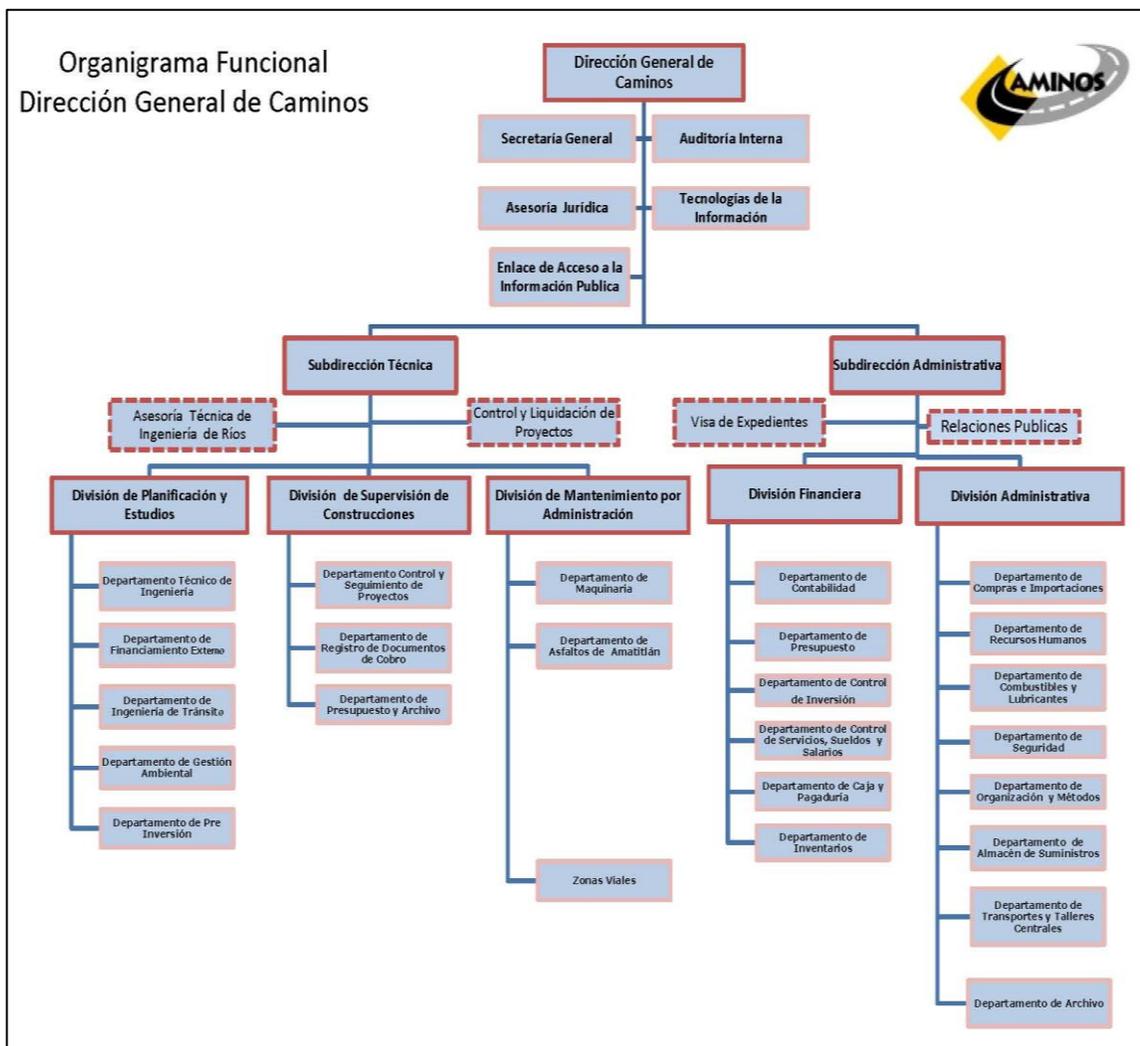
² Dirección General de Caminos. *Misión y visión*. <https://www.caminos.gob.gt/quienes-somos.html#Mision>.

³ *Ibíd.*

1.1.4.1. Organigrama de la Dirección de Caminos

A continuación, se muestra el organigrama del funcionamiento de la institución:

Figura 1. Estructura organizacional DGC, MICIVI



Fuente: Dirección General de Caminos. *Organigrama*. <https://www.caminos.gob.gt/quienes-somos.html#Organigrama>. Consulta: 25 de mayo de 2019.

1.1.4.2. Ubicación

El domicilio de la dependencia planta central es la 7a avenida, finca Nacional La Aurora, Salón núm. 7, zona 13.

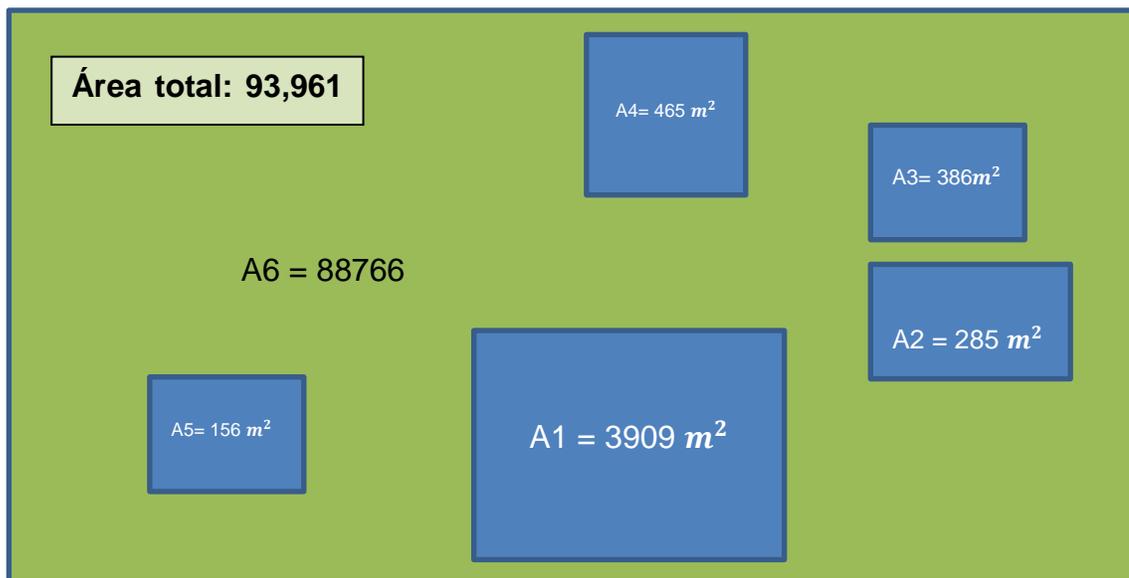
La ubicación geográfica es: latitud: 14°35'32,37"N. longitud: 90°31'55,45"O.

Figura 2. **Planta de la DGC vista desde Google Earth 2018**



Fuente: elaboración propia, empleando Google Earth 2018.

Figura 3. **Área total de la Dirección General de Caminos (imagen representativa)**



Fuente: elaboración propia.

1.2. Servicios prestados por la Dirección General de Caminos

- Realizar, mantener, actualizar y ejecutar planes regionales de construcción, rehabilitación, mejoramiento y mantenimiento de carreteras y obras conexas de acuerdo a los programas correspondientes y políticas establecidas por el Ministerio del Ramo.
- Evaluar las necesidades nacionales de la infraestructura de transporte por carretera coordinadamente con las demás dependencias del Estado que tengan relación con el sector transporte, aplicando criterios económicos y técnicos que le permitan establecer prioridades dentro de sus programas de ejecución.

- Mantener las carreteras en óptimas condiciones de transitabilidad en toda época del año y proporcionar el mantenimiento adecuado a los puentes de la red vial del país que estén bajo su responsabilidad.
- Estudiar, analizar y evaluar las solicitudes de proyectos de construcción, rehabilitación y mejoramiento de caminos, puentes y obras conexas para considerar la posibilidad de su inclusión en programas de inversión social.
- Ejecutar las obras de infraestructura vial de interés colectivo, de acuerdo con los planes que promuevan el desarrollo y el aprovechamiento racional de los recursos del país, para el bienestar de la población.
- Ejecutar en forma inmediata las actividades tendientes a subsanar los problemas viales, ocasionados por emergencias y catástrofes nacionales.
- Por delegación del Ministerio del Ramo, suscribir contratos de supervisión, construcción, rehabilitación y mejoramiento de obras de infraestructura vial, así como servicios, verificando que el contenido de los mismos favorezca al Estado y que dichos instrumentos contractuales cumplan con los requerimientos que para el efecto establecen las leyes.
- Realizar y aprobar cuando corresponda estudios de factibilidad técnicos, económicos, ambientales y de ingeniería de detalle, de los proyectos desarrollados por la Dirección General de Caminos, en especial, los que serán presentados a organismos financieros internacionales para el otorgamiento del financiamiento respectivo.

- Formular el presupuesto de la Institución, velando porque la ejecución del mismo se realice de conformidad con las normas presupuestarias y la legislación vigente en materia fiscal.
- Ejecutar el control de pesos y dimensiones de vehículos automotores.

2. EVALUACIÓN

En esta fase se analiza la información recopilada e iniciar la tabulación de datos para realizar los respectivos cálculos y determinar valores eléctricos, por lo consiguiente hacer las comparativas respectivas con las normas respectivas.

2.1. Evaluación histórica de consumos energéticos

La evaluación histórica proporciona un panorama del consumo a través de los años de como la institución ha demandado la energía de acuerdo con el desarrollo de sus actividades y como ha variado en el tiempo.

2.1.1. Consumo eléctrico

La institución tiene una acometida principal el cual es alimentado por una red de media tensión hacia un transformador Padmounted (autosoportado), que tiene las siguientes características:

Transformador trifásico enfriado con aceite sin PCB (askarel), manufacturado en los Estados Unidos en diciembre de 1999.

Tabla I. **Datos de placa de transformador**

Marca	General Electric	Impedancia	4,34 %
Núm. serie	Q 552992-T2P	Conexión	Delta estrella
Ubicación	Lado izquierdo DGC	Voltaje secundario	208/120 V
Capacidad	300 KVA	Voltaje primario	13 200 V
		Tap de operación	#3

Fuente: Departamento de Mantenimiento del Edificio DGC.

Figura 4. **Transformador Pad Mounted**



Fuente: elaboración propia.

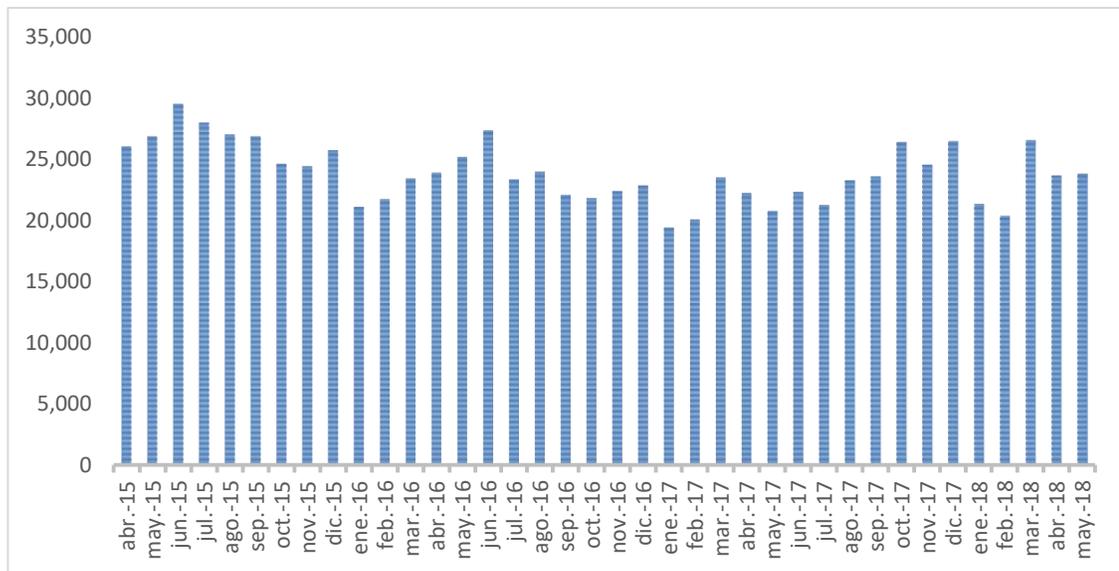
La medición del consumo dentro de la planta central es una tarifa de tipo: Baja tensión con demanda fuera de punta es una tarifa determinada por la CNEE de acuerdo con el usuario.

Tabla II. **Datos de servicio de energía eléctrica**

Medidor (contador)	J-38664
Tarifa	BTDFP
Voltaje	120-208 V
Fases	Trifásico

Fuente: elaboración propia.

Figura 5. **Consumo energético edificio central 2015-2018**



Fuente: elaboración propia.

El servicio encargado del suministro eléctrico de la DGC, ha registrado un consumo mensual promedio durante el año 2018 de 23 653 kWh, lo que corresponde a un promedio mensual de Q 17 705,28 únicamente por concepto de energía consumida.

Tabla III. **Consumo energético de acometida eléctrica DGC**

2018	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO
Costo Kwh	Q0,697206	Q0,717585	Q0,717585	Q0,717585	Q0,748532	Q0,748532
Consumo Kwh	21360	20400	26560	23680	23840	26080
Costo Energia	Q14 892,32	Q14 638,73	Q19 059,06	Q16 992,41	Q17 845,00	Q19 521,71
Incumplimiento NTSD	Q0,00	Q0,00	Q0,00	Q0,00	Q0,00	Q0,00
Potencia Max. Kw	91,2	84	97,6	100	108,8	109,6
Potencia Contratada Kw	157,6	157,6	157,6	157,6	157,6	157,6
Costo Potencia Máxima	Q22,801444	Q22,814424	Q22,814424	Q22,814424	Q22,656521	Q22,656521
Costo Potencia Contratada	Q29,014991	Q29,406222	Q29,406222	Q29,406222	Q29,406222	Q29,406222
Costo por potencia	Q6 652,25	Q6 550,83	Q6 861,11	Q6 915,86	Q7 099,45	Q7 117,58
Cargos Fijos	Q2 831,58	Q2 785,97	Q3 400,94	Q3 139,40	Q3 274,10	Q3 494,43
Total Factura (con IVA)	Q27 226,73	Q26 788,14	Q32 701,39	Q30 186,53	Q31 481,75	Q33 600,30

Fuente: elaboración propia.

Adicional se prevé un crecimiento por concepto de consumo energético bastante estable, alrededor de 404 kWh para el año 2032.

2.1.2. Consumo térmico

Debido a la existencia del equipo de servidores de cómputo, salón y salas de reunión y otros, se cuenta con aire acondicionado, el cual debe compensar el estado térmico del lugar a cubrir.

La siguiente tabla muestra los diferentes equipos de aire acondicionado con los que cuenta la DGC en sus instalaciones:

Tabla IV. Equipos de aire acondicionado DGC

EQUIPO AC	CANT.	UBICACION	TENSION (VOLTIOS)	CORRIENTE (AMPERIOS)	FRECUENCIA (HERTZ)	NUMERO DE FASES (Ø)	CAPACIDAD TOTAL DE REFRIGERACION (BTUHR)	POTENCIA TOTAL (KW)
COMFORTSTAR	1	DIRECCION GENERAL	220-230	7,5	60	1	18 000	5,27
LENNOX	1	SUB DIRECCION TECNICA	208-230	7,3	60	1	18 000	5,27
LENNOX	1	SALA DE REUNIONES SUB DIRECCION TECNICA	220-230	7,5	60	1	18 000	5,27
LENNOX	1	SUB DIRECCION ADMINISTRATIVA	220-230	7,5	60	1	18 000	5,27
INNOVAIR VEXJUS	1	DELEGACION CONTRALORIA GENERAL DE CUENTAS	220-230	8	60	1	13 000	3,81
COMFORTSTAR	1	JEFATURA AUDITORIA INTERNA	220-230	7,5	60	1	18 000	5,27
mitsubishi electric	1	COORDINACION ADMINISTRATIVA	220	10,7	60	1	14 276	4,18
INNOVAIR PREMIUM OASIS	4	DIVISION DE CONTRUCCIONES	220-230	5,7	60	1	17 088	5
COMFORTSTAR	1	COORDINACION DE LA INFORMACION	220-230	39,5	60	1	24 923	7,3
YORK	4	SALON DE USOS MULTIPLES	208-230	14,2	60	1	32 000	9,36
ICP	2	DEPARTAMENTO DE TECNICOS DE COMPUTO	208-230	9	60	1	36 000	10,54
YORK	2	SECRETARIA DE MANTENIMIENTO POR ADMINISTRACION	208-230	14,2	60	1	16 000	4,68
ICP	6	DIVISION DE MANTENIMIENTO POR ADMINISTRACION	208-230	9	60	1	108 000	31,62
YORK	4	SUPERVISION DE MANTENIMIENTO POR ADMINISTRACION	220	4,9	60	1	44 000	12,88
ICP	2	BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO	208-230	9	60	1	36 000	10,54
							431 267	126,26

Fuente: elaboración propia.

2.2. Identificación de consumos

En la identificación de consumos se puede denotar cuanta energía se consume por área cuadrada, adjunto el aprovechamiento energético que realiza el personal y sus buenas o malas prácticas. También la franja donde hay mayor consumo energético y el consumo proyectado.

2.2.1. Índice de prestación energética

Este índice presenta cuantos kWh se consumen aproximadamente por metro cuadrado, mostrando cuanto representa el consumo en el área del estudio o donde se encuentra delimitado el mismo.

$$I = \frac{\text{Kwh}}{A} = \frac{23\ 840}{5\ 195} = 4,59 \text{ kWh/m}^2$$

2.3. Identificación de hábitos de consumo

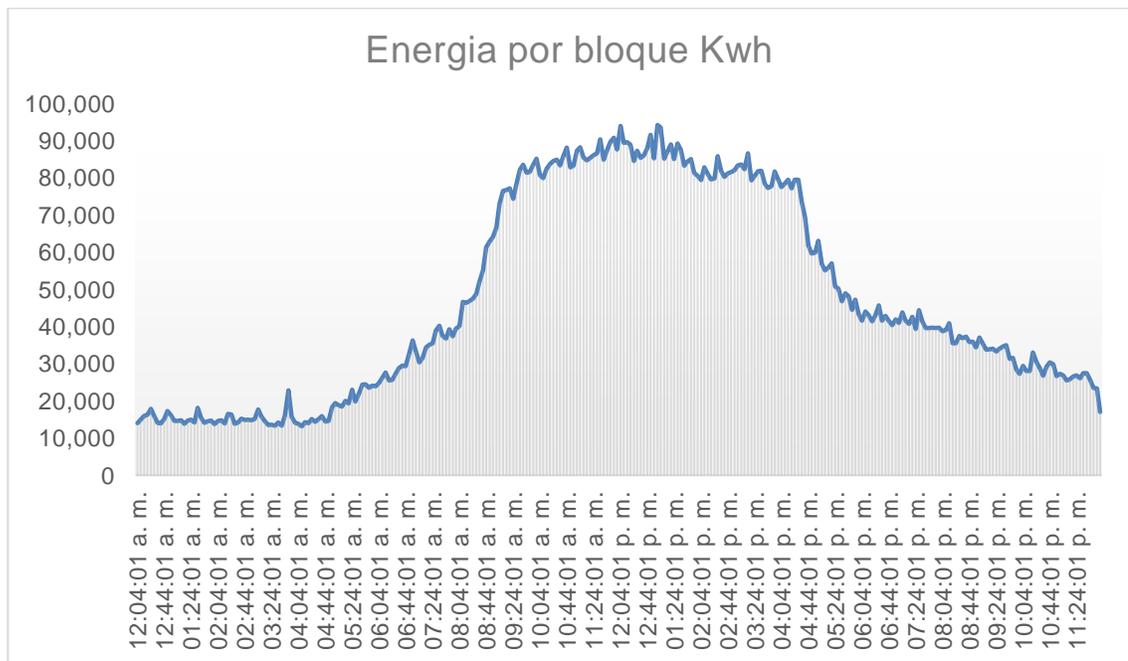
La identificación de los hábitos de consumo está relacionada a como el personal aprovecha o no los recursos eléctricos, tanto como el uso de dispositivos de fines laborales como computadoras, impresoras, servidores, etc. Como también la calidad del área de trabajo como en el aspecto visual debido al uso de luminarias, su eficiencia, como su tiempo de uso.

2.3.1. Identificación de franja horaria

La franja horaria de los consumos energéticos de la institución se ha adquirido a través de las mediciones realizadas utilizando el analizador de redes, que después de los datos obtenidos y el cálculo necesario para obtener

energía por bloques, muestra el rango de donde inicia el incremento de la energía y de qué manera va su decremento en un día completo de labores.

Figura 6. **Identificación del horario de consumo**



Fuente: elaboración propia.

La gráfica muestra la energía de funcionamiento constante en el cual se encuentra en uso debido a la iluminación y fuerza utilizada por el personal de seguridad, tanto privada como propia de la institución, en el desempeño de sus labores cotidianas.

En principio el crecimiento del consumo energético se debe al inicio de actividades del área de multirestaurantes, los cuales hacen desempeño laboral desde muy temprano (aproximadamente 6 a. m.), este servicio que presta la

institución es para el personal que se presenta con antelación al horario laboral y de otras instituciones aledañas.

El rango más alto comprende el horario nominal de trabajo, es decir el desarrollo de todas las actividades normales de la institución el cual se encuentra en un 100 % aproximadamente.

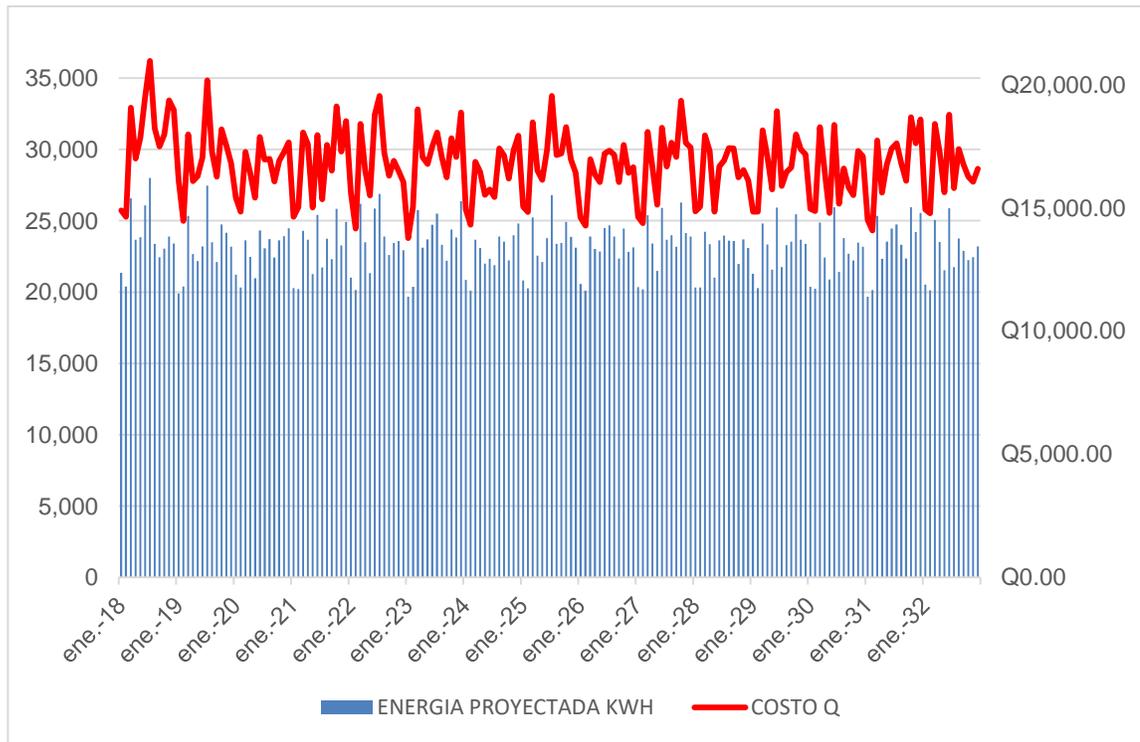
Después existe una caída bastante marcada que es cuando la mayoría del personal se retira de sus funciones y aún quedan un cierto porcentaje de los mismos, en el área de financiero, planificación y estudios, subdirección administrativa, debido a los daños viales existentes del país, tal como las reposiciones de carreteras en malas condiciones, emergencia del volcán y otros.

Luego regresa al consumo promedio de energía el cual siempre se debe al personal de seguridad.

2.4. Proyección del consumo energético

Esta se realiza a través de la información adquirida de la facturación mensual de la institución e incorporando posibles variaciones del costo energético durante los años futuros.

Figura 7. **Proyección de crecimiento por historial energético para el año 2032**



Fuente: elaboración propia.

3. METODOLOGÍA EN EL PLAN DE AUDITORÍAS ENERGÉTICAS

En esta parte denota el cómo se desarrolla el proceso de la auditoría basándose en la norma ISO-50002, el cual muestra cómo implementar auditoría energética con relación a la eficiencia energética.

3.1. Plan de auditoría

Este plan esta subdividido en las siguientes fases, las cuales determinaran los procesos a seguir para la adecuada recabación de datos, y las recomendaciones para las mejoras a implementar, que son las siguientes:

3.1.1. Fase preliminar

Esta fase contiene información de la institución:

- Antecedentes de la DGC: en esta fase se determinará cuando fue creada la DGC y aproximadamente cuantos años tiene el edificio de haber sido construido.
- Servicios prestados por la institución: esto es para enfocarse en qué tipo de equipos utiliza para brindar el su servicio al público.
- Normativas técnicas: estas determinaran el proceso de cómo hacer la auditoría y como estructurarla.

3.2. Línea base

La finalidad de esta fase es adquirir toda la información relacionada a consumos energéticos, de hidrocarburos, térmicos e hídricos.

- Todo lo relacionado a su uso, facturación, condiciones de las instalaciones.
- Platicas verbales con los técnicos y personal de acuerdo con el tipo de energía a investigar.
- Solicitar a los distintos departamentos, unidades o secciones de la DGC, los diferentes consumos o historiales de estos.
- Evaluación histórica de consumos energéticos.
- Identificación de consumos.
- Identificación de hábitos de consumo a través de la elaboración de una encuesta.

3.3. Plan de auditoría energética

Describe los procesos que se llevaran a cabo durante la auditoría energética.

- Elaboración del plan: este enmarca básicamente como se manejará la auditoría y como está estructurada.

3.4. Mediciones energéticas

La finalidad de esta fase es la realizar mediciones y cálculos para la adquisición de la información necesaria y poder evaluar la instalación eléctrica, la cisterna general, la gasolinera y el edificio de restaurantes de la DGA y

presentar un plan de acciones que le permitan el mejoramiento de la calidad de la potencia eléctrica, reducir pérdidas energéticas en la operación y optimizar su uso.

En esa fase se trabajará sobre las siguientes líneas de acción:

- Realizar un levantamiento de la instalación eléctrica interna actual, con el fin de obtener un diagrama unifilar del edificio en que se puedan identificar cargas, conductores, y protecciones.
- Realizar mediciones con el fin de obtener parámetros de calidad de energía eléctrica con el fin de evaluar la eficiencia actual de la red eléctrica de la DGA.
- Hacer mediciones de voltajes, corrientes, frecuencia, factor de potencia, armónicos y *flickers* con un analizador de redes.
- Hacer mediciones lumínicas con luxómetro para medir la cantidad de luz en los puestos de trabajo.
- Hacer mediciones con una cámara térmica en tableros principales.
- El presente trabajo es puramente descriptivo de tal forma que no incluye ningún trabajo técnico que haya que realizar físicamente para el mejoramiento de la instalación eléctrica y otros tipos de energía.

3.5. Análisis de resultados

En esta fase se aplican las comparativas entre los datos obtenidos y las normas aplicadas para determinar las opciones de mejora que se podrían aplicar para el mejor uso de las fuentes energéticas de la DGC.

- Determinar la calidad energética de la DGC, para determinar las mejoras de esta.
- Identificar los ramales con desbalance de cargas por medio de mediciones eléctricas.
- Determinar si la iluminación es adecuada para el personal.
- Determinar con la cámara termográfica si hay puntos calientes y plantear posibles soluciones.
- Determinar si el uso de los hidrocarburos se hace de manera eficiente en los vehículos de la institución.
- Determinar la utilización de los recursos hídricos es el adecuado.
- Definir si se usa de manera eficiente el recurso térmico en la cocción de alimentos.
- Comparar los resultados de las mediciones con valores establecidos en las normas específicas.

- Determinar las medidas correctivas más convenientes, incluyendo las relacionadas con el análisis de las facturas de los últimos doce meses.

3.6. Presentación de informe final

El objetivo es el de trasladar a las autoridades y personal de mantenimiento los conocimientos adquiridos durante la realización del ejercicio del proyecto de evaluación técnica de la red eléctrica de la Dirección General de Caminos Planta Central de la ciudad de Guatemala.

- Durante esta fase se informará a las autoridades de la DGC Planta Central sobre los estudios realizados, datos obtenidos y los resultados.
- Se explicará a los técnicos y personal de mantenimiento de la DGC la forma y uso de los equipos utilizados y las normas relacionadas a los mismos.
- Se propondrán políticas de mejoramiento y reducción del consumo energético, dejando siempre a criterio de las autoridades de la DGC su implementación.

4. JUSTIFICACIÓN

4.1. Justificación técnica

Una auditoría energética que muestre el estado actual de la instalación de la DGC Planta Central con normas que cumplan con lo requerido en la evaluación.

La colocación de un analizador de redes que dará datos que, necesitan una interpretación y mostrará si existen o no fenómenos eléctricos que pudieran estar perturbando el buen desempeño de la instalación eléctrica.

La presentación de propuestas para mejoras de la instalación eléctrica de la DGC Planta Central basado en datos obtenidos dando como resultado que la toma de decisiones adecuadas.

4.2. Justificación económica

La realización de la auditoría dará como resultado propuestas que de implementarse podrán generar ahorros que harán la red eléctrica más confiable y libre de posibles fallos pudiéndose emplear más recursos en el mejoramiento y ampliaciones requeridas, añadido el costo del estudio auspiciado por el Ministerio de Energía y Minas, USAID y el departamento de EPS de la facultad de ingeniería de la universidad de San Carlos tendría un costo mínimo si se compara con lo que cobraría una empresa que se dedique comercialmente al proyecto y siendo la calidad del producto tan competitivo como los demás.

4.3. Justificación social

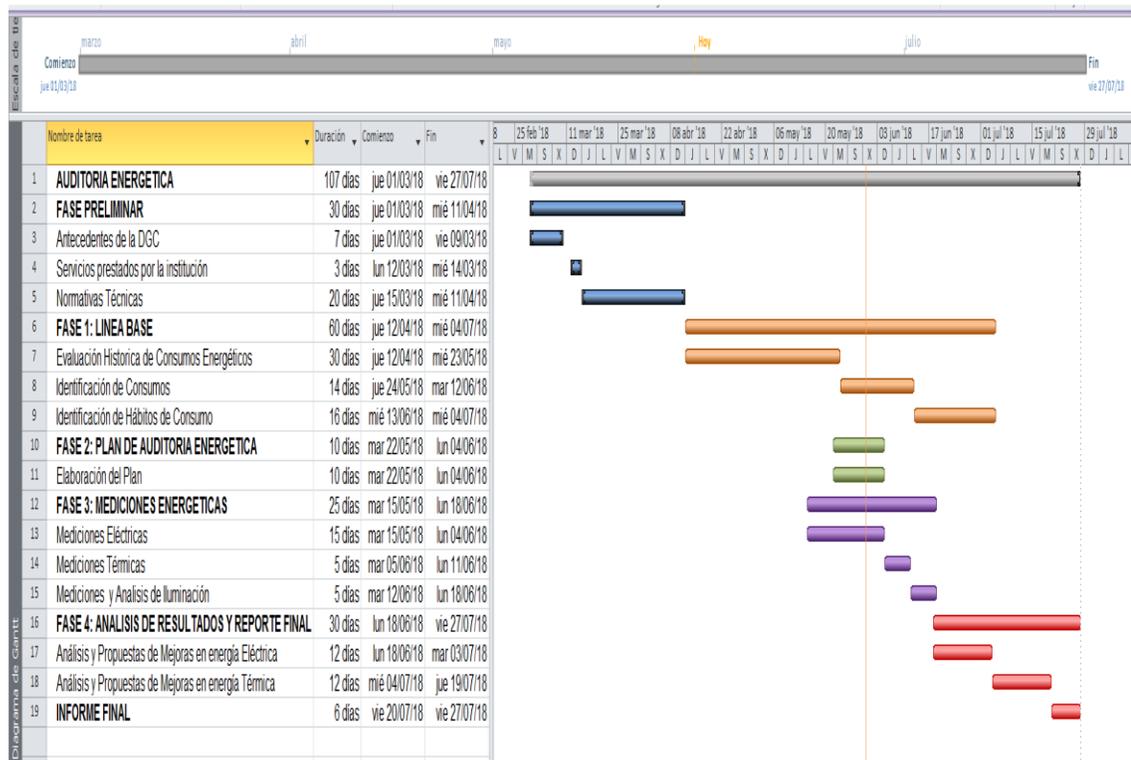
Actualmente, los recursos usados para el pago de facturación eléctrica han sido elevados y se busca reducir los mismos para el mejoramiento de las mismas instalaciones y brindar un servicio adecuado.

En la DGC el personal utiliza equipo de computación, impresión, red de internet, bombas eléctricas para extracción del agua, equipos de aire acondicionado, entre otros. el cual es usado para el desarrollo laboral cotidiano, los fenómenos que pueda presentar la red eléctrica que los alimenta podría afectar el buen funcionamiento de los equipos e incluso el daño irreparable de los mismos y esto incurra a gastos innecesarios.

4.4. Procesos de planificación de la auditoría energética

Planificación de la Auditoría Energética debe llevar el siguiente orden de procesos:

Figura 8. Cronograma de actividades de la auditoría energética



Fuente: elaboración propia.

5. MARCO TEÓRICO

El marco teórico es el conjunto de conceptos que se deben comprender antes de realizar cualquier auditoría energética. Define los aspectos que deben utilizarse en el momento de realización de cualquier proyecto de este tipo.

5.1. Auditoría energética

Es la realización de una inspección, estudio, medición y análisis del uso energético de un edificio, con el objeto de comprender la utilización de la energía del sistema eléctrico en estudio. Su fin es reducir la cantidad de energía de entrada sin afectar la salida. El objeto de la auditoría es dar prioridad a los usos energéticos de acuerdo del mayor al menor costo efectivo de oportunidades para el ahorro de energía.

5.2. Ahorro y eficiencia energética

Es el fin que se persigue en el momento de realizar y poner en marcha una auditoría energética en el lugar en estudio.

A continuación, se detalla los conceptos de ahorro y eficiencia energética.

5.2.1. Energía

Es la capacidad que tiene los cuerpos para producir trabajo, la energía no se crea ni se destruye simplemente se transforma.

La energía puede manifestarse de distintas formas:

- Energía gravitacional
- Energía cinética
- Energía eléctrica
- Energía magnética
- Energía química
- Energía

5.2.2. Ahorro energético

Como su nombre lo indica, es ahorrar energía por medio de un cambio en los hábitos de consumo, en este proceso se pueden utilizar desde métodos informativos al personal hasta la implementación de sistemas automatizados para lograr la meta que se requiere en la reducción del consumo energético y lograr el ahorro requerido.

5.2.3. Eficiencia energética

Es minimizar la cantidad de energía necesaria para satisfacer las necesidades básicas sin afectar su calidad, sin necesidad de cambiar los hábitos. La eficiencia energética se puede obtener con la sustitución de un consuma menos electricidad puede obtener con la sustitución de un equipo por otro con una nueva tecnología y la misma necesidad, pero que consuma menos electricidad.

Objetivos de la eficiencia energética:

- La eficiencia energética tiene 3 objetivos primordiales, los cuales son:
 - Ahorro energético: implica no solo la reducción del consumo de energía, sino también la reducción de emisiones de dióxido de carbono que producen un efecto negativo para el medio ambiente.
 - Mejora de la productividad: es optimizar el rendimiento de los equipos y de los procesos, facilitando el mantenimiento de los equipos.
 - Disponibilidad y fiabilidad: esto debe garantizar la continuidad del suministro, maximizar el tiempo operativo y alcanzar la calidad requerida.

5.2.4. Tipos de medidas de ahorro y eficiencia energética

Las medidas para lograr el ahorro y la eficiencia energética son:

- Medidas de carácter tecnológico
- Medidas para un consumo responsable
- Medidas instrumentales

5.3. Normas técnicas

Una norma técnica es un documento aprobado por un organismo reconocido que establece especificaciones técnicas basadas en los resultados

de la experiencia y del desarrollo tecnológico, que hay que cumplir en determinados productos, procesos o servicios.

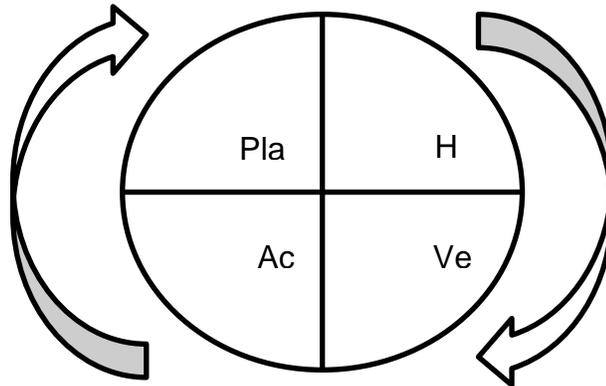
5.3.1. Norma ISO 50001 eficiencia energética

Creada el 15 de junio de 2011 por la Organización Internacional de Estandarización (ISO). Su fin es determinar una estructuración de sistemas y procesos que mejoren el uso energético, el aprovechamiento y su utilización.

Estas normas son de importancia internacional, y están creadas por organizaciones técnicas seleccionadas por ISO.

La norma ISO 50001 está basada en los sistemas de gestión energéticos, que accede a cualquier institución determinar una estructuración ya probada para alcanzar la mejora continua en sus procedimientos y procesos. Establece los requerimientos para establecer, implementar, mantener y mejorar un Sistema de Gestión Energética, con el fin de que la organización cuente con un sistema con alcance de una mejora continua en su utilización energética, que incluye su eficiencia, su uso y el consumo de la misma. Esta norma facilita a las instituciones u organizaciones sin importar su tipo de actividad o tamaño, utilizarla como una aplicación que permite la reducción del consumo energético, los costos económicos asociados y la emisión de gases de efecto invernadero. Está diseñado para acoplar más sistemas de gestión (medioambiente, seguridad y salud laboral, calidad, entre otros), que podrían estar presentes en la institución u organización. Se basa en un ciclo de mejoramiento constante el cual es: planificar, hacer, verificar y actuar.

Figura 9. **Ciclo de mejoramiento constante**



Fuente: elaboración propia.

- El planificar: se centra en comprender el uso energético de la institución para definir los controles y fines necesarios que permitan la mejora del desempeño energético.
- El hacer: busca realizar ordenamientos y métodos regulares, con el objetivo de inspeccionar y optimizar el desempeño energético.
- El verificar: consiste en llevar un control constante y evaluar procesos y productos en base a las políticas, objetivos y características claves de las operaciones, así como reportar resultados.
- El actuar: consiste en las acciones de la mejora continua en el desempeño energético en base a los resultados.

De acuerdo con la norma ISO 50001 se tienen como base dos puntos esenciales que son los requerimientos estructurales y los medulares.

La estructura básica de esta norma se basa en los siguientes requisitos:

- Requisitos generales
 - Responsabilidad de la Gerencia
 - Alta Gerencia
 - Representante de la Gerencia
 - Política Energética

- Planificar
 - Planificación energética
 - Generalidades
 - Requisitos legales y otros requisitos
 - Revisión energética
 - Línea base energética
 - Indicadores de desempeño energético
 - Objetivos energéticos, metas energéticas y planes de acción de gestión de la energía.

- Hacer
 - Implementación y operación
 - Generalidades
 - Competencia, formación y toma de conciencia
 - Comunicación
 - Documentación
 - Control operacional
 - Diseño

- Adquisición de servicios de energía, productos, equipos y energía
- Verificar
 - Verificación
 - Seguimiento, medición y análisis
 - Evaluación de cumplimiento con los requisitos legales y otros requisitos.
 - Auditoría interna del SGE.
 - No conformidades, corrección, acción correctiva y preventiva.
 - Control de registros.
- Actuar
 - Revisión por la gerencia
 - Generalidades
 - Información de entrada para la revisión por la gerencia
 - Resultados de la revisión por la gerencia

5.3.2. Norma ISO 50002 auditoría energética

La ISO 50002: 2014 está diseñada para implementar la estructura de la realización de una auditoría energética con la relación específica a la eficiencia energética. Se puede aplicar a todo tipo institución y todo tipo de uso de la energía.

Determina los principios de la realización de auditorías energéticas, los requisitos para los procesos comunes durante las auditorías energéticas, y los resultados de las auditorías energéticas. No cubre la auditoría del sistema de

gestión de energía de una institución, esto se encuentra contenido en la norma ISO 50003.

El propósito de esta Norma es precisar el conjunto mínimo de requisitos que conlleven a la identificación de oportunidades para la mejora de la eficiencia energética.

Una auditoría de este tipo comprende un análisis detallado de la eficiencia energética de una institución, equipo, sistema o proceso. Sus bases se encuentran en la medición adecuada y la verificación del uso de la energía, la eficiencia energética y su consumo. Se planifican y llevan a cabo como parte de la identificación y priorización de las oportunidades para mejorar la eficiencia energética, reducir el desperdicio energético y obtener beneficios ambientales relacionados auditorías energéticas. Productos de la auditoría incluyen información sobre el uso y el rendimiento actual y proporcionan recomendaciones clasificadas de mejora en términos de eficiencia energética y los beneficios financieros.

Una auditoría energética puede apoyar una revisión de la energía y puede facilitar el seguimiento, la medición y el análisis como se encuentra contenida en la norma ISO 50001, o puede trabajarse de manera independiente.

Esta Norma también permite diferencias en el enfoque y en términos de alcance, la cobertura y la auditoría objetiva y trata de armonizar los aspectos comunes de las auditorías energéticas con el fin de mejorar la claridad y la transparencia.

5.3.3. Norma NEC 2017 (*National Electrical Code*) / IEC-60364

Son las normas para la instalación segura de alumbrado y equipos eléctricos. Estas son utilizadas de la siguiente manera:

- **Salvaguardia.** El objetivo de este código es la salvaguardia de las personas y de los bienes contra los riesgos que pueden surgir por el uso de la electricidad.
- **Provisión y suficiencia.** Este código contiene disposiciones que se consideran necesarias para la seguridad. El cumplimiento de las mismas y el mantenimiento adecuado darán lugar a una instalación prácticamente libre de riesgos, pero no necesariamente eficiente, conveniente o adecuada para el buen servicio o para ampliaciones futuras en el uso de la electricidad.

Nota. Dentro de los riesgos, se pueden resaltar los causados por sobrecarga en instalaciones eléctricas, debido a que no se utilizan de acuerdo con las disposiciones de este código. Esto sucede porque la instalación inicial no prevé los posibles aumentos del consumo de electricidad. Una instalación inicial adecuada y una previsión razonable de cambios en el sistema, permitirá futuros aumentos del consumo eléctrico.

- **Intención.** Este código no tiene la intención de marcar especificaciones de diseño ni de ser un manual de instrucciones para personal no calificado.

- Relación con otras normas internacionales. Los requisitos de este código abordan los principios fundamentales de protección para la seguridad, los cuales se encuentran en la sección 131 de la norma 60364-1, Instalaciones Eléctricas de Edificios (*Electrical Instalation of Buildings*), de la Comisión Electrotécnica Internacional (*International Electrotechnical Comisión*).

Nota: la norma IEC 60364-1, Sección 131 contiene los principios fundamentales de protección para la seguridad que comprende la protección contra el choque eléctrico, protección contra efectos térmicos, protección contra sobrecorriente, protección contra corrientes de falla y protección contra sobretensión. Todos estos riesgos potenciales son tratados por los requisitos de este Código.

5.3.4. Normas De Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE)

La comisión es el encargado de revisar y emitir propuestas de normativas técnicas para el subsector eléctrico, las siguientes normas son las principales para el análisis de la auditoría energética realizada en este documento:

5.3.5. Normas Técnicas del Servicio de Distribución (NTSD)

Establece los derechos y obligaciones de los prestatarios y usuarios del servicio de distribución, así como los índices e indicadores de referencia para calificar la calidad del servicio de distribución.

5.3.6. Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones (NTCSTS)

Establece los índices de referencia para calificar la calidad del servicio de transporte de energía eléctrica en el punto de entrega.

5.4. Mediciones energéticas y calidad de la energía eléctrica

Las mediciones energéticas determinan todos los consumos realizados por la institución dentro del horario laboral (lunes a viernes de 9 a. m. a 5 p. m.) y en algunas ocasiones en horarios extendidos los cuales comprenden desde (5 p. m. a 11 p. m.), y también en horarios especiales debido a emergencias nacionales (sábados). Todas estas mediciones son realizadas con los diferentes equipos proporcionados por el Ministerio de Energía y Minas (MEM).

Las mediciones se harán por medio del analizador de redes Fluke 435 serie II. Este es un instrumento de medida programable que mide, calcula y registra en memoria los principales parámetros eléctricos en redes industriales monofásicas, trifásicas equilibradas o trifásicas desequilibradas con neutro. Es un dispositivo portátil que realiza mediciones en valor eficaz (RMS). Agregado a ello este determina los valores de la calidad de la energía eléctrica, con los cuales se hará la comparativa con normas nacionales e internacionales para determinar si se encuentra en los parámetros establecidos.

Figura 10. **Analizador de redes**



Fuente: elaboración propia.

5.5. Mediciones eléctricas

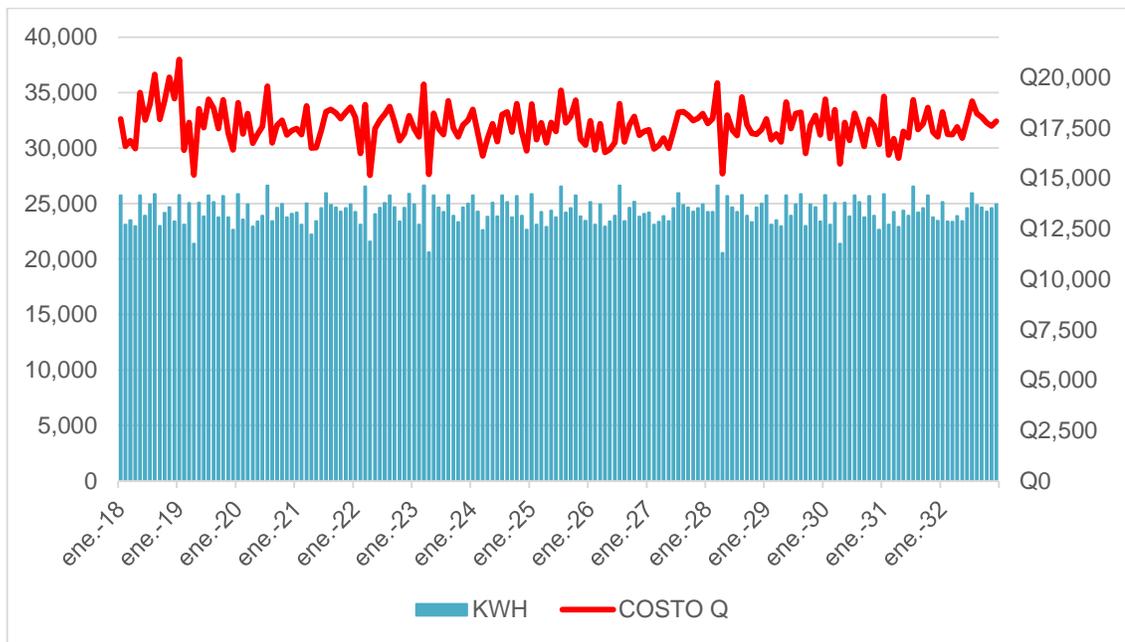
Las mediciones eléctricas son todas aquellas recopilaciones de datos adquiridos por dispositivos diseñados para adquirir las magnitudes de los valores de parámetros eléctricos que se quieren ser estudiados.

5.5.1. Medición y análisis de consumos

Las mediciones eléctricas realizadas en la DGC se toman como referencia para saber el estado actual de las instalaciones, al igual que el histórico de consumo de potencia en las facturas de EEGSA y realizar el análisis de

consumos de la parte medida con la facturada y comparar ambos para pronosticar cual será la tendencia de potencia hasta el año 2032.

Figura 11. Mediciones proyectadas hasta el año 2032



Fuente: elaboración propia.

El crecimiento que se prevé es una variación de 404 kWh para el año 2032.

Agregado a ello el factor de potencia de la institución se encuentra en rango establecido en la norma NTSD, y no existe sanción por incumplimiento a la normativa.

5.5.2. Medición y análisis de corrientes

La corriente eléctrica es el flujo de carga (electrones) que recorre un material conductor durante un periodo de tiempo determinado. Es también llamada Intensidad Eléctrica. Se expresa en Coulomb por segundo (C/s), en el sistema internacional y su unidad se conoce como Amperio.

Su cálculo a través de la ley de ohm es:

$$I = \frac{V}{R}$$

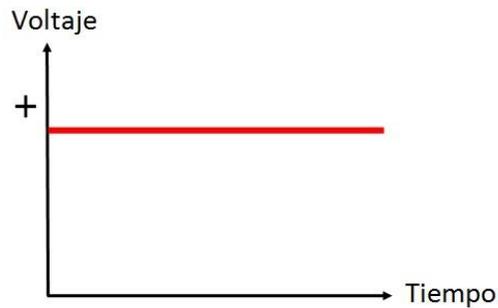
Donde:

- I = intensidad o corriente con su dimensional que son los amperios
- V = tensión o voltaje con su dimensional que son los voltios
- R = resistencia con su dimensional en ohms

Existen distintos tipos de corriente las cuales son las siguientes:

- Corriente Continua (CC): este tipo de corriente consiste en el flujo de cargas eléctricas que no cambia el sentido con respecto del tiempo, su potencial eléctrico no cambia. Siempre circula en el mismo sentido.

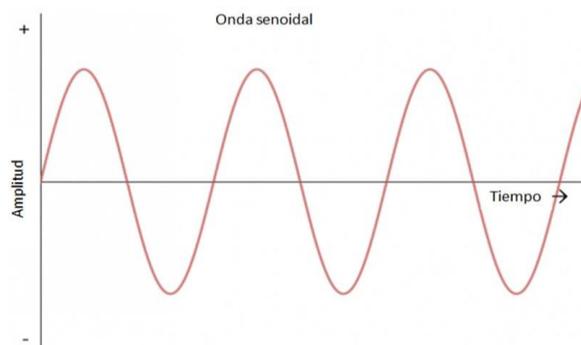
Figura 12. **Gráfica de corriente continua**



Fuente: Libro visual. *Diferencia entre corriente alterna y corriente continua.*
<https://www.librovisual.com/que-diferencia-hay-entre-corriente-alterna-y-corriente-continua/>.
Consulta: 19 de mayo de 2019.

- Corriente alterna (CA): este tipo de corriente eléctrica su sentido y dirección si cambia constantemente en el tiempo. Matemáticamente se describe como ondas senoidales.

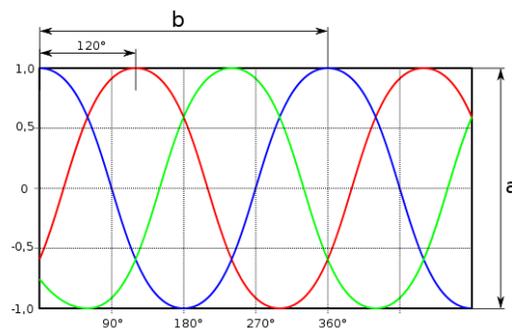
Figura 13. **Gráfica de la corriente alterna alterna**



Fuente: Libro visual. *Diferencia entre corriente alterna y corriente continua.*
<https://www.librovisual.com/que-diferencia-hay-entre-corriente-alterna-y-corriente-continua/>.
Consulta: 19 de mayo de 2019.

- Corriente trifásica: este tipo de corriente es la electricidad comúnmente generada en hidroeléctricas, termoeléctricas, entre otros. Consisten en tres ondas sinusoidales de idéntica amplitud y frecuencia, con una diferencia entre ellas de 120° y llamadas cada una de ellas fases.

Figura 14. **Gráfica de la corriente alterna trifásica**



Fuente: Google sites. *Corriente trifásica*. <https://sites.google.com/site/642corrientetrefasica/>.

Consulta: 22 de septiembre de 2019.

La corriente alterna en el dominio del tiempo viene dada por la siguiente fórmula:

$$i(t) = Im \text{ sen}(\omega t + \varphi)$$

Donde:

- $i(t)$ = corriente en función del tiempo
- Im = corriente máxima
- ω = a la frecuencia en radianes = $2\pi * f$
- φ = ángulo de desfase

Para convertir la fórmula del dominio del tiempo en un fasor se utiliza el siguiente procedimiento:

Fórmula fasorial:

$$I = I_{rms} \angle \varphi$$

Convertir:

$$I_m * (0,707) = I \text{ y } \varphi = \text{al valor del ángulo}$$

Ejemplo:

$$170 \text{ sen}(\omega t + 72^\circ)$$

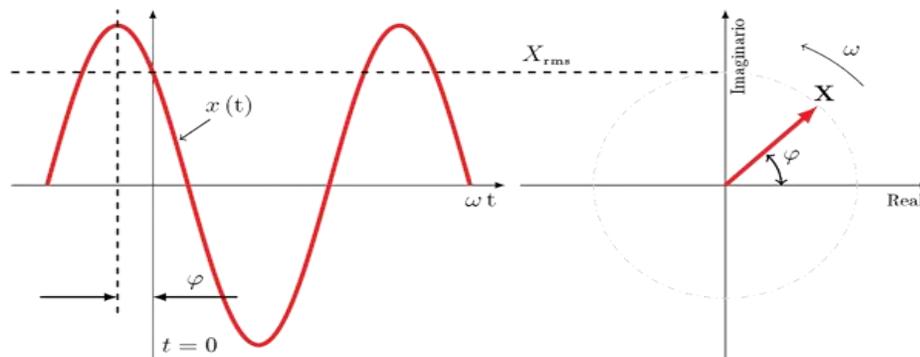
Aplicando conversión:

$$I = 170 * 0,707 = 120,19$$

$$\varphi = 72^\circ$$

$$I = 120,19 \angle 72^\circ \text{ amperios}$$

Figura 15. **Gráfica fasorial de una onda sinusoidal**



Fuente: Editores. *Unidades de medición fasorial*. https://www.editores-srl.com.ar/revistas/ie/329/medicion_fasorial. Consulta: 22 de septiembre de 2019.

- Corriente monofásica: se obtiene tomando una fase de la corriente trifásica y el cable neutro, esto es común en viviendas, comercios, y se utiliza para la distribución en baja tensión (120/240 Volts).

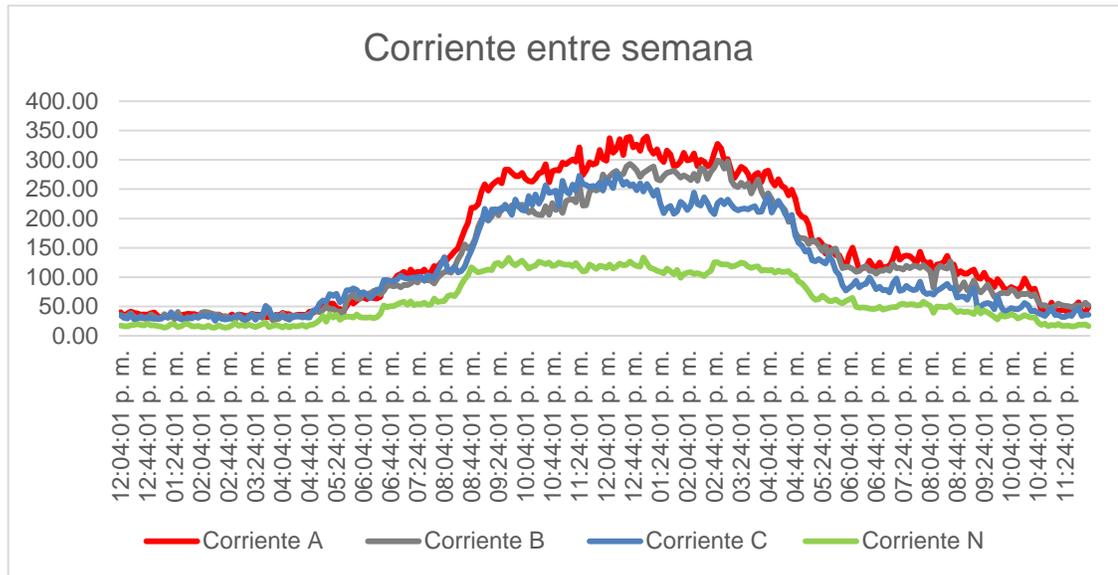
Como una de las partes más elementales del análisis realizado a la DGC se tomaron mediciones de la corriente del sistema eléctrico de esta institución y dio los siguientes valores mostrados en la tabla de abajo, esta medición se realizó durante 24 horas con el analizador de redes. Este demuestra el comportamiento de la corriente de acuerdo a las necesidades requeridas de la institución.

Tabla V. **Valores de las corrientes de fase y neutro promedio**

Corriente promedio (en amperios)				
Día de medición	Fase a	Fase b	Fase c	Neutral
Lunes	52,79	45,79	51,48	24,90
Martes	151,46	131,99	120,34	63,64
Miércoles	155,23	125,27	124,68	68,10
Jueves	166,76	125,25	126,51	76,32
Viernes	163,91	132,83	133,90	71,08
Sábado	52,54	53,05	54,04	25,17
Domingo	31,83	33,01	38,8	16,58

Fuente: elaboración propia.

Figura 16. Gráfica de corriente de la DGC



Fuente: elaboración propia.

5.5.2.1. Tipos de fallas en corriente y sus soluciones

Falla es cualquier evento que interfiere con el flujo normal de corriente, colocando al sistema eléctrico en un punto de operación fuera de lo normal.

Los tipos posibles que se pueden generar en los distintos de construcciones tales como casas, edificios, etc. Estas se dividen en dos tipos las cuales son:

5.5.2.2. Fallas por aislamiento

- Cortocircuito ocasionado entre un conductor y tierra
- Cortocircuito provocado entre conductores

- Cortocircuito provocado en material conductor como el hierro u otra pieza metálica.
- Por deterioro del aislamiento debido a sobrecorrientes.
- Por ruptura del conductor.
- Por descargas electroatmosféricas.

5.5.2.3. Falla por conducción

- Debido a circuito abierto total o parcial en una de las fases

5.5.2.4. Tipos de fallas y su solución

- Fallas por perturbaciones esperadas: causadas naturalmente como las descargas atmosféricas o contactos con ramas de árboles; y sobrecargas con magnitudes y duraciones no superiores a los valores asignados de los equipos.
 - Solución: como principal protección contra descargas atmosféricas se encuentra el pararrayos, conectado a un conductor no puesto a la tierra de la acometida.
- Fallas originadas por el diseño: equipos o instalaciones mal dimensionadas, no cuentan con pararrayos o no tienen suficientes sistemas de protección, de puestas a tierra o de apantallamiento.
 - Solución: la primera opción para este tipo de falla es la de la colocación de un interruptor de circuito contra fallas a tierra, el cual se encargará de desconectar cualquier dispositivo en la ausencia

de tierra, ya sea por daños en el conductor o corrosión de la misma.

- Otra manera es cuando no existe conexión a tierra, se debe conectar un fusible a una unidad de disparo por sobrecorriente de un interruptor automático en serie con cada conductor no puesto a tierra. El equivalente a esta situación es la combinación de un transformador de corriente y un relé de sobrecorriente que es equivalente a una unidad de disparo. Un importante interruptor es el GFCI destinado para la protección de las personas, funciona interrumpiendo la energía eléctrica del circuito o parte de este dentro de un periodo determinado, cuando una corriente a tierra supera los valores establecidos.
- Fallas causadas por la construcción y el montaje: este tipo de fallas son debidas por técnicos no experimentados o sin falta de capacitación, y se ve denotado en el mal uso de su herramienta, conectores, cables y maltrato a los equipos a instalar. Estas inmediatamente se detectan en la puesta de servicio y energización del lugar.
 - Solución: la más básica es la supervisión constante durante el montaje, para evitar que los técnicos dañen los equipos los cuales retrasen la entrega de los sistemas eléctricos, y encontrar otro tipo de fallas tales como disparos automáticos o ausencia de electricidad en algunos ramales, entre otros. Adicional a ello evitar el daño por otros motivos los cuales se deban por terceros, como no tener un espacio dedicado a los mismos.

- Fallas en la operación o en el mantenimiento predictivo: ocurren al permitir sobrecargas excesivamente prolongadas o constantes, si las exigencias son frecuentes, el envejecimiento de los equipos se acelera.
 - Solución: se reduce el riesgo con protecciones exactamente seleccionadas y ajustadas. El uso de interruptores automáticos de disparo ajustables da como resultado el aviso exacto ante un cortocircuito o una sobrecorriente con el fin de reducir el desgaste del sistema y predecir si está bien dimensionado el sistema o ramal, y si hay que hacer un mantenimiento preventivo, para llegar a una mejora en el predictivo.

- Fallas causadas por disparos indeseados por error humano: este tipo de fallas se deben en el momento de mantenimientos eléctricos y la persona no manipulo un circuito correctamente o trabajo con el sistema energizado, lo cual causa que las protecciones se disparen las cuales pueden crear a un nivel grave incendios o daños a tableros u otros debido a un cortocircuito.
 - Solución: asegurarse que la persona tenga la protección necesaria para evitar choques eléctricos. Adicional a ello desenergizar el ramal o área a trabajar y que sea etiquetado y con su respectiva señalización.

5.5.2.5. Resumen del análisis de corrientes

Las siguientes tablas muestran el nivel de corriente consumido por fase durante la semana de medición, realizado con el analizador de redes.

Tabla VI. **Análisis de corriente fase A**

Corriente fase A			
Característica	Amperios	Hora	Fecha
Promedio	110,65	Sin hora	Sin fecha
Máximo	339,60	01:04:01 p. m.	26/06/2018
Mínimo	18,50	04:09:01 p. m.	01/07/2018

Fuente: elaboración propia.

Tabla VII. **Análisis de corriente fase B**

Corriente fase B			
Característica	Amperios	Hora	Fecha
Promedio	92,45	Sin hora	Sin fecha
Máximo	298,90	02:49:01 p. m.	26/06/2018
Mínimo	19,90	07:39:01 a. m.	02/07/2018

Fuente: elaboración propia.

Tabla VIII. **Análisis de corriente fase C**

Corriente fase C			
Característica	Amperios	Hora	Fecha
Promedio	92,82	Sin hora	Sin fecha
Máximo	276,10	12:19:01 p. m.	26/06/2018
Mínimo	25,70	02:24:01 a. m.	03/07/2018

Fuente: elaboración propia.

Tabla IX. **Análisis de corriente de neutro**

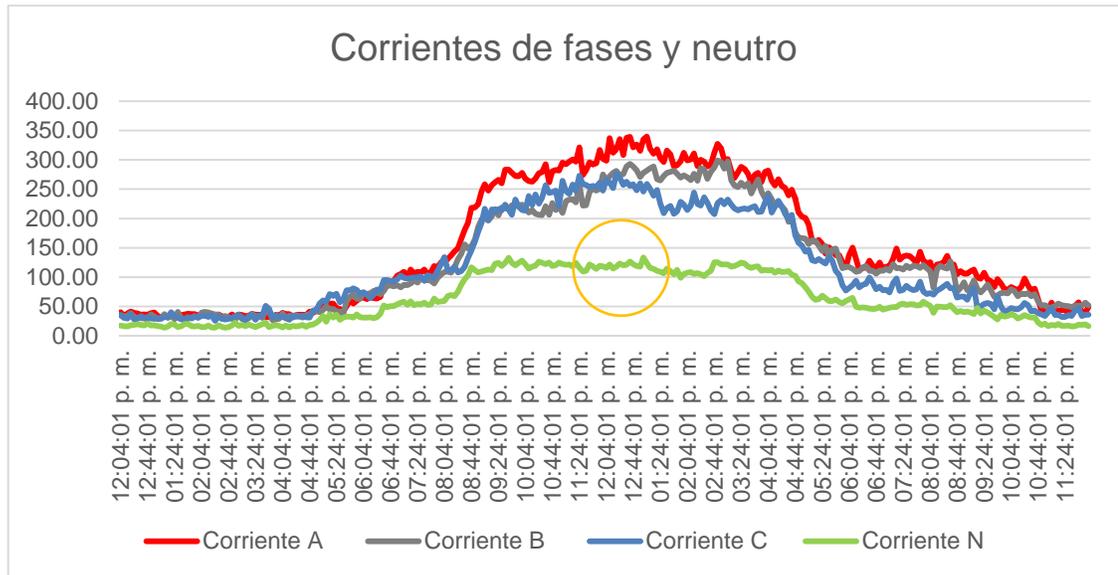
Corriente neutro			
Característica	Amperios	Hora	Fecha
Promedio	49,40	Sin hora	Sin fecha
Máximo	148,40	12:34:01 p. m.	27/06/2018
Mínimo	12,50	12:54:01 a. m.	01/07/2018

Fuente: elaboración propia.

El hecho de la presencia de corriente en el neutro con un promedio de 49,40 amperios, indica un posible desbalance de las cargas y que una de las fases antes descritas está teniendo una mayor corriente, mientras las demás presentan menor carga.

La gráfica muestra a mayor detalle el comportamiento de la corriente durante el periodo de medición, el cual se encuentra en color verde.

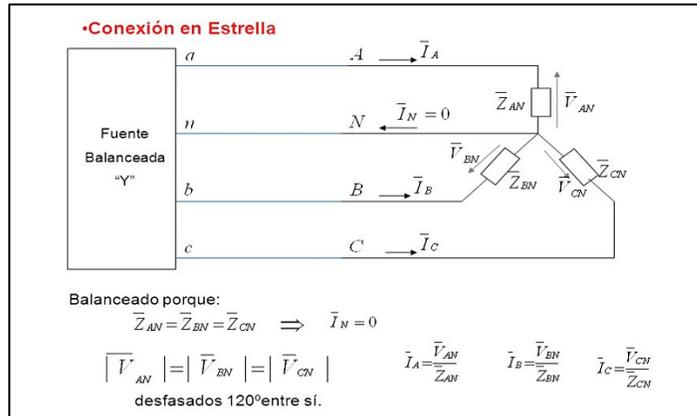
Figura 17. Gráfica de corrientes de fase y corriente de neutro



Fuente: elaboración propia.

- Solución de la corriente en el neutro: para principiar se sabe que el neutro en un sistema trifásico que esta balanceado, tiene como corriente de neutro un valor de cero, debido a que las corrientes se anulan entre sí.

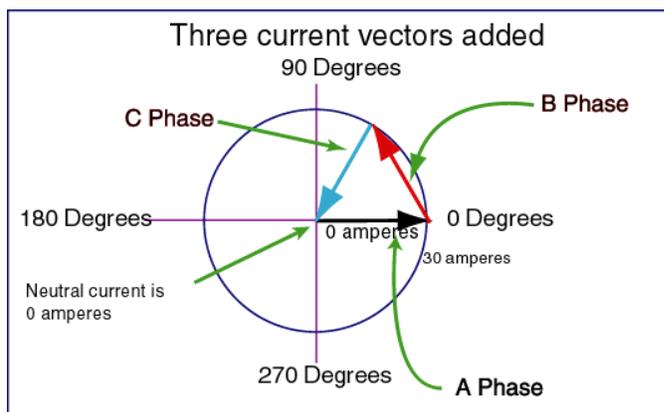
Figura 18. **Cargas trifásicas balanceadas**



Fuente: LAZARTE, Miguel. *Trifásicos*. <https://es.slideshare.net/MiguelLazarte2/94825930-cap12trifasicos>. Consulta: 22 de septiembre de 2019.

Al igual que la imagen de arriba, de forma fasorial se puede ver de una manera más clara en esta imagen.

Figura 19. **Gráfica fasorial de la corriente trifásica y el neutral resultante**



Fuente: Audioforo. *Cundo el neutro no es cero*. <https://audioforo.com/2019/04/05/cuando-el-neutro-no-es-cero/>. Consulta: 22 de septiembre de 2019.

Fasorialmente se suman las corrientes de la siguiente manera:

$$I_{AN} = I_{AN} \angle 0^\circ$$

$$I_{BN} = I_{BN} \angle -120^\circ$$

$$I_{CN} = I_{CN} \angle +120^\circ$$

$$I_{neutral} = I_{AN} + I_{BN} + I_{CN} = 0$$

$$I_{neutral} = I_{AN} \angle 0^\circ + I_{BN} \angle -120^\circ + I_{CN} \angle +120^\circ$$

$$I_{neutral} = 0 \text{ Amp}$$

Pero si en el caso de que falle una fase o exista un cortocircuito o exista un desbalance de cargas, la diferencia de la corriente fluirá por el neutral.

En este caso debido a la existencia de corriente de neutral y tener ausencia de problemas de fase o fases, no contar con dispositivos automáticos de disparo desactivados, pero si variaciones de corriente de acuerdo a cada fase, se concluye como solución el equilibrio de cargas en los tableros de distribución, para que el tablero principal se encuentre en balance y no presente este inconveniente.

5.5.3. Medición y análisis de voltajes

Para este tipo de análisis hay que incurrir a la medición del sistema eléctrico a través de los dispositivos adecuados para ello. Normalmente para medir la tensión eléctrica se utiliza un dispositivo llamado voltímetro que indicará el nivel de voltaje en el circuito deseado, pero para saber exactamente que ocurre en este sistema se necesita de más tiempo de medición y se utiliza de manera más exacta y profesional un analizador de redes, este almacenará los datos adquiridos que se han seleccionado. Todo lo recopilado ayudará a

definir sucesos en el sistema, y adicional se basan en las normas antes citadas para hacer la comparativa. Para ello se debe conocer los términos básicos para entender la realización de dicho análisis.

- Voltaje

También llamado diferencia de potencial eléctrico o tensión eléctrica, es el trabajo por unidad de carga eléctrica que ejerce sobre una partícula un campo eléctrico, para lograr moverla entre dos puntos determinados. El voltaje es la magnitud que da cuenta de la diferencia en el potencial eléctrico entre dos puntos determinados. Su dimensional son los Voltios (V).

Cuando estos puntos presentan diferencia de potencial eléctrico con un material eléctrico se producirá un flujo de electrones (flujo de corriente), que llevará parte de la carga desde el punto mayor al punto menor del potencial.

La ley de ohm muestra que la diferencia de potencia aplicada en los extremos de un conductor será proporcional a la cantidad de corriente que circula en el mismo dependiendo de su resistencia. Y se explica en la siguiente fórmula:

$$V = I * R$$

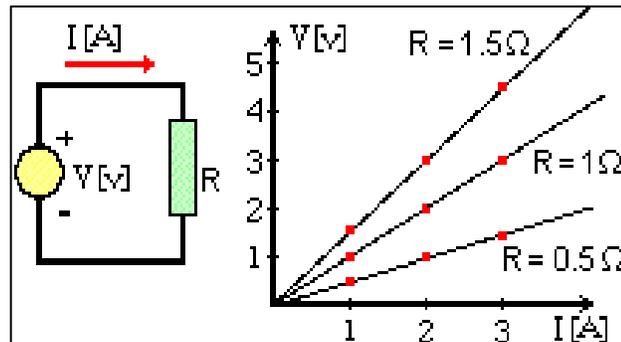
Donde:

V es la tensión

I es la corriente

R es la resistencia

Figura 20. Gráfica de la ley de Ohm

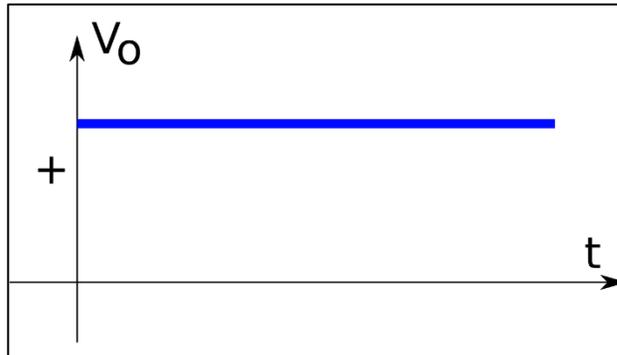


Fuente: Google sites. *Ley de Ohm*. <https://sites.google.com/site/cibr22356368/home/ley-de-ohm>. Consulta: 22 de septiembre de 2019.

Entre los tipos de voltajes que existen se encuentran los siguientes:

- Voltaje de corriente directa: es llamado voltaje continuo, este es encontrado en pilas y baterías o también puede ser transformado del voltaje alterno a través de un rectificador de diodos y condensadores electrolíticos o por fuentes conmutadas. Este voltaje es utilizado en electrónica para alimentar microprocesadores y otros dispositivos como motores.

Figura 21. **Gráfica de voltaje de corriente directa**



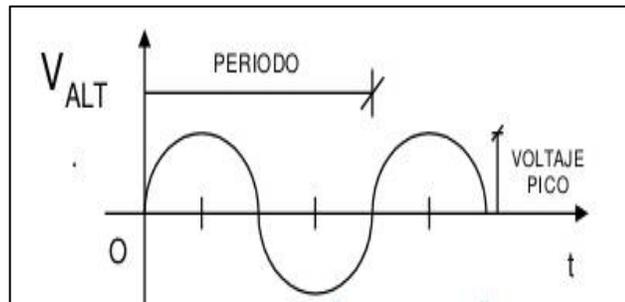
Fuente: Wikipedia. *Corriente continua*. https://es.wikipedia.org/wiki/Corriente_continua.

Consulta: 22 de septiembre de 2019.

- Voltaje alterno: generado desde centrales eléctricas, con variaciones de 60 Hz por segundo, más eficiente para transmitir a largas distancias y sin menos pérdidas que el voltaje directo. Sus siglas son VA. Con valores positivos y negativos en un eje cartesiano, dado que es una onda sinusoidal. Es muy común en las áreas del hogar, comercio e industria. La fórmula que determina el voltaje alterno es el siguiente:

$$V(t) = V_m \text{sen}(2\pi ft + \varphi)$$

Figura 22. **Gráfica del voltaje alterno**



Fuente: QUINTEROS, Luciano. *Impedancia RSV*. <https://es.slideshare.net/LucianoQuinteros/410198-impedanciarsv>. Consulta 22 de septiembre de 2019.

Donde:

V_m = voltaje pico en voltios

f = la frecuencia en Hertz ($1/T$ en ciclos/segundos)

t = la variable de tiempo en segundos

φ = es el ángulo de fase del voltaje en grados

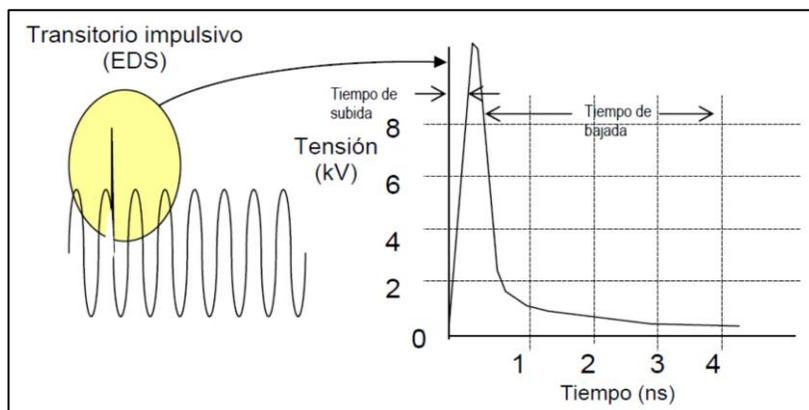
5.5.3.1. Tipo de fallas en voltaje y sus soluciones

El conocer el tipo de falla en el suministro facilita decidir el dispositivo a utilizar para corregir el problema y mantener un sistema fiable y con calidad energética.

Entre las fallas en la calidad del suministro y definidas por la IEEE son las siguientes:

- Transitorios: son del tipo de falla o perturbación más perjudicial, que para su explicación se dividirán en dos tipos los cuales son los impulsivos y los oscilatorios.
 - Impulsivos: los transitorios impulsivos son eventos repentinos de cresta alta que elevan la tensión. Estos mismos pueden clasificarse de la siguiente manera que depende de la velocidad de ocurrencia que es, rápida, media y lenta. Los transitorios rápidos pueden ser de 5 nanosegundos de ascenso hasta la cresta del impulso y los de menor duración o lentos de 50 nanosegundos.

Figura 23. **Gráfica de un transitorio impulsivo**

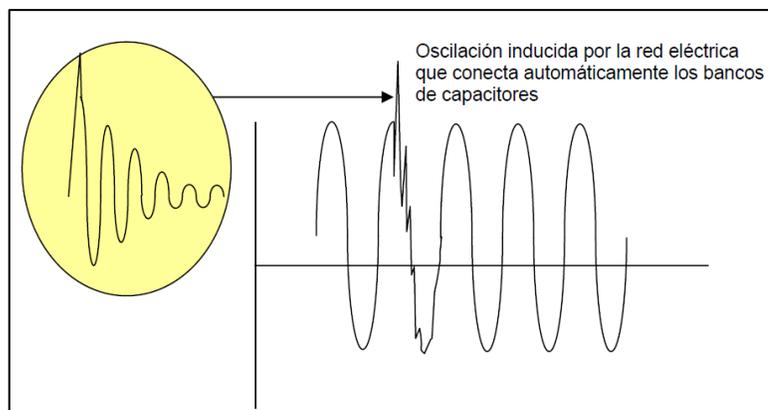


Fuente: Bethelca. *Transitorio*. <https://medium.com/@Bethelca1/problema-n%C2%BA1-transitorios-4a5a7cfe442d>. Consulta: 22 de septiembre de 2019.

Esta falla que ha ocurrido es cuando los técnicos se refieren a una sobretensión prolongada o transitoria. Son creadas por rayos, puesta a tierra deficientes, encendido de cargas inductivas, liberación de fallas de la red eléctrica y descargas electrostáticas.

- Solución: en el caso de este tipo de fallas se pueden utilizar supresores de sobretensión transitoria o dispositivos de protección contra sobretensiones.
- Oscilatorios: este tipo de transitorio hace que la señal de suministro produzca un aumento de tensión y luego una bajada de tensión en forma alternada y muy rápida. Estos suelen bajar a cero dentro de un ciclo (oscilación descendente). Estos ocurren en la conmutación de motores o bancos de capacitores, esto se debe a que la carga se resiste al cambio en el momento de la conmutación.

Figura 24. **Onda con un armónico oscilatorio**



Fuente: Bethelca. *Transitorio*. <https://medium.com/@Bethelca1/problema-n%C2%BA1-transitorios-4a5a7cfe442d>. Consulta: 22 de septiembre de 2019.

- Solución: en el caso de los bancos de capacitores se sugiere instalar reactores o bobinas de choque de línea, esta amortiguara el transitorio hasta cierto nivel. Otra es la puesta de un interruptor de cruce por cero, el cual espera

cuando la onda senoidal descende y está muy cerca a cero para conectar el banco de capacitores y eliminar el problema.

- Interrupciones: una interrupción es cuando se tiene la pérdida total de tensión y se puede clasificar por su duración como instantánea, temporal o sostenida.

El rango de duración de la interrupción de a su tipo son los siguientes:

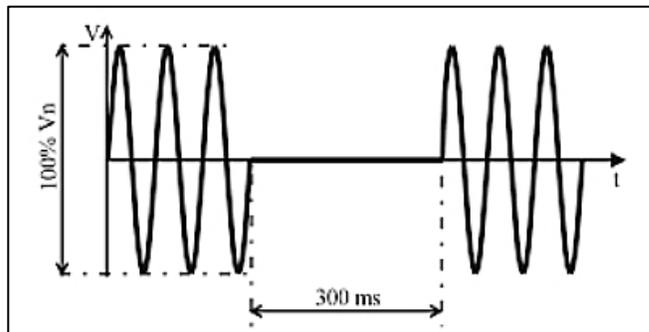
Instantánea: 0,5 a 30 ciclos

Momentánea: 30 ciclos a 2 segundos

Temporal: 2 segundos a 2 minutos

Sostenida: mayor a 2 minutos

Figura 25. **Onda con una interrupción**

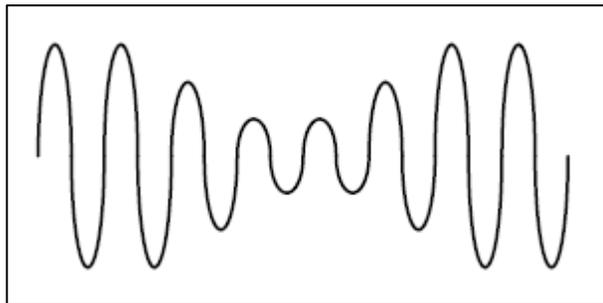


Fuente: Tecsa. *Problemas comunes en las instalaciones eléctricas industriales*.
<https://www.tecsagro.com.mx/blog/problemas-mas-comunes-en-las-instalaciones-electricas-industriales/>. Consulta: 22 de septiembre de 2019.

Este tipo de fallas son resultado de distintos tipos de daños a la red de suministro, como la caída de rayos, animales, arboles, accidentes vehiculares, condiciones climatológicas como vientos fuertes, entre otros. También fallas del disyuntor básico.

- Solución: este tipo de solución es más de mantenimiento de las líneas de distribución, el uso de UPS para cualquier dispositivo pequeño y un generador eléctrico en el caso de una empresa o industria de acuerdo con sus requerimientos energéticos.
- Bajada de tensión o subtensión: es una reducción de tensión de corriente alterna a una frecuencia de duración de 0,5 ciclos a 1 minuto. Son provocadas por fallas del sistema y que también pueden ocurrir debido a conectar cargas con altas demandas de corriente de arranque.

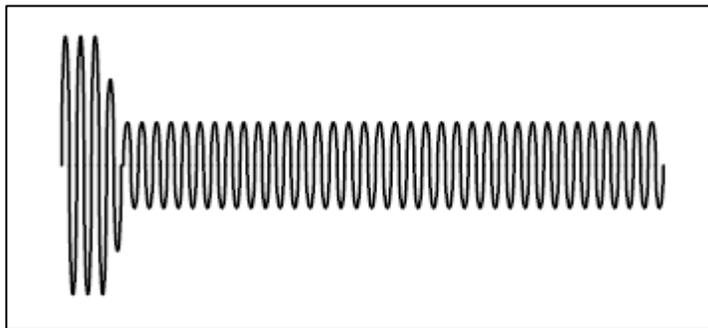
Figura 26. **Onda con una bajada de tensión**



Fuente: Bethelca. *Bajada de tensión*. <https://medium.com/@Bethelca1/problema-n%C2%BA3-bajada-de-tensi%C3%B3n-subtensi%C3%B3n-85b2c4c4d1d6>. Consulta: 22 de septiembre de 2019.

Las subtensiones ocurren también durante largos periodos de alta demanda prolongada. Algunos de los efectos debido a ellas son los sobrecalentamientos de los motores y daños a fuentes no lineales.

Figura 27. **Onda con una subtensión**

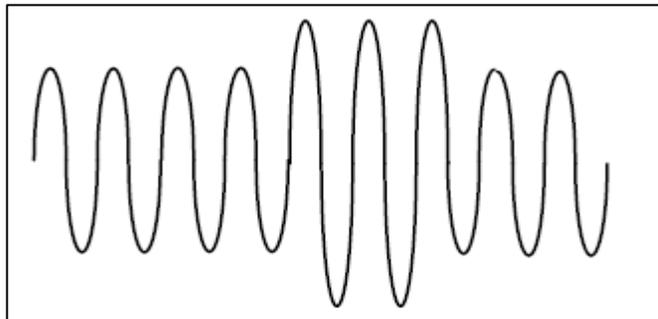


Fuente: Bethelca. *Bajada de tensión*. <https://medium.com/@Bethelca1/problema-n%C2%BA3-bajada-de-tensi%C3%B3n-subtensi%C3%B3n-85b2c4c4d1d6>. Consulta: 22 de septiembre de 2019.

- Solución: lo mismo se puede utilizar en las bajadas de tensión y las subtensiones es el uso de UPS para regular la tensión por medio de un inversor antes de utilizar la energía de la batería, eso reducirá el cambio frecuente de baterías de la UPS. Adicional a ello un monitoreo constante de este tipo de falla para determinar si hay que solicitar una verificación por parte de EEGSA si ese fuera el caso.
- Aumento de tensión o sobretensión: es lo contrario de una bajada de tensión, es el aumento de la onda con una duración de 0,5 ciclos a 1 minuto. Normalmente lo causa las conexiones a neutro de alta

impedancia, las reducciones repentinas de cargas grandes y la falla monofásica en un sistema trifásico.

Figura 28. **Onda con un aumento de tensión**

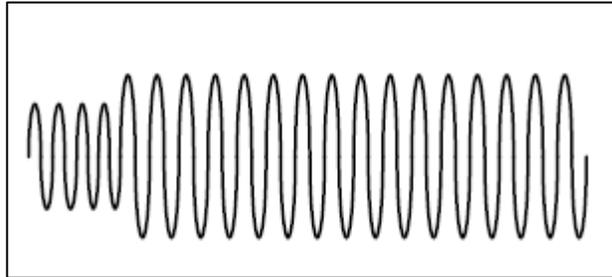


Fuente: Bethelca. *Bajada de tensión*. <https://medium.com/@Bethelca1/problema-n%C2%BA3-bajada-de-tensi%C3%B3n-subtensi%C3%B3n-85b2c4c4d1d6>. Consulta: 22 de septiembre de 2019.

Algunos de sus consecuencias pueden ser errores de datos, parpadeo de luces, degradación de contactos eléctricos, daño a semiconductores en equipos electrónicos y degradación del aislamiento.

Las sobretensiones son aumentos de tensión en tiempos más prolongados. Estas pueden existir debido a valores de referencia en los *taps* del transformador de suministro mal configurados, y reducción de cargas del mismo. Las condiciones de sobre tensión pueden crear un consumo de alta corriente y pueden provocar el disparo innecesario de disyuntores, además de sobrecalentar y sobreexigir a los equipos.

Figura 29. **Onda de una sobretensión**

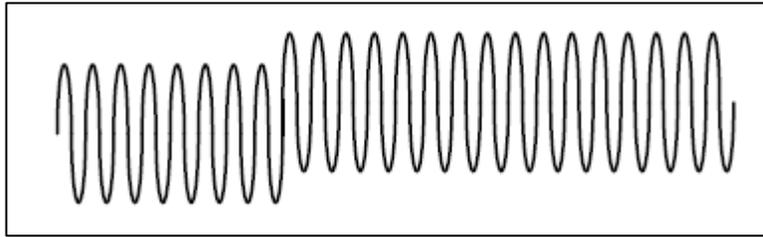


Fuente: Bethelca. *Aumento de tensión*. <https://medium.com/@Bethelca1/problema-n%C2%BA4-aumento-de-tensi%C3%B3n-sobre-tensi%C3%B3n-370e1a9da64f>. Consulta: 11 de octubre de 2019.

- Solución: si se determinara que es una subida de tensión equipos de acondicionamiento funcionarían de la misma manera que las bajas tensiones regulando dicha subida. Pero si el caso es una sobretensión sería necesario hacer un chequeo a la red que provee la energía eléctrica o incluso al transformador para verificar el correcto nivel de tensión.
- Distorsión de la forma de onda: existen tipos de falla por distorsión de onda, las cuales son el desplazamiento por CC, armónicas, interarmónica, corte intermitente, ruido.
 - Desplazamiento por CC: la falla de rectificadores dentro de un sistema eléctrico alterno induce corrientes continuas las cuales agregan esas corrientes indeseadas a dispositivos en funcionamiento, generando sobrecalentamiento y saturación de los transformadores, el cual no entregara toda su potencia debido

a la falla y como subsiguiente creara distorsión en la forma de la onda.

Figura 30. **Onda con desplazamiento por corriente continua**

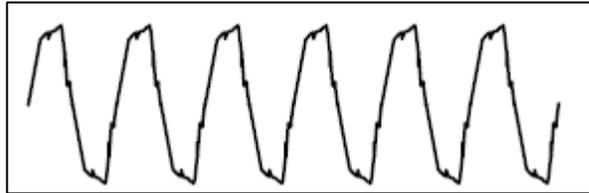


Fuente: Bethelca. *Forma de onda*. <https://medium.com/@Bethelca1/problema-n%C2%BA5-distorsi%C3%B3n-de-la-forma-de-onda-8bd25cb73680>. Consulta: 11 de octubre de 2019.

- Solución: la manera más básica de resolver el fallo por desplazamiento es sustituyendo el equipo defectuoso. El equipo medular es elemental en el proceso.
- Armónicas: la distorsión armónica es la deformación o corrupción de la onda senoidal fundamental a frecuencias que son múltiplos de la fundamental, como ejemplo 180 Hz es tercera armónica de una frecuencia fundamental de 60 Hz, $3 \times 60 = 180$ Hz.

Los síntomas de un sistema con armónicas son los transformadores, conductores neutros y otros equipos de distribución eléctrica sobrecalentados, disparo de disyuntores y pérdida de circuitos de disparo a cero de una onda senoidal pura.

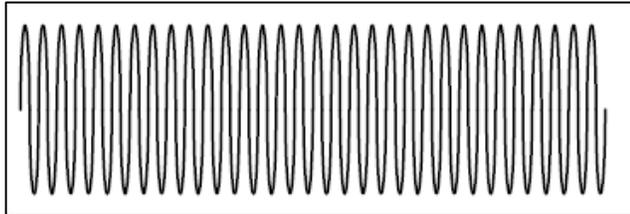
Figura 31. **Onda con distorsión armónica**



Fuente: Bethelca. *Forma de onda*. <https://medium.com/@Bethelca1/problema-n%C2%BA5-distorsi%C3%B3n-de-la-forma-de-onda-8bd25cb73680>. Consulta: 11 de octubre de 2019.

- Solución: la utilización de filtros pasivos como las impedancias antiarmónicas o los llamados *shunt* resonantes, formados por elementos pasivos como inductancias y condensadores. Adicional la utilización de transformadores de aislamiento de estrella-triángulo, con secundario en zig-zag o con doble secundario.
- Interarmónica: este tipo de falla la genera un voltaje sobrepuesto en la tensión de equipos eléctricos con convertidores de frecuencia estáticos, motores de inducción y equipos de generación por arco, entre otros. El efecto que más se notara es el parpadeo visual de monitores y luces incandescentes.

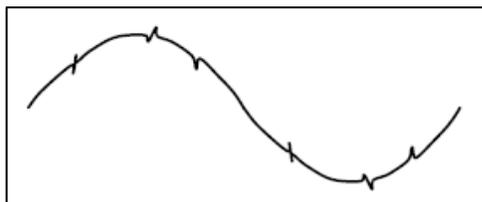
Figura 32. **Onda interarmónica**



Fuente: Bethelca. *Forma de onda*. <https://medium.com/@Bethelca1/problema-n%C2%BA5-distorsi%C3%B3n-de-la-forma-de-onda-8bd25cb73680>. Consulta: 11 de octubre de 2019.

- Solución: la principal solución es la de colocar filtros de acuerdo al voltaje generador de la onda el cual suprime el mismo, sistemas de UPS y acondicionadores de línea.
- Corte Intermitente: esta falla ocurre debido a la perturbación periódica de la tensión causada por dispositivos electrónicos, como atenuadores de luz, controles de velocidad variable y soldadores por arco. Los cortes son intermitentes de una manera periódica en cada medio ciclo. La consecuencia más grave es el paro total del sistema.

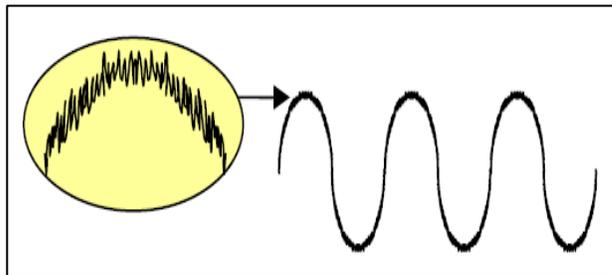
Figura 33. **Onda con armónicas de corte intermitente**



Fuente: Bethelca. *Forma de onda*. <https://medium.com/@Bethelca1/problema-n%C2%BA5-distorsi%C3%B3n-de-la-forma-de-onda-8bd25cb73680>. Consulta: 11 de octubre de 2019.

- Solución: la solución más sencilla es la de trasladar la carga alejada del equipo que genera el problema. Si no fuera posible el traslado de este se puede implementar el uso de UPS y equipo de filtrado.
- Ruido: es una tensión indeseada sobrepuesta en la tensión del sistema de energía eléctrica. Este puede ser generado por dispositivos electrónicos, circuitos de control, fuentes de alimentación conexiones, transmisores radiales, etc. La mala instalación de puesta a tierra hace que el sistema sea más susceptible al ruido. Sus efectos secundarios son errores de datos, malfuncionamiento de equipos, falla de componentes a largo plazo, monitores con video distorsionado.

Figura 34. **Onda con ruido**

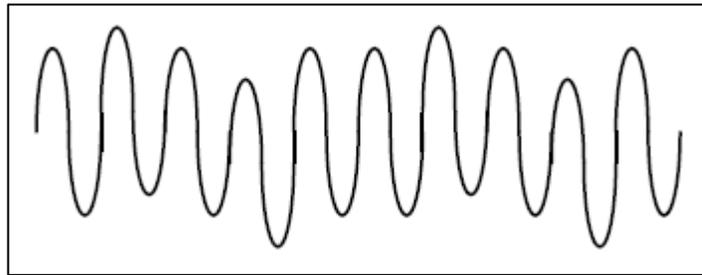


Fuente: Bethelca. *Forma de onda*. <https://medium.com/@Bethelca1/problema-n%C2%BA5-distorsi%C3%B3n-de-la-forma-de-onda-8bd25cb73680>. Consulta: 11 de octubre de 2019.

- Soluciones: los métodos con los que se puede dar solución a este fallo, es la instalación de un transformador de aislamiento blindado y con puesta a tierra, instalar filtros de ruido y blindar los cables.

- Fluctuaciones de tensión y *flicker*: este fallo se debe a la variación sistemática de forma de onda de tensión en una serie de cambios de entre el 95 % al 105 % del valor nominal a una baja frecuencia por debajo de 25 Hz. Normalmente son causadas por los hornos de arco y se logran observar en el parpadeo de las luces incandescentes.

Figura 35. **Onda con fluctuaciones de tensión y *flicker***



Fuente: Bethelca. *Fluctuaciones de tensión*. <https://medium.com/@Bethelca1/problema-n%C2%BA6-fluctuaciones-de-tensi%C3%B3n-1958936779d0>. Consulta: 11 de octubre de 2019.

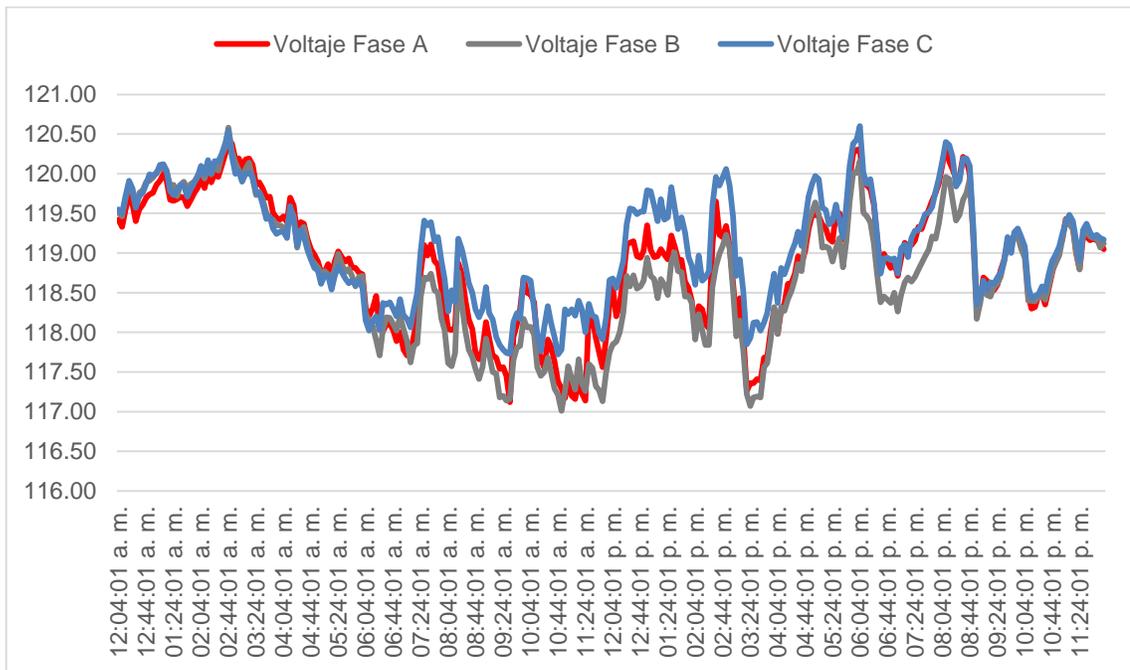
- Solución: el uso de reactancias controladas las cuales disminuyen las variaciones de la potencia demandada que están asociadas a su componente reactiva.
- Variaciones de frecuencia: esta falla es muy rara en los sistemas interconectados a través de una red eléctrica estable. Normalmente ocurre cuando un generador se encuentra muy cargado y esto generaría la variación de frecuencia. Todo dispositivo como un motor u otro que dependa del ciclado regular estable de la alimentación se verá afectado por el mismo. Si la variación es controlada haría que el motor funcione más rápido o más lento. Pero en el caso de que sea al azar haría que el

Tabla X. **Medición de voltaje semana laboral**

Martes				
Característica	Fase a	Fase b	Fase c	Dimensional
Máximo	120,41	120,58	120,6	Voltios
Mínimo	117,12	117,01	117,72	Voltios
Promedio	118,88	118,72	119,08	Voltios

Fuente: elaboración propia.

Figura 37. **Gráfica de voltajes entre semana**



Fuente: elaboración propia.

La gráfica muestra una ligera caída de tensión en cada fase debido al momento de aumento de la carga el cual se localiza principalmente en el

horario de 9 a. m. a 5 p. m. el cuál es el rango máximo de consumo, debido a que es el horario normal de labores entre los días de lunes hasta viernes, exceptuando fines de semana, feriados y otro tipo de descansos. Esta también refleja cierto desbalance de la tensión debido a las tres varían su amplitud diferentemente, esto se analizará más adelante.

5.5.3.2. Resumen del análisis de voltaje

Para hacer un análisis comparativo general de todas las mediciones se utilizarán las normas técnicas del servicio de distribución (NTSD), del compendio de normas técnicas emitidas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE).

- El Artículo 24. Tolerancias para la regulación de la tensión. Proporciona la siguiente tabla que indica el porcentaje de la tolerancia que se debe tomar en cuenta en cuanto la comparativa de los voltajes medidos y determinar si se encuentra dentro de los parámetros establecidos.

Tabla XI. **Tolerancias para la regulación de tensión**

Tensión	Tolerancia admisible respecto del valor nominal, en %					
	Etapa					
	Transición		Régimen		Régimen	
			A partir del mes 1 hasta el 12		A partir del mes 13	
	Servicio urbano	Servicio rural	Servicio urbano	Servicio rural	Servicio urbano	Servicio rural
Baja	12	15	10	12	8	10
Media	10	13	8	10	6	7
Alta	Transición		Régimen		Régimen	
			A partir del mes 1 hasta el 12		A partir del mes 13	
	7		6		5	

Fuente: elaboración propia.

Los parámetros básicos de la DGC de acuerdo a la tabla anterior son:

Tensión: Baja. Servicio urbano: Variación del 8 %

Fórmula de cálculo de variación de tensión:

$$\% = \left| 100 - \frac{V_{\min \text{ o } \max} - 100 \%}{V_{\min \text{ o } \max}} \right|$$

Tabla XII. **Comparativa de fases con norma NTSD**

Fase	Voltaje mínimo	Voltaje máximo	Voltaje nominal	% de variación de voltaje mínimo	% de variación de voltaje máximo	% de variación de acuerdo con la norma NTSD	% de tolerancia admisible aceptada en el voltaje mínimo	% de tolerancia admisible aceptada en el voltaje máximo
A	117,11	120,65	120	2,41	0,54	8	Cumple	Cumple
B	116,95	120,58	120	2,54	0,48	8	Cumple	Cumple
C	117,61	120,63	120	1,99	0,53	8	Cumple	Cumple

Fuente: elaboración propia.

La tabla comparativa muestra que la variación de tensión de la DGC, planta central, se encuentra de los parámetros establecidos y no supera el 3 % de variación teniendo como máximo un 8 %.

5.5.4. Medición y análisis del factor de potencia

- Factor de potencia

El factor de potencia es un término utilizado para describir la cantidad de energía eléctrica que se ha convertido en trabajo. Dicho de otra manera, es el método que se utiliza para medir la eficiencia de su consumo eléctrico a la hora

de convertirlo en potencia útil, como luz, calor y movimiento mecánico, entre otros. Mientras más cercano a 1 sea su valor, ya que es adimensional, más eficiente es el sistema eléctrico, si fuese lo contrario se necesitaría un mayor consumo energético para producir un trabajo útil. El factor de potencia normalmente es afectado por circuitos inductivos, que causan que este se aleje de cero, como ejemplo es la implementación de muchos motores en la industria.

En este indicador aparece el termino triángulo de potencias, que es la manera como se visualiza el factor de potencia, pero para eso se deben comprender 3 parámetros aunado a este.

Potencia Activa: Esta es potencia realmente consumida, su símbolo es una P y su dimensional son los W (Watts).

- Potencia reactiva: esta potencia simplemente aparece debido a que en circuito se encuentren bobinas (reactiva negativa) o condensadores (reactiva positiva). Su símbolo es una Q y su dimensional son los VAR (voltio amperios reactivos).
- Potencia aparente: esta potencia señala la misión que tiene la red eléctrica, no solo en cargas resistivas, sino las variaciones que causaran las cargas inductivas y capacitivas en el sistema. Su símbolo es una S y dimensional son los VA (voltio amperios).

Para desarrollar cualquier tipo de cálculo para encontrar el factor de potencia se necesitan las siguientes fórmulas:

factor de potencia = $\cos \theta$

$$S = V \times I$$

$$P = V \times I \cos \theta = S \cos \theta$$

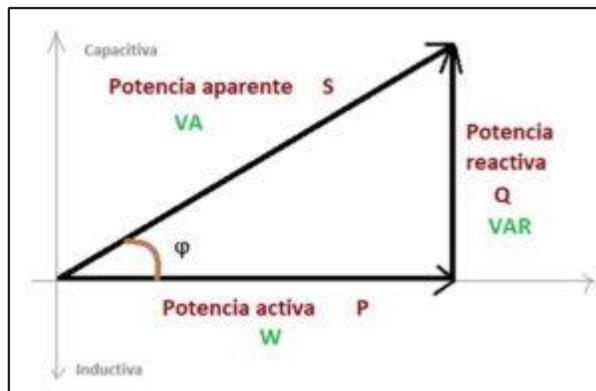
$$Q = V \times I \sin \theta = S \sin \theta$$

$$S^2 = P^2 + Q^2$$

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}$$

La geometría de estas potencias se representa en el siguiente triángulo:

Figura 38. **Triángulo de potencias**



Fuente: FullWat. *Triángulo de potencias*. <http://blog.fullwat.com/que-es-el-factor-de-potencia/triangulo-potencias/>. Consulta: 11 de octubre de 2019.

Para la medición de este tipo de índice se utiliza un analizador de redes que mostrará el factor en el que está trabajando el sistema, y con la normativa NTSD, se comparará para saber si se está dentro el rango permitido.

La siguiente tabla muestra el comportamiento del factor de potencia dentro de las instalaciones de la DGC.

Tabla XIII. **Verificación de factor de potencia con la norma NTSD**

Factor de potencia medido			
Característica	Valor medido	Cumplimiento de norma NTSD F.P. = 0,90	Solución
Mínimo	0,90	Cumple	Ninguna
Máximo	0,99	Cumple	Ninguna
Promedio	0,96	Cumple	Ninguna

Fuente: elaboración propia.

Para hacer la comparativa se incluye los parámetros establecidos por CNEE en las normas NTSD, Artículo 49. Valor Mínimo para el factor de Potencia, el cual está dado de acuerdo a la potencia del usuario, de la siguiente manera:

- Usuarios con potencia de hasta 11 kW su factor de potencia mínimo es: 0,85.
- Usuarios con potencia superior a 11 kW su factor de potencia mínimo es: 0,90.

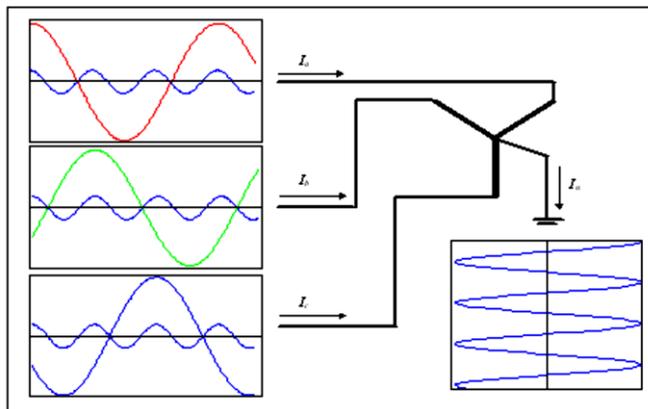
La DGC tiene una potencia contratada de 157,6 kW y una potencia máxima de 100 kW promedio de consumo mensual. Por lo cual el factor mínimo de acuerdo a la norma anteriormente mencionada es 0,90, al hacer la comparativa con la tabla de verificación muestra que la DGC cumple con el rango establecido.

En el caso de un bajo valor de factor de potencia se podría instalar un banco de capacitores los cuales irían dimensionados de acuerdo a las necesidades de corrección en la DGC.

5.5.5. Medición y análisis de armónicos

La medición de armónicos se realiza con un analizador de redes, que proporciona el valor de todas las armónicas seleccionadas en su menú de parámetros. Las principales armónicas que interesan son las impares, a partir de la 3ra, 9na y 15va ya que ellas son las que más afectan cualquier sistema eléctrico, debido a que se suman en el neutro.

Figura 39. Corrientes del 3er. armónico acumulado en el neutro



Fuente: Automattic. *Armónicos en sistemas de distribución eléctrica*.

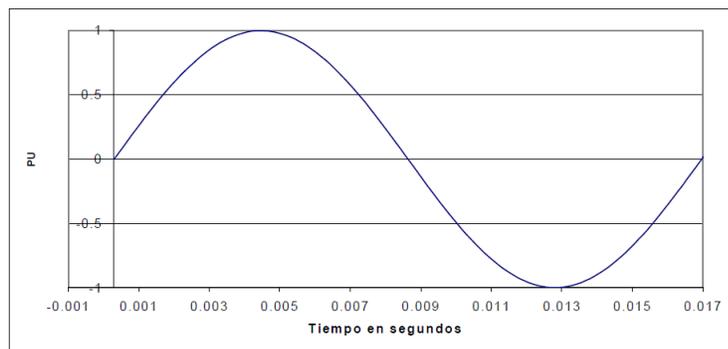
<https://transmisionelectrica.wordpress.com/2015/07/10/armonicos-en-sistemas-de-distribucion-electrica/>. Consulta: 11 de octubre de 2019.

- Armónicos

Toda tecnología moderna cuenta con fuentes no lineales en sus dispositivos, como lo son las computadoras, otros dispositivos electrónicos y semiconductores como los rectificadores los cuales producen deformación y/o distorsión en la onda fundamental de la corriente y el voltaje, su frecuencia es una fracción de la fundamental. Por tanto, inyectan estas mismas a la red

eléctrica. En la actualidad las resonancias en los sistemas eléctricos han ido en aumento. La siguiente gráfica muestra una onda sinusoidal pura, con una frecuencia constante de 60 Hz y una amplitud de 1 pu.

Figura 40. **Onda sin armónicos**

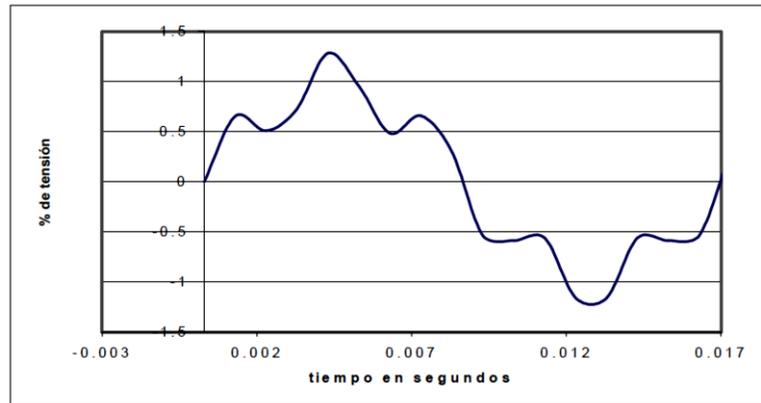


Fuente: Automattic. *Armónicos en sistemas de distribución eléctrica.*

<https://transmisionelectrica.wordpress.com/2015/07/10/armonicos-en-sistemas-de-distribucion-electrica/>. Consulta: 11 de octubre de 2019.

En la siguiente gráfica se puede observar la onda de tensión con un contenido del 30 % del 5to armónico.

Figura 41. Onda con armónicos



Fuente: Automatic. *Armónicos en sistemas de distribución eléctrica.*

<https://transmisionelectrica.wordpress.com/2015/07/10/armonicos-en-sistemas-de-distribucion-electrica/>. Consulta: 11 de octubre de 2019.

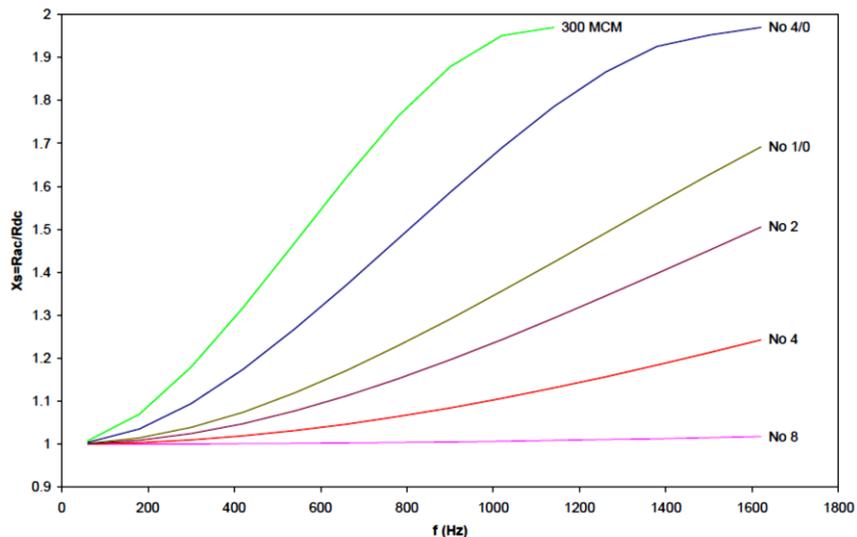
Las principales fuentes de armónicos son:

- Hornos de arco y otros elementos de descarga de arco, tales como lámparas fluorescentes. Los hornos de arco se consideran más como generadores de armónicos de voltaje que de corriente, apareciendo típicamente todos los armónicos (2º, 3º, 4º, 5º, ...) pero predominando los impares con valores típicos con respecto a la fundamental de:
 - 20 % del 3er armónico
 - 10 % del 5º
 - 6 % del 7º
 - 3 % del 9º

- Núcleos magnéticos en transformadores y máquinas rotativas que requieren corriente de tercer armónico para excitar el hierro.
 - La corriente *Inrush* de los transformadores produce segundo y cuarto armónico.
 - Controladores de velocidad ajustables usados en ventiladores, bombas y controladores de procesos.
 - *Swiches* en estado sólido que modulan corrientes de control, intensidad de luz, calor, entre otras.
 - Fuentes controladas para equipos electrónicos.
 - Rectificadores basados en diodos o tiristores para equipos de soldadura, cargadores de baterías, entre otros.
 - Compensadores estáticos de potencia reactiva.
 - Estaciones en DC de transmisión en alto voltaje.
 - Convertidores de AC a DC (inversores).
- Efectos de los armónicos: entre los principales efectos se tienen los siguientes:
 - Efectos en conductores: la distribución de la corriente a través de la sección transversal de un conductor solo es uniforme cuando es corriente directa. Caso contrario en la corriente alterna es inducido más voltaje en

el interior del conductor que en la superficie, por lo que la densidad de corriente va aumentando del interior a las capas externas del cable, a este fenómeno se le denomina efecto skin. La imagen muestra la variación de la relación R_{ac} / R_{dc} con la frecuencia algunos calibres de conductores utilizados en instalaciones eléctricas. La gráfica muestra como a mayor calibre (menos Rdc), el efecto skin se hace más marcado.

Figura 42. **Valor de la relación X_s en función de la frecuencia**



Fuente: Automattic. *Armónicos en sistemas de distribución eléctrica*.

<https://transmisionelectrica.wordpress.com/2015/07/10/armonicos-en-sistemas-de-distribucion-electrica/>. Consulta: 11 de octubre de 2019.

- Efecto en los transformadores

Los transformadores están diseñados para operar con corriente alterna a una frecuencia fundamental (60 Hz), esto implica que operando en condiciones de carga nominal y con una temperatura no mayor a la temperatura ambiente

especificada, el transformador debe ser capaz de disipar el calor producido por sus pérdidas sin sobrecalentarse ni deteriorar su vida útil.

Las pérdidas en los transformadores consisten en pérdidas sin carga o de núcleo y pérdidas con carga, que incluyen las pérdidas I^2R , pérdidas por corrientes de Foucault y pérdidas adicionales en el tanque, sujetadores, u otras partes de hierro. De manera individual, el efecto de los armónicos en estas pérdidas se explica a continuación:

- Pérdidas sin carga o de núcleo: producidas por el voltaje de excitación en el núcleo. La forma de onda de voltaje en el primario es considerada sinusoidal independientemente de la corriente de carga, y no se considera que aumentan para corrientes de carga no sinusoidales. Aunque la corriente de magnetización consiste de armónicos, éstos son muy pequeños comparados con las de la corriente de carga, y sus efectos en las pérdidas totales son mínimos.
- Pérdidas I^2R : si la corriente de carga contiene armónicos, entonces estas pérdidas también aumentarán por el efecto piel (efecto skin).
- Pérdidas por corrientes de Foucault: estas pérdidas a frecuencia fundamental son proporcionales al cuadrado de la corriente de carga y al cuadrado de la frecuencia, razón por la cual se puede tener un aumento excesivo de éstas en los devanados que conducen corrientes de carga no sinusoidal (también en su temperatura).

- Pérdidas adicionales: estas pérdidas aumentan la temperatura en las partes estructurales del transformador, y dependiendo del tipo de transformador contribuirán o no en la temperatura más caliente del devanado. Se considera que varían con el cuadrado de la corriente y la frecuencia.
- Soluciones de armónicos en transformadores

Entre las principales medidas que se pueden tomar a la hora de determinar la presencia de armónicas en el transformador se tienen las siguientes:

- Utilización de transformadores de aislamiento de estrella-triángulo, con secundario en zig-zag o con doble secundario.
- Filtros pasivos como las impedancias antiarmónicas o los llamados shunt resonantes, formados por elementos pasivos como inductancias y condensadores. Filtros activos y convertidores limpios.
- Utilización de diferenciales superinmunizados calibrados para soportar altas tasas de THD.
- Separación de los elementos no lineales de las cargas limpias en una instalación eléctrica.
- Impedancias de alisado, conectadas a las cargas no lineales. Filtros en cargadores y alimentadores.

5.5.5.1. Análisis de armónicos de corriente

Los armónicos de corriente tienen dos tipos de índices los cuales son la distorsión armónica individual y los de distorsión armónica total.

El índice de distorsión armónica individual se define mediante la siguiente ecuación:

$$D_i = \frac{I_i}{I_n} \times 100 \%$$

D_i : distorsión armónica individual

I_i : corriente de cada armónico

I_n : corriente nominal del alimentador

Los índices de distorsión armónica total se definen como:

$$THD_i = \frac{1}{I_L} \sqrt{\sum_{i=2}^{\infty} (I_i)^2} \times 100 \%$$

$$TDD = \frac{1}{I_d} \sqrt{\sum_{i=2}^{\infty} (I_i)^2} \times 100 \%$$

TDD: tasa total de distorsión en corriente demandada.

THDi: distorsión armónica total en corriente medida por el instrumento de medida de acuerdo con IEC 6100-4-30 (ED3).

I_i : magnitud de intensidad de la corriente (rms) en el intervalo i .

I_L : máxima corriente de demanda (rms).

I_d : demanda máxima de corriente fundamental de carga.

La siguiente tabla muestra el porcentaje de distorsión armónica por corriente de acuerdo a la medición realizada durante un periodo de una semana con muestras por día de 24 horas.

Tabla XIV. **Resumen de la medición de THD de la corriente fase A**

THD de corriente fase A			
Característica	%	Hora	Fecha
Promedio	19,35	Sin hora	Sin fecha
Máximo	41,91	04:09:01 p. m.	01/07/2018
Mínimo	12,36	07:04:01 a. m.	03/07/2018

Fuente: elaboración propia.

Tabla XV. **Resumen de medición de THD de la corriente fase B**

THD de corriente fase B			
Característica	%	Hora	Fecha
Promedio	18,90	Sin hora	Sin fecha
Máximo	38,42	07:39:01 a. m.	02/07/2018
Mínimo	11,46	08:39:01 p. m.	01/07/2018

Fuente: elaboración propia.

Tabla XVI. **Resumen de medición de THD de la corriente de fase C**

THD de corriente fase C			
Característica	%	Hora	Fecha
Promedio	17,56	Sin hora	Sin fecha
Máximo	26,94	03:39:01 a. m.	29/06/2018
Mínimo	9,01	05:24:01 a. m.	27/06/2018

Fuente: elaboración propia.

Tabla XVII. **Tolerancia para la distorsión armónica de la corriente de carga**

Orden de la armónica (N)	$P \leq 10 \text{ kW}$ $V \geq 1 \text{ kV}$	$P > 10 \text{ kW}$ $1 \text{ kV} < V \leq 60 \text{ kV}$	$P > 50 \text{ kW}$ $V > 60 \text{ kV}$
	Intensidad armónica máxima (amp)	Distorsión armónica individual de corriente DAII, en %	
Impares no múltiplos 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 múltiplos 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
Distorsión armónica total de corriente DATI, en %	---	20	12

Fuente: CNEE. *Normas NTSD, Art. 42.* <http://www.cnee.gob.gt/pdf/resoluciones/1999/09-99.pdf>.

Consulta: 11 de octubre de 2019.

Tabla XVIII. **Comparativa de valores medidos con norma de THD en corriente**

Fase	THD Mínimo %	THD Máximo %	THD Promedio %	Norma NTSD CNEE THD ≤ 20%	Solución
A	12,36	41,91	19,35	No cumple en el máximo THD	1) Filtros activos 2) Filtros pasivos 3) Filtrado híbrido
B	11,46	38,42	18,9	No cumple en el máximo THD	
C	9,01	26,94	17,56	No cumple en el máximo THD	

Fuente: elaboración propia.

En los valores medidos en la DGC se encuentran THD mínimo, máximo y se calculó el promedio que, al ser comparado con la norma, indica que la distorsión armónica máxima de corriente no puede superar el 20 %.

Las soluciones a esta variación de la onda sinusoidal son las siguientes:

- Filtros activos: este método es muy eficiente para mitigar la distorsión armónica, porque evita la resonancia en los equipos que las generan y mejora el funcionamiento del sistema eléctrico. Este mismo se puede utilizar de una manera global.
- Filtros pasivos: estos mitigan de una menor manera las distorsiones y consiste en abatir las frecuencias no deseadas con reactores y capacitores sintonizados.
- Filtrado híbrido: el filtrado híbrido consta de un sistema de filtrado pasivo convencional apoyado por un filtro activo situado en diferentes posiciones en relación con el filtro pasivo. Esta combinación optimiza el sistema de

cancelación pasiva, evita los problemas de resonancias entre los componentes del filtro pasivo y la impedancia de línea y permite potencias de filtrado elevadas a un coste inferior al del filtrado activo puro.

5.5.5.2. Análisis de armónicos de voltaje

Un armónico es causado por todo dispositivo conectado a la red y que cuente con componentes semiconductores, estos inyectan a la misma red distorsiones, las cuales perjudican sistema eléctrico de cualquier tipo de edificación, dando como resultado fallas en los circuitos eléctricos del lugar.

El índice de distorsión armónica individual de tensión se define mediante la siguiente ecuación:

$$Dv = \frac{V_i}{V_n} \times 100 \%$$

Donde:

Dv : distorsión armónica individual de tensión

V_i : tensión de cada armónico

V_n : tensión nominal del alimentador

El índice de distorsión armónica total de tensión se define como:

$$THD_v = \frac{1}{V_n} \sqrt{\sum_{i=2}^{\infty} (V_i)^2} \times 100 \%$$

THDv: distorsión armónica total de tensión medida por el instrumento de medida de acuerdo con IEC 6100-4-30 (ED3).

V_i : magnitud de la tensión (rms) en el intervalo i.

V_n : máxima tensión de demanda (rms).

Para verificar si la medición realizada dentro de la Dirección General de Caminos muestra algún tipo de distorsión armónica de voltaje se hará la comparativa con la Norma Técnica de Servicio de Distribución, que es norma nacional, y la contiene en el capítulo III, artículo 32 (tolerancias para la distorsión armónica de tensión). Adicional la norma internacional IEEE 519 – 2014. Se anexa la tabla con la norma indicando los límites de distorsión.

Tabla XIX. **Tolerancias para la distorsión armónica de tensión**

Orden de la armónica (n)	Distorsión armónica individual de tensión, DAIT [%]	
	Baja y media tensión V≤60 kV	Alta tensión 60Kv<V≤230 kV
Impares no múltiplos de 3		
5	6	2
7	5	2
11	3,5	1,5
13	3	1,5
17	2	1
19	1,5	1
23	1,5	0,7
25	1,5	0,7
> 25	$0,2 + 1,3*25/n$	$0,1 + 0,6*25/n$
Impares múltiplos 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

Continuación de la tabla XIX.

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
distorsión armónica total de tensión, DATT, en %	8	3

Fuente: CNEE. *Normas técnicas del servicio de distribución.*

http://www.cnee.gob.gt/wp/?page_id=555. Consulta: 11 de octubre de 2019.

Tabla XX. **Límites de distorsión de tensión**

Barra de voltaje al PCC	Armónica individual (%)	Distorsión armónica total THD (%)
$V \leq 1,0 \text{ kV}$	5,0	8,0
$1 \text{ kV} < V \leq 69 \text{ kV}$	3,0	5,0
$69 \text{ kV} < V \leq 161 \text{ kV}$	1,5	2,5
$161 \text{ kV} < V$	1,0	1,5

PCC: punto de acoplamiento común

Fuente: CNEE. *Normas técnicas del servicio de distribución.*

http://www.cnee.gob.gt/wp/?page_id=555. Consulta: 11 de octubre de 2019.

Tabla XXI. **Resumen de medición de THD de voltaje fase A**

THD de voltaje fase A			
Característica	%	Hora	Fecha
Promedio	1,60	Sin hora	Sin fecha
Máximo	2,28	12:54:01 p. m.	27/06/2018
Mínimo	1,08	07:14:01 a. m.	02/07/2018

Fuente: elaboración propia.

Tabla XXII. **Resumen de medición de THD de voltaje fase B**

THD de voltaje fase B			
Característica	%	Hora	Fecha
Promedio	1,57	Sin hora	Sin fecha
Máximo	2,09	08:44:01 p. m.	28/06/2018
Mínimo	1,13	07:14:01 a. m.	02/07/2018
		03:14:01 p. m.	02/07/2018

Fuente: elaboración propia.

Tabla XXIII. **Resumen de medición de THD de voltaje fase C**

THD de voltaje fase C			
Característica	%	Hora	Fecha
Promedio	1,67	Sin hora	Sin fecha
Máximo	2,47	12:54:01 p. m.	27/06/2018
Mínimo	1,11	07:14:01 a. m.	02/07/2018

Fuente: elaboración propia.

La siguiente tabla refleja las mediciones de distorsión de armónicos de voltaje realizadas en la DGC y la comparativa con las normas que aplican para corroborar si está libre de armónicos o que los existentes no interfieran con el funcionamiento cotidiano y que puedan perjudicar el sistema existente.

Tabla XXIV. **Distorsión armónica total medida y comparada con normas**

Fase	THD mínima	THD máxima	THD promedio	Norma NTSD é IEEE 519-2014 THD < 8 %
A	1,08	2,28	1,6	Si cumple
B	1,13	2,09	1,57	Si cumple
C	1,11	2,47	1,67	Si cumple

Fuente: CNEE. *Normas técnicas del servicio de distribución.*

http://www.cnee.gob.gt/wp/?page_id=555. Consulta: 11 de octubre de 2019.

5.5.6. Análisis de desbalance eléctrico

Un desequilibrio se da cuando las cargas o el consumo no es similar entre cada una de las fases.

5.5.6.1. Desbalance por tensión

Estos son producidos cuando en un sistema trifásico existen diferencias entre los valores eficaces de las tensiones, tenga o no conectado el conductor de neutro. El índice de calidad del Desbalance de la tensión suministrada hace referencia a la siguiente fórmula:

Desequilibrio por tensión

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

Donde:

- $\Delta DTD (\%)$: porcentaje de desbalance de tensión por parte del distribuidor.
- V_{max} : es la tensión máxima de cualquiera de las fases, registrada en el intervalo de medición k.
- V_{min} : es la tensión mínima de cualquiera de las fases, registrada en el Intervalo de Medición k.
- V_a : es la tensión de la fase a, registrada en el Intervalo de medición k.
- V_b : es la tensión de la fase b, registrada en el Intervalo de medición k.
- V_c : es la tensión de la fase c, registrada en el Intervalo de medición k.

La siguiente tabla muestra los valores de las mediciones realizadas:

Tabla XXV. **Valores registrados por analizador de redes, cálculo de desbalance de tensión y comprobación con norma NTSD**

Fase	Voltaje máximo	Voltaje mínimo	Voltaje promedio	Fórmula ΔDTD (%)	Norma NTSD $\Delta DTD \leq 3 \%$
A	120,52	118,11	119,35	2,57	Si cumple
B	120,38	117,56	119,21		
C	120,63	118,06	119,52		

Fuente: elaboración propia.

La tolerancia establecida para el desbalance en baja tensión es del 3 % (Artículo 28. Tolerancias para el desbalance de tensión por parte del distribuidor. NTSD). Se concluye que no se tiene desequilibrio por tensión en ninguna fase y el sistema en general.

5.5.6.2. Desbalance por corriente

Son producidos cuando por las tres fases de un sistema trifásico no circulan las mismas intensidades, este tipo de desequilibrio provoca: sobrecalentamiento en los receptores, en cables de alimentación y protecciones que incluso podrían llegar a disparar, circulación de corriente por el conductor neutro, se debe recordar que en redes trifásicas con el neutro aterrizado y si el sistema es equilibrado no hay circulación de corriente por el conductor neutro. Para determinar el desequilibrio o desbalance por corriente se tiene la siguiente ecuación:

Desbalance por corriente:

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

Donde:

- ΔDIP (%): porcentaje de desbalance de corriente por parte del participante.
- I_{mp} : Máxima desviación de corriente de cualquiera de las fases, respecto al promedio de la corriente de las tres fases, registrada en el intervalo de medición k.
- I_a : corriente en la fase a registrada en el intervalo de medición k.
- I_b : corriente en la fase b registrada en el intervalo de medición k.
- I_c : corriente en la fase c registrada en el intervalo de medición k.

La siguiente tabla cuenta con los valores adquiridos por el analizador durante el periodo de medición:

Tabla XXVI. **Parámetros medidos, calculados y valuados en fórmula de desbalance de corriente norma NTCSTS**

Fase	Corriente máxima (amperios)	Corriente promedio (amperios)	Fórmula ΔDIP (%)	Norma NTCSTS $\Delta DIP \leq 10 \%$	Solución
A	339,60	304,87	11,39	No cumple	Balance de cargas
B	298,90				
C	276,10				

Fuente: elaboración propia.

La tolerancia establecida para el desbalance o desequilibrio de corriente es del 10 % (Artículo 32. Tolerancias para el desbalance de corriente. NTCSTS). Se concluye que al hacer la comparativa se denota que la corriente está en desbalance y no cumple la normativa.

Tabla XXVII. **Resumen de calidad de energía**

Parámetro	Evento	Medición o cálculo	Normativa (rango de aceptación)	Cumple la DGC con la norma
Factor de Potencia	Bajo factor de potencia	0,96	0,90 - 1.00	Cumple
THD de corriente	Alta armónica distorsión	19,35 %	20 %	Cumple
THD de voltaje	Alta armónica distorsión	1,67 %	8 %	Cumple
Desbalance por tensión	Desbalance	2,57 %	3 %	Cumple
Desbalance por corriente	Desbalance	11,39 %	10 %	No cumple

Fuente: elaboración propia.

5.6. Elementos de la instalación eléctrica principal

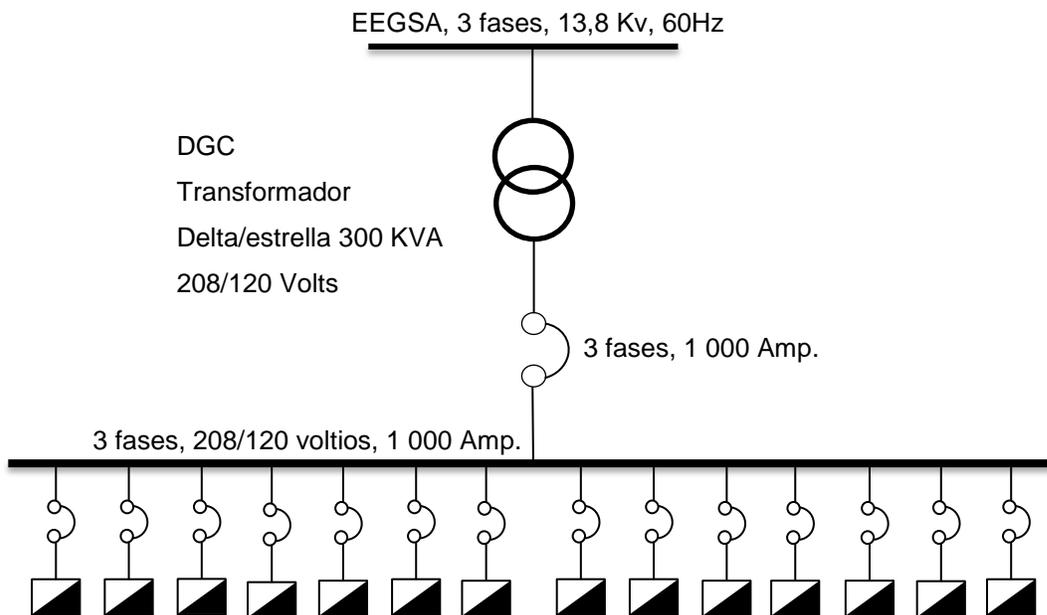
Los elementos en la instalación principal son todos aquellos dispositivos que distribuyen la energía eléctrica en los circuitos eléctricos de la instalación interior, incluyendo los tableros eléctricos, los alimentadores que conectan los tableros, los circuitos de alumbrado, circuitos de fuerza. En general todo elemento que pertenece a la instalación interior es registrado y luego identificado en tablas o planos eléctricos. También se pueden incluir detalles de consumos y cargas eléctricas conectadas. La DGC no cuenta con planos actualizados, solamente se tiene un plano de iluminación antiguo del edificio central.

- Diagrama unifilar

Es una representación gráfica de una instalación eléctrica o de parte de ella. El esquema unifilar se distingue de otros tipos de esquemas eléctricos en que el conjunto de conductores de un circuito se representa mediante una única línea, independientemente de la cantidad de dichos conductores. Típicamente el esquema unifilar tiene una estructura de árbol, aunque no es la única.

El unifilar eléctrico de la DGC Planta Central se reproduce a continuación. El plano fue elaborado con fines de conocimiento de la acometida principal, transformador de 300 kVA a un costado de la planta central.

Figura 43. **Diagrama unifilar de la DGC**



Fuente: elaboración propia.

Tabla XXVIII. **Nomenclatura de unifilar DGC**

NOMENCLATURA	
Descripción	Símbolo
Barra de distribución	
Transformador de distribución	
Interruptor termomagnético Principal	
Barra principal	
Interruptores Termomagnéticos secundarios	
Tableros de distribución	

Fuente: elaboración propia.

Tabla XXIX. **Ubicación y valor de protección tableros secundarios unifilar DGC**

Núm.	UBICACIÓN	PROTECCIÓN
1	Dirección Gral. y Secretaria Gral.	3 x 100 Amp.
2	División administrativa	3 x 100 Amp.
3	División de planificación y estudios 1	3 x 100 Amp.
4	División de planificación y estudios 2	3 x 100 Amp.
5	División de supervisión de construcciones	3 x 100 Amp.
6	Unidad de asesoría jurídica	3 x 225 Amp
7	División financiera	3 x 100 Amp.
8	Auditórium	3 x 220 Amp.
9	División de mantenimiento por admón.	3 x 220 Amp.
10	Auditoría interna	3 x 225 Amp.
11	Multirestaurantes	3 x 100 Amp.
12	Depto. De combustibles y lubricantes	3 x 100 Amp.
13	Iluminación externa posterior	3 x 100 Amp.
14	Iluminación externa frontal	3 x 100 Amp.

Fuente: elaboración propia.

5.6.1. Tablero principal

Panel grande individual, bastidor o ensamble de paneles, en el que se montan, por delante o por detrás, o por ambos, interruptores, dispositivos de protección contra sobrecorriente y otros dispositivos de protección, barras de conexión e instrumentos en general.

Los tableros de distribución son accesibles generalmente por delante y por detrás y no están destinados para instalación dentro de gabinetes.

En el caso de la DGC el tablero principal está conectado desde el distribuidor (EEGSA) hasta un transformador *padmounted*, siendo la acometida primaria, luego la energía suministrada es transmitida hacia el tablero principal Siemens Cat. No. I5X90ML120C con una corriente máxima por barra de 1 200 Amperios para un sistema máximo de 482Y/277, 3 fases y 4 cables por fase.

Tabla XXX. Planilla de tablero principal DGC

Distribución de <i>breakers</i> en tablero principal Siemens						
Conductores por fase en la alimentación principal: 4 No. 250 kcmil						
Ubicación	Identificación	Marca	Ampacidad	Catálogo	Cant. Fases	No. De calibre empleado
Centro	<i>Breaker</i> General	SIEMENS	1000	NXD63B100	3	250 kcmil
Izquierdo	AUDITORIA	SIEMENS	225	QR23B225MX	3	2/0
	T.N.1.	SIEMENS	100	NE-7121	3	2/0
	T.N.2.	SIEMENS	100	NE-7121	3	SIN USO
	T.N.3.	SIEMENS	100	NE-7121	3	2/0
	T.N.4.	SIEMENS	100	NE-7121	3	2/0
	BOMBA	SIEMENS	100	YF-7176	2	2/0

Continuación de la tabla XXX.

Derecho	Mantenimiento	SIEMENS	200	QJ23B200	3	2/0 (Doble)
	Auditorio	SIEMENS	200	QJ23B200	3	2/0
	T.N.5.	SIEMENS	100	NE-7121	3	2/0
	T.N.6.	SIEMENS	100	NE-7121	3	2/0
	T.N.7.	SIEMENS	100	NE-7121	3	2/0
	T.N.8.	SIEMENS	100	NE-7121	3	2/0
	Gasolinera	SIEMENS	100	YF-7176	2	2/0

Fuente: elaboración propia.

5.6.1.1. Interruptor principal

Interruptor termomagnético diseñado para usarse en circuitos de distribución general y ramales. Su valor nominal se da en amperios y es capaz de interrumpir su corriente nominal a su tensión nominal.

Características del interruptor principal de la DGC Siemens NXD63B100:

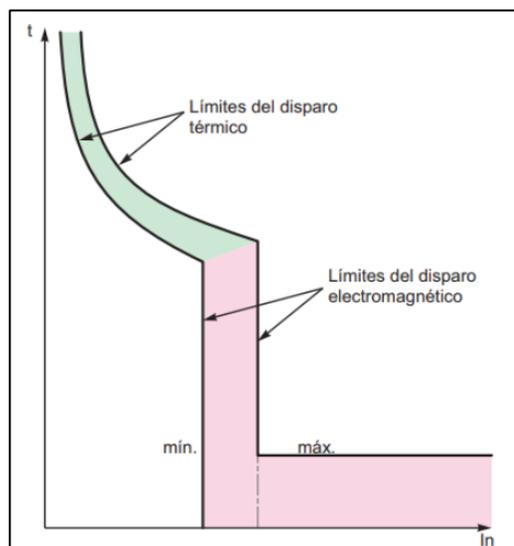
Corriente nominal	1 000 A
Rango de disparo instantáneo:	5 000
Capacidad interruptiva:	240 V 65 000 A
	480 V 50 000 A
	600 V 25 000 A

- Curva característica de disparo

Las curvas de disparo muestran el tiempo de disparo en función de la intensidad de defecto en amperios. Las curvas de disparo de los interruptores automáticos constan de dos partes:

- Disparo de protección contra sobrecarga (dispositivo de disparo térmico), cuanto más alta sea la corriente, más corto será el tiempo de disparo.
- Disparo de protección contra cortocircuitos (dispositivo de disparo magnético): si la corriente supera el umbral de su dispositivo de protección, el tiempo de corte será inferior a 10 milisegundos.

Figura 44. **Curva de disparo**



Fuente: Schneider. *¿Qué son las curvas de disparo en interruptores Riel Din?*.
<https://www.se.com/cl/es/faqs/FA363567/>. Consulta: 11 de octubre de 2019.

En el caso de las corrientes de cortocircuito que superan 20 veces la corriente nominal, la representación de las curvas tiempo-corriente no tiene suficiente precisión. El corte de corrientes de cortocircuito altas se caracteriza por las curvas de limitación de corriente, en corriente de pico y en energía. El

tiempo de corte total puede estimarse en 5 veces el valor de la relación $(i^2t)/(i)^2$. Las curvas existentes son las siguientes:

- Curva B
 - Disparo entre 2,6 y 3,85 I_n
 - Protección de generadores, de personas y grandes longitudes de cable (en régimen TN e IT).
 - Sobrecarga: térmico estándar.
 - Cortocircuito: umbrales magnéticos fijados por curva B (I_m entre 3 y 5 I_n o 3,2 y 4,8 I_n).

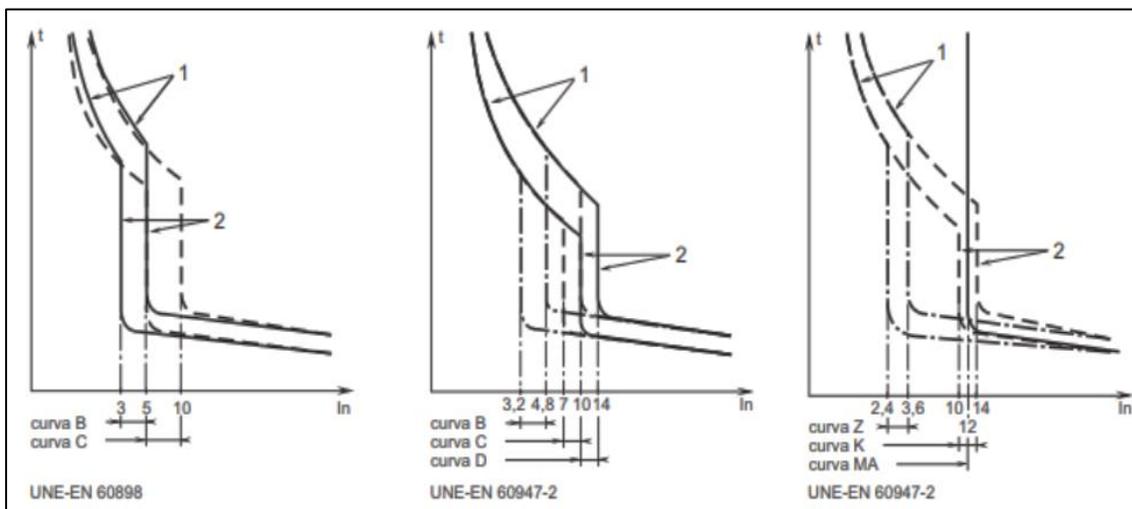
- Curva C
 - Disparo entre 3,85 y 8,8 I_n .
 - Protección de cables alimentando receptores clásicos.
 - Sobrecarga: térmico estándar.
 - Cortocircuito: umbrales magnéticos fijados por curva C (I_m entre 5 y 10 I_n o 7 y 10 según los aparatos).

- Curva D
 - Protección de cables alimentando receptores con fuertes puntas de arranque.
 - Sobrecarga: térmico estándar.
 - Cortocircuito: umbrales magnéticos fijados por curva D (I_m entre 10 y 14 I_n).

- Curva MA
 - Protección arranque de motores.
 - Sobrecarga: no hay protección.

- Cortocircuito: umbrales magnéticos fijados por curva MA (I_m fijado a $12 I_n$).
- Curva Z
 - Protección de circuitos electrónicos.
 - Sobrecarga: térmico estándar.
 - Cortocircuito: magnéticos fijados por curva Z (I_m entre 2,4 y 3,6 I_n).

Figura 45. Tipos de curva de disparo



Fuente: Schneider. ¿Qué son las curvas de disparo en interruptores Riel Din?.
<https://www.se.com/cl/es/faqs/FA363567/>. Consulta: 11 de octubre de 2019.

- Límites de disparo térmico en frío, 2 polos cargados
- Límites de disparo electromagnético. 2 polos cargados

I_r : intensidad de regulación del disparo térmico

I_m : intensidad de regulación del disparo magnético

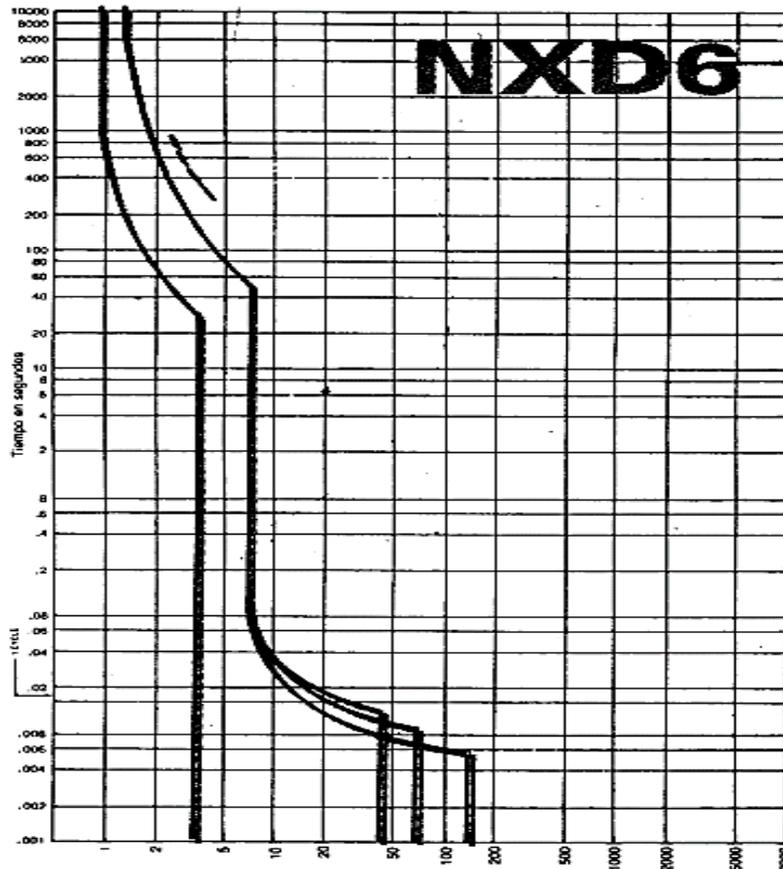
- Curva de disparo del interruptor principal DGC

El interruptor termomagnético NXD6 el cual está ubicado en el tablero principal de la Dirección General de Caminos y es la principal protección de esta misma tiene valores indicados para los tiempos de disparo con promedios del margen de reacción, en estado frío y encontrándose sometido a la misma carga las 3 cintas bimetálicas. Tiene una corriente nominal de 1 000 amperios.

De acuerdo con VDE 0660, la corriente de reacción, en caso de carga bipolar, puede elevarse hasta el 10 %, y hasta el 20 % si la carga es unipolar. También en la maniobra en uno o dos polos, las vías de corriente se conectarán en serie.

A la temperatura de servicio, los tiempos de disparo disminuyen hasta en un 25 %.

Figura 46. Curva de disparo interruptor termomagnético tipo NXD6



Fuente: Rodisa. *Equipo y material eléctrico*. <http://www.rodisa.com.mx/>. Consulta: 4 de noviembre de 2019.

- Cálculo de cortocircuito

El poder de corte para un interruptor General automático de cualquier instalación deberá ser como mínimo de 4 500 A. Por otro lado, en el circuito no debe superar el tiempo en el que la temperatura de los conductores tarda en alcanzar el límite aceptable. Este tiempo será como máximo 5 segundos.

Para determinar si el interruptor termomagnético es el adecuado se calcula la corriente de cortocircuito, adicional a ello también se calcula si los conductores de los alimentadores soportarán dicha corriente. Se toma como falla cortocircuito de fase a tierra que el más desfavorable, despreciando la inductancia de los cables.

- Fórmula para cálculo de cortocircuito:

$$I_{cc} = \frac{0,8 V}{R}$$

Donde:

I_{cc}: intensidad de cortocircuito máxima en el punto considerado.

V: tensión de alimentación de fase a neutro (120 V)

R: resistencia del conductor da fase entre el punto considerado y la alimentación.

- Fórmula de cálculo de resistencia:

$$R_c = \rho * \frac{L}{S}$$

$$R = 2 * R_c$$

Donde:

R_c: resistencia del conductor

R: resistencia total

ρ: resistividad del cobre a 20°C (0,018 Ω mm²/m)

L: longitud del conductor

S: sección del conductor en mm²

- Fórmula de cortocircuito en el conductor

$$I_{cc} = \frac{k \times s}{\sqrt{t}}$$

Donde:

I_{cc}: intensidad de cortocircuito máxima admisible por el cable en amperios.

k: constante que depende de la naturaleza del conductor. Para el cobre, los valores de k son de 115 para conductores aislados con material termoplástico (PVC) y 143 para conductores aislados con material termoestable (XLPE, EPR, Siliconas, entre otros).

s: sección del conductor en milímetros cuadrados.

t: tiempo de duración en segundos. Mínimo 0,01segundos hasta un máximo 5 segundos (0,10s para los interruptores automáticos y 5s para los fusibles).

Cálculo de cortocircuito en las líneas de principales de la DGC.

Datos:

V: 120 V (voltaje de fase)

L: 20 mts

S: 126,7 mm² x 4 conductores por fase = 506,8 mm² (conductores 250 kcmil)

t: 0,5 segundos como máximo

$$R_c = \rho * \frac{L}{s} = 0,018 \Omega \cdot \frac{\text{mm}^2}{\text{m}} * \frac{20 \text{ m}}{506,8 \text{ mm}^2} = 0,00071 \Omega$$

$$R = 2 * R_c = 2 * 0,00071 \Omega = 0,00142 \Omega$$

$$R = 0,00142 \Omega$$

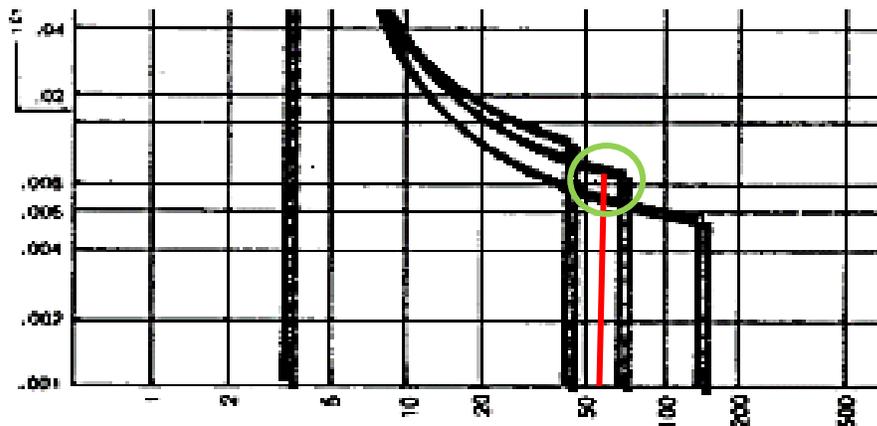
$$I_{cc} = \frac{0,8 V}{R} = \frac{0,8 * 120 V}{0,00142 \Omega} = 67,57 \text{ kA}$$

$$I_{cc} = 67,57 \text{ kA}$$

$$I_{cc} = \frac{k \times s}{\sqrt{t}} = \frac{115 \times 506,8 \text{ mm}^2}{\sqrt{0,5 \text{ seg}}} = 82,42 \text{ kA}$$

$$I_{cc \text{ del conductor}} = 82,42 \text{ kA}$$

Figura 47. **I_{cc} versus Curva Interruptor NXD6**



Fuente: elaboración propia.

Se concluye que a pesar de que el interruptor NXD6 tiene un máximo de corriente Interruptiva de 65 kA y lo calculado da 67,57 kA (pudiendo variar

debido al tiempo de falla), el rango de tiempo de disparo es entre 0,006 segundos como mínimo y 0,001 como máximo. La línea roja muestra el valor calculado de corriente de corto circuito y el círculo el rango aproximado del tiempo de disparo del interruptor.

5.6.2. Conductores

Los conductores están contruidos de un material que no opone resistencia al movimiento de la energía eléctrica y tienen elemento aislante en el exterior.

Los cables que alimentan el tablero principal deben tener un máximo de conducción de 1 000 amperios por fase debido a que la protección principal de todo el tablero es del mismo valor.

Los conductores que se encuentran colocados tienen las siguientes características:

- 4 conductores por fase
- Calibre 250 kcmil
- 290 amperios (tabla de conductores)
- Temperatura nominal del conductor 90° C
- Temperatura medida máxima: 27,40° C
- Tipo de aislamiento: THWW
- Distancia del transformador al tablero principal: 12 mts

La capacidad máxima por fase se encuentra detallada en el siguiente cálculo:

$$I \text{ total por fase} = 4 \times 290 \text{ Amp} = 1160 \text{ Amperios} \times \text{fase}$$

5.6.2.1. Porcentaje de uso de conductores

El porcentaje de uso es la cantidad de corriente que se distribuye a través del tablero principal por cada una de sus fases. Para ello se toma la medición máxima en la fase más alta para determinar en un momento pico el uso de este tablero versus su disposición máxima de acuerdo con su diseño.

En la tabla IX, muestra un máximo de 339,60 amperios, y el tablero tiene como máxima una corriente de fase de 1 000 amperios. Una simple regla de tres puede determinar cuánto se tiene disponible y en uso en ese momento.

$$\% \text{ de uso} = \frac{339,60 \times 100}{1\ 000} = 33,96 \%$$

Se cuenta con un disponible de corriente en la siguiente fórmula:

$$\% \text{ disponible} = 100 \% - 33,96 \% = 66,04 \%$$

5.6.3. Barras

Las barras son conductores de baja impedancia al cual se conectan separadamente a varios circuitos eléctricos. Punto del sistema eléctrico preparado para entregar o retirar energía eléctrica.

En el caso de la DGC las barras son los conductores proporcionados por la EEGSA.

Características del servicio de las barras:

Tensión nominal: 13,2 kV
 Frecuencia del servicio: 60 Hz
 Corriente máxima de corto circuito 10 kA (simétrica)
 Nivel básico de aislamiento (NBA) 95 kV

Tabla XXXI. **Tic de cálculo de la barra principal**

DIRECCION GENERAL DE CAMINOS				
Tic de cálculo del tablero principal				
Cálculo de barra				
División, área o unidad (tablero secundario)	Potencia diaria aproximada	Potencia por fase	Uso real por día	Corriente consumida por fase
Secretaría general y dirección general	13 918,75	4 639,58	2 319,79	19,33
Administrativa	44 460,70	14 820,23	7 410,12	61,75
Financiera	43 945,75	14 648,58	7 324,29	61,04
Planificación y estudios	51 482,20	17 160,73	8 580,37	71,50
Supervisión de construcciones	13 932,00	4 644,00	2 322,00	19,35
Asesoría jurídica	14 076,00	4 692,00	2 346,00	19,55
Mantenimiento por administración	17 227,85	5 742,62	2 871,31	23,93
Auditórium	8 500,00	2 833,33	1 416,67	11,81
Multirestaurantes	59 660,00	19 886,67	9 943,33	82,86
Auditoría interna	11 032,00	3 677,33	1 838,67	15,32
Departamento de combustibles y lubricantes	20 176,00	6 725,33	3 362,67	28,02
Iluminación exterior frontal	26 400,00	8 800,00	4 400,00	36,67
Iluminación exterior posterior	26 400,00	8 800,00	4 400,00	36,67
Corriente total por fase				487,79

Fuente: elaboración propia.

Características del servicio de las barras calculado en base al consumo de los dispositivos de la DGC:

Tensión nominal: 208/120 V
 Tipo de conexión: Estrella (secundario)

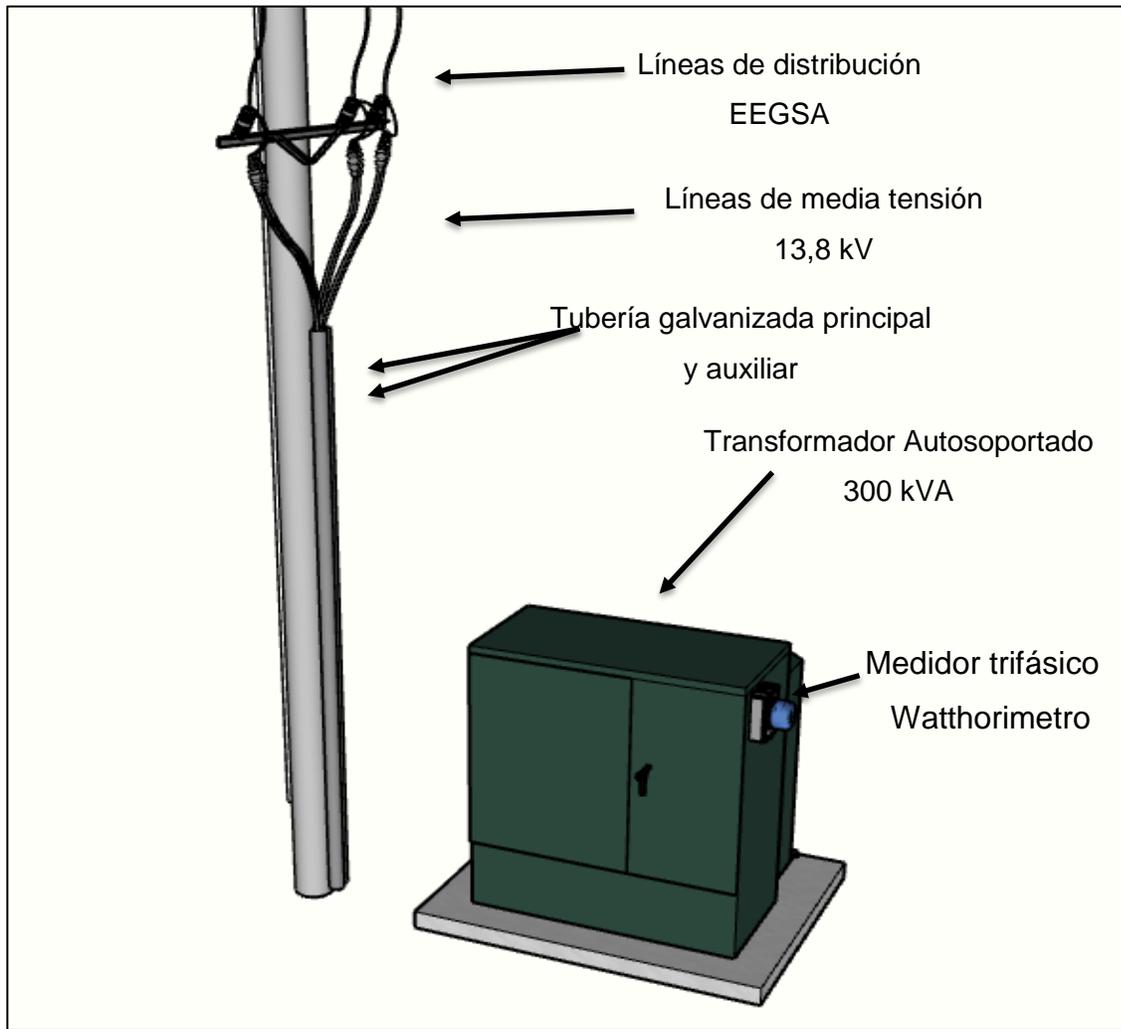
Frecuencia del servicio:	60 Hz
Corriente máxima de corto circuito	20 kA (simétrica)
Cálculo de barra	500 amperios
Barra del tablero (actualmente)	1 000 amperios

El tic de cálculo muestra las potencias de cada dispositivo, dividido en cada fase que transmite dicha potencia, el porcentaje de uso en una hora y la corriente de este mismo tiempo para determinar qué valor de barra se hace necesaria para todo el sistema eléctrico de la DGC.

5.6.4. Acometida

De acuerdo con EEGSA la definición de acometida es: conjunto de componentes utilizados para transportar la energía eléctrica desde las líneas de distribución de la EEGSA a la instalación eléctrica del inmueble servido. La siguiente imagen muestra la acometida principal de la DGC.

Figura 48. Partes de la acometida de la DGC



Fuente: elaboración propia.

5.7. Mediciones térmicas

La mayoría de las fallas en equipos, ya sean eléctricos, mecánicos, de proceso o electrónicos, presentan un aumento importante en la temperatura de funcionamiento mucho antes de que se produzca la falla, y esta denota en el

caso eléctrico si existe sobre carga, pequeñas fugas de corriente y hasta falsos contactos, o en otro caso el daño de los dispositivos de protección ya sea interruptores termomagnéticos, fusibles, entre otros.

La termografía es un método de mantenimiento predictivo debido a que no necesita de conexión física, las imágenes pueden ser capturadas a distancia y puede realizar sus mediciones en las instalaciones en pleno funcionamiento. A una falla detectada termográficamente se le conoce como “punto caliente”, el fundamento de su detección se basa en el sobrecalentamiento que un componente eléctrico experimenta cuando se genera un aumento de la resistencia eléctrica como consecuencia de un falso contacto, de suciedad, corrosión, aumento de resistencia eléctrica, sobrecargas o fallas de aislamiento. Existen tres razones importantes que hacen de la termografía una herramienta tan indispensable:

- No necesita de contacto
- Las tomas son bidimensionales
- Es en tiempo real

Al no ser necesario el contacto aumenta la seguridad de la persona en la medición por el hecho de existiese una falla peligrosa y no exponerse. El hecho que sea una toma bidimensional permite tomar temperatura de varios puntos sobre el dispositivo que se esté trabajando. Lo inmediato de las capturas termográfica nos permite diagnosticar el evento con una gran velocidad para determinar el tiempo real de la falla o la constancia de la misma o que algún factor cree el punto caliente en periodos determinados.

5.7.1. Tipo de fallas térmicas y su solución

Las fallas o puntos calientes revelan problemas en el sistema y se debe hacer este tipo de pruebas para evitar daños a una escala mayor, a continuación, se presentan los principales:

Tabla XXXII. **Fallas térmicas**

Falla	Posible causa	Solución
Mala conexión	<ul style="list-style-type: none"> • Suciedad • Corrosión y oxidación • Mal ajuste de torque • Falso contacto 	<ul style="list-style-type: none"> • Limpieza • Aplicar estaño u otros productos para proteger. • Reajuste de todo lo que tiene tornillos y tuercas • Cambio de dispositivo
Sobrecarga	<ul style="list-style-type: none"> • Mal dimensionamiento de circuito • Cargas superiores inesperadas • Daños de dispositivos de protección 	<ul style="list-style-type: none"> • Reestructuración de los circuitos (aumentar de conductores o distribuyendo cargas a circuitos aledaños, sin causar el mismo efecto) • Definir qué cargas son aptas y cuáles no. • Verificar que los interruptores automáticos se encuentren en óptimas condiciones (hacer pruebas de cortocircuito y protección térmica)
Fallas de aislamiento	<ul style="list-style-type: none"> • Sobrecalentamiento de los conductores • Mala ventilación de conductores • Excesiva colocación de conductores en tubería • Mala elección de aislamiento 	<ul style="list-style-type: none"> • Verificar daño en protecciones • Verificar cortocircuito a tierra • Agregar tuberías paralelas • Sustitución de conductores con aislamiento de mayor grado de temperatura.
Armónicos	<ul style="list-style-type: none"> • Incremento de fuentes no lineales 	<ul style="list-style-type: none"> • Colocación de filtros activos • Colocación de filtros pasivos

Fuente: elaboración propia.

5.7.2. Cámara termográfica

La cámara termográfica es la herramienta de medición a distancia no invasiva para la supervisión y diagnóstico del estado de componentes en instalaciones eléctricas y mecánicas. Es capaz de analizar y visualizar la distribución de temperatura de superficies completas con rapidez y precisión. Este dispositivo hace posible predecir fallos porque hacer visible lo que no lo es, utilizada para programar mantenimientos predictivos.

La cámara termográfica registra la intensidad de la radiación en rango infrarrojo del espectro electromagnético y la convierte en una imagen visible, ya que el ojo humano no es capaz de captar esta zona del espectro.

En la temperatura IR los encargados de obtener las mediciones llevan por nombre microbolómetros, estos son detectores de tipo térmico diseñados para la medición térmica y partículas subatómicas de alta energía. Consiste en un material que absorbe la radiación y disipadores de calor como estabilizadores térmicos.

La termografía transforma una imagen infrarroja en una imagen radiométrica (termograma), que permite leer los valores de temperatura, y cada pixel de dicha imagen radiométrica es una medición de temperatura.

Para interpretar de manera correcta los termogramas se deben conocer los siguientes factores de compensación influyentes en las lecturas de temperatura:

- Conductividad térmica: cada material tiene propiedades térmicas diferentes. Es como el aislamiento que se suele calentar lentamente y los metales se calienta rápidamente, a esto se le llama conductividad térmica, esta diferencia puede provocar importantes diferencias de temperatura en cada situación.
- Emisividad: cada cuerpo tiene la capacidad de emitir infrarrojos, dependiendo de que material se encuentra formado. Es indispensable establecer la Emisividad correcta, de lo contrario las mediciones serán erróneas. Una manera de ajustar este parámetro es la colocación de una cinta de calibración de emisividad conocida se coloca sobre el material del objeto durante un tiempo determinado, dado que la temperatura es la misma que el material de la superficie, se puede cambiar la emisividad para que la lectura de temperatura sea igual a la lectura de temperatura de la cinta.
- Temperatura reflejada: existen materiales que reflejan la radiación térmica de la misma manera que un espejo refleja la luz. Las reflexiones pueden provocar una interpretación incorrecta de la termografía e interpretar falsos puntos calientes, por lo que la cámara termográfica debe ser apuntada en un ángulo en que dichas reflexiones puedan ser evitadas.
- Temperatura ambiente: la temperatura ambiente influye sobre la temperatura de la superficie del objeto, al igual que el aire acondicionado o la calefacción, lo cual crea diferencias de temperatura, por lo cual puede causar datos térmicos incorrectos, provocando la no detección de fallas.

- Humedad relativa: en el caso de que la humedad relativa sea elevada, la cámara termográfica se empañará, y la radiación infrarroja no se recibirá completamente, y es importante que la humedad permanezca baja en el entorno de medición.
- Distancia: la distancia es importante debido a que de ello depende si se tendrá una buena medición termográfica, y el fabricante determina la longitud en la que el objeto a medir se deberá encontrar. De otra manera más básica es definido por el número de píxeles, a mayor resolución, se tendrá mayor distancia de medición.

La cámara termográfica con la cual se obtiene el valor de temperatura de los dispositivos, conductores, entre otros. puestos frente obteniendo una imagen infrarroja, y obteniendo los valores de la toma completa y determinar que parte de lo analizado presenta valores muy elevados los cuales requieren atención para su reparación o se mantienen en rangos permitidos.

La cámara termográfica utilizada en las mediciones es la Fluke TiS-45

Figura 49. **Cámara termográfica y sus características**



Fabricante	Fluke Thermography
Emisividad	0,95
Tamaño de sensor IR	160 x 120
Transmisión	100 %
Modelo de cámara	TiS45
Rango de calibración	-20,0 °C a 350 °C
Número de serie de la cámara	TiS45-16090287

Fuente: elaboración propia.

5.7.3. Norma ANSI NETA MTS 2011

Esta norma trata de las especificaciones de pruebas de mantenimiento para equipos de energía eléctrica y sistemas. Fue elaborada con el fin de determinar las acciones a seguir en el momento de tomar lecturas termográficas y encontrar los valores térmicos en los que se encuentra el material o dispositivo en el momento de la medición.

Las especificaciones de temperatura varían según el tipo exacto de equipo. Incluso en la misma clase de equipo (es decir, cables) hay varias clasificaciones de temperatura. El calentamiento generalmente está relacionado

con el cuadrado de la corriente; también la corriente de carga tendrá un impacto importante en ΔT . En ausencia de estándares de consenso para ΔT , los valores en esta tabla proporcionarán pautas razonables.

Es un requisito necesario y válido que la persona que realiza la inspección eléctrica esté completamente capacitada y tenga experiencia con respecto a los aparatos y sistemas que se evalúan, así como que conozca la metodología termográfica.

A continuación, se muestran el área y una breve descripción de la situación actual de los tableros y haciendo la comparativa con la norma ANSI NETA MTS 2011.

Tabla XXXIII. **Verificación termográfica y acciones sugeridas basadas en el aumento de temperatura**

Diferencia de temperatura (ΔT) basada en comparaciones entre componentes iguales bajo carga similar	Diferencia de temperatura (ΔT) basada en comparaciones entre componentes y la temperatura ambiente del aire	Acción sugerida
1° C – 3° C	1° C – 10° C	Posible deficiencia; orden de investigación
4° C – 15° C	11° C – 20° C	Indica deficiencia probable; reparar según lo permita el tiempo
-----	21° C – 40° C	Monitoree hasta que se puedan lograr las medidas correctivas
>15° C	>40° C	Mayor discrepancia; reparar de inmediato

Fuente: International Electrical Testing Asociation. *Acciones sugeridas.*

https://webstore.ansi.org/sdo/neta?gclid=Cj0KCQiA2af-BRDzARIsAIVQUOfVu_XKSzwoRvs6RogOGmTQ7QdZUUP2hFLTz5i0em3DuBluCDR0AbcaAmIBEALw_wcB.

Consulta: 4 de noviembre de 2019.

Como base de la temperatura ambiente del aire promedio es de 20 °C, lo cual se agregará a la tabla, se puede tomar que cualquier lectura arriba de los 40 °C más la temperatura ambiente, se declara como una falla grave, y se debe considerar de reparación inmediata.

5.7.4. Rango térmico en base A la criticidad de la falla

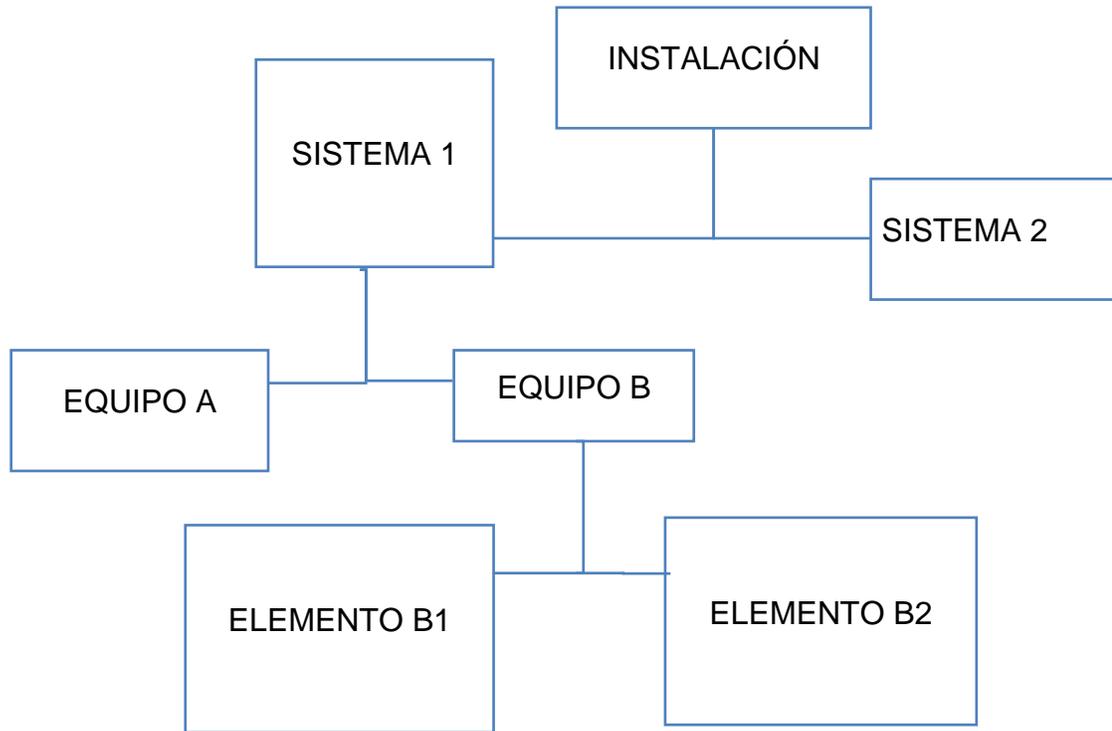
La criticidad de una falla es un indicador proporcional del riesgo que permite establecer la jerarquía y prioridad de procesos, sistemas y equipos, creando una estructura que facilita la toma de decisiones acertadas y efectivas, y permite direccionar el esfuerzo y los recursos a las áreas más importante o necesarios para mejorar la confiabilidad y administrar el riesgo. La supervisión y mantenimiento constante reduce en gran parte daños a los sistemas eléctricos.

La criticidad se determina cuantitativamente, multiplicando la probabilidad o frecuencia de ocurrencia de una falla por la suma de las consecuencias de la misma, estableciendo rasgos de valores para homologar los criterios de evaluación.

$$\text{Criticidad} = \text{frecuencia} \times \text{consecuencia}$$

Para iniciar el análisis de criticidad se deben definir los niveles en donde se efectuar el análisis, equipo o elemento, de acuerdo con los requerimientos o necesidades de la jerarquía de los elementos, siendo este el primer plano.

Figura 50. **Niveles de análisis de criticidad**



Fuente: elaboración propia.

El segundo paso para definir la criticidad se iniciaría con la estimación de la frecuencia de la falla y el impacto total o consecuencia de las fallas. Para determinar la falla se toma en cuenta el número de eventos por año.

Y para finalizar y determinar el nivel de criticidad de una instalación, sistema o equipo se emplea la fórmula antes descrita y se diseña la matriz de criticidad.

Como su base es el comportamiento de la falla con respecto al rango térmico, se tomará como punto de partido el uso de 20 °C y a esto se le sumará los rangos proporcionados por la norma ANSI NETA MTS 2011.

Tabla XXXIV. **Rango térmico en base a la criticidad de la falla**

Rango de temperatura	Criticidad	Acción sugerida
21 °C – 30 °C	Criticidad no Importante (NI)	Posible deficiencia; orden de investigación
31 °C – 40 °C	Criticidad baja (B)	Indica deficiencia probable; reparar según lo permita el tiempo
41 °C – 60 °C	Criticidad media (M)	Monitoree hasta que se puedan lograr las medidas correctivas
>60 °C	Criticidad alta (A)	Mayor discrepancia; reparar de inmediato

Fuente: elaboración propia.

De los resultados obtenidos se deberán analizar y aplicar las acciones sugeridas por la norma y minimizar los impactos asociados a los modos de falla encontrados que causan la falla constante o funcional.

Si existiese una frecuencia de ocurrencia por ordenar los problemas, componentes, equipos, sistemas o procesos basado en la criticidad. Los activos más críticos permitirán orientar los esfuerzos y recursos en las áreas que lo ameriten.

La orientación de este análisis es la de reducir la frecuencia de ocurrencia del evento. Si la criticidad es alta, las acciones deben orientarse a mitigar los impactos que el evento de falla puede generar.

Luego de todo esto se deben seleccionar las acciones de mejora en la frecuencia de ocurrencia de los eventos y mitigación de impactos, se debe crear

y establecer en Seguimiento y Control, para garantizar el monitoreo y ejecución de acciones seleccionadas y el cumplimiento de las recomendaciones.

Tabla XXXV. **Rangos de temperatura y criticidad de la falla de la medición térmica en la DGC**

Numero de fotografía y termografía	Ubicación de tablero en la DGC	Rango de temperatura medida	Criticidad de la falla	Observación
1	Tablero principal DGC	26,0°C - 27,4°C	NI	Supervisión
2	Dirección general	23,1°C - 25,9°C	NI	Supervisión
3	División administrativa	26,8°C - 30,1°C	NI	Supervisión
4	Planificación estudios 1 y	27,2°C - 39,8°C	B	Reparación programada
5	Planificación estudios 2 y	24,2°C - 27,3°C	NI	Supervisión
6	Supervisión de construcciones	25,2°C - 29,3°C	NI	Supervisión
7	Asesoría jurídica	17,0°C - 19,1°C	NI	Supervisión
8	Financiero	15,2°C - 26,2°C	NI	Supervisión
9	Auditórium	22,5°C - 28,5°C	NI	Supervisión
10	Mantenimiento por administración	22,9°C - 24,3°C	NI	Supervisión
11	Auditoría interna	17,4°C - 18,5°C	NI	Supervisión
12	Multirestaurantes	27,6°C - 47,6°C	M	Reparación monitoreada
13	Multirestaurantes (barra de tablero)	64,7°C - 123,8°C	A	Reparación inmediata
14	Multirestaurantes (interruptor termomagnético)	59,2°C	M	Reparación monitoreada
15	Depto. De combustibles y lubricantes	3,8°C - 24,1°C	NI	Supervisión
16	Iluminación externa posterior	21,2°C - 22,0°C	NI	Supervisión
17	Iluminación externa frontal	23,4°C - 24,0°C	NI	Supervisión

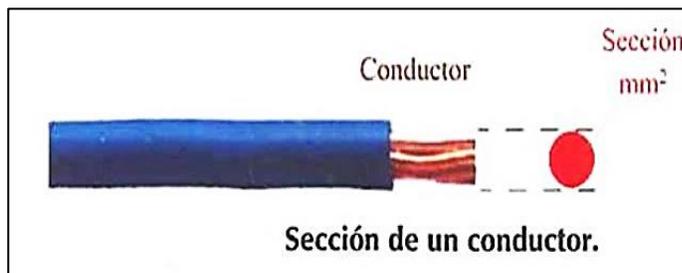
Fuente: elaboración propia.

5.7.5. Temperatura con relación a la carga

La resistencia de cualquier material depende de la temperatura, y eso se debe a que la resistividad depende de la temperatura y por lo cual la resistencia tiene un comportamiento no lineal. Un ejemplo que se puede analizar es el de la temperatura en función de la corriente, y ocurre que al tener un aumento de tensión (ΔV), le corresponde una variación de corriente, y luego una variación de temperatura, el cual hace que la resistencia (R) aumente y esto limita la corriente (ΔI), así se da la función $I = f(V)$ de pendiente decreciente.

El efecto Joule es el responsable del calentamiento en los conductores cuando son recorridos por una corriente eléctrica. Debido a ello son construidos de diferentes secciones. A mayor corriente mayor sección.

Figura 51. **Sección de un conductor eléctrico**



Fuente: Fundación para la formación profesional. *Cálculo de sección de una línea eléctrica*.
<https://www.fundacionforpro.org/blog/calculo-de-la-seccion-de-una-linea-electrica/>. Consulta: 4 de noviembre de 2019.

Ningún conductor es perfecto debido a que tienen cierta resistencia y cuando conducen una corriente eléctrica se calientan y pierden potencia y al conectarse con aparatos eléctricos produce una caída de tensión.

La resistividad es la oposición que ofrece cada material al paso de la corriente eléctrica por unidad de longitud y superficie. Este también ayuda identificar si este material es buen conductor o no. La resistividad del cobre es de $1,7 \times 10^{-8} \text{ohm} * \text{mt}$.

La resistencia de un conductor crece al aumentar la temperatura. Esto se puede comprobar con la siguiente fórmula:

$$R = R_o(1 + \alpha t)$$

Donde:

R: resistencia del conductor.

R_o : resistencia a la temperatura de referencia (20 °C).

α : coeficiente térmico (cambio de resistividad por grado centígrado de variación a 0 °C o a 20 °C).

t: variación de temperatura (en grados centígrados).

Debido a que resistividad no solo depende del tipo de material, sino también de la temperatura, si el material varía su temperatura, se puede calcular con la siguiente fórmula y dicha temperatura supere los 20 °C:

$$\rho_{\theta} = \rho_{20^{\circ}\text{C}} + \rho_{20^{\circ}\text{C}} * \alpha (T - 20^{\circ})$$

Donde:

ρ_{θ} : resistividad a la temperatura deseada

$\rho_{20^{\circ}\text{C}}$: resistividad a 20 °C (ver tabla)

α : coeficiente de temperatura a 20 °C (ver tabla)

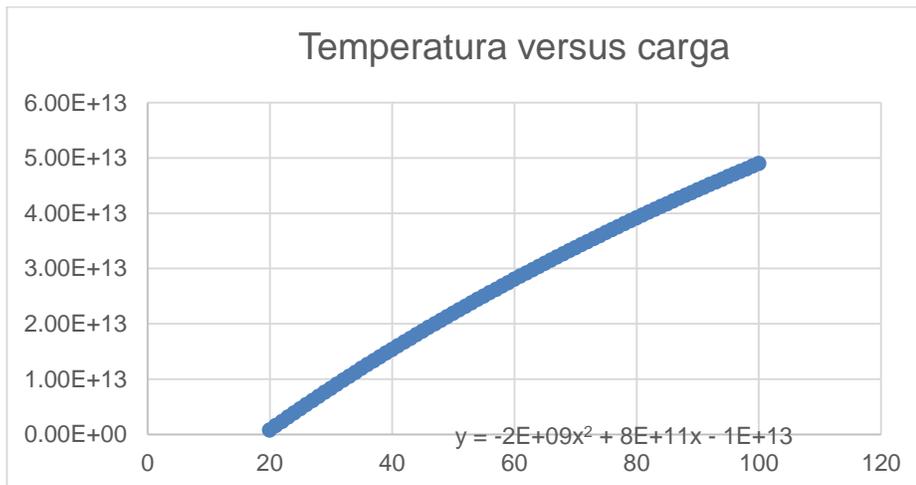
T: temperatura a la que se desea determinar la resistividad

Tabla XXXVI. Resistividad y coeficientes de temperatura

MATERIAL	RESISTIVIDAD A 20 °C ρ ($\Omega\cdot m$)	COEFICIENTE DE TEMPERATURA α (1/°C)
Plata	1.6×10^{-8}	3.8×10^{-3}
Cobre	1.7×10^{-8}	3.9×10^{-3}
Aluminio	2.8×10^{-8}	3.9×10^{-3}
Tungsteno	5.5×10^{-8}	4.5×10^{-3}
Hierro	10×10^{-8}	5.0×10^{-3}
Plomo	22×10^{-8}	4.3×10^{-3}
Mercurio	96×10^{-8}	0.9×10^{-3}
Nicrón	100×10^{-8}	0.4×10^{-3}
Carbono	35000×10^{-8}	-0.5×10^{-3}
Germanio	0.45	-48×10^{-3}
Silicio	640	-75×10^{-3}
Madera	10^8-10^{14}	-
Vidrio	$10^{10}-10^{14}$	-
Goma dura	$10^{13}-10^{16}$	-
Ambar	5×10^{14}	-
Azufre	10^{15}	-

Fuente: RIBEIRO, Carol. *Física experimental II*. p. 53.

Figura 52. Temperatura con relación a la carga



Fuente: elaboración propia.

6. ANÁLISIS DE RESULTADOS

El fin de la auditoría energética es de realizar los análisis técnicos-económicos para la implementación de las políticas de eficiencia energética dentro de la institución. Además, se muestran cada uno de los análisis en base a los datos obtenidos y las propuestas a plantear.

6.1. Análisis y propuestas de mejoras en energía eléctrica

Como parte de la implementación de las mejoras al ahorro energético se plantean soluciones para la disminución del gasto mensual de electricidad dentro de la institución.

El segundo consumo mayor de energía dentro de la DGC se debe a los equipos como los de oficina tales como: ordenadores, tanto cpu como monitores, también impresora y escáner. Y a esto otros equipos como ventiladores, microondas, etc. Lo cual ya unido genera una importante carga al sistema y representa una parte significativa en la facturación mensual.

- Tipos de mejora
 - Gestionar que las futuras compras de equipos de cómputo y de otra índole consuman menor energía y que su calentamiento sea menor, debido a que ello aporta mayor temperatura al ambiente.
 - Plan de ahorro energético por parte de la DGC y el personal.

- Solicitar apoyo al departamento de informática para dejar programado los equipos de cómputo, que en cuanto se deje de utilizar por más de una hora, estos mismos se apaguen automáticamente.
- Que el equipo de cómputo y otros entren en modo espera (standby), después de 15 minutos. Esto puede llegar a reducir en un 90 % el consumo energético en estos dispositivos.
- Ajustar el brillo de acuerdo con las necesidades, ya que este mismo puede dañar la visión si mantiene en un rango muy alto y al reducirlo también aporta a la reducción de energía consumida.
- Al finalizar la jornada apagar en su totalidad todos los equipos desconectándolos o a través de regletas, debido a que los leds y parte de las fuentes de alimentación quedan consumiendo cierto porcentaje de la energía total del equipo, aun se encuentre apagados.
- Además, los viernes dejar todo equipo sin conexión debido a que los fines de semana no se utilizan los mismos. Esto crearía una mejora debido a que por ejemplo los oasis siguen en funcionamiento aún no se encuentre personal laborando.
- Solicitar apoyo al departamento de organización y métodos para realizar pancartas, volantes, letreros, entre otros. Con

el fin de recordarle al personal su compromiso con el ahorro energético, colocándolo tanto en apagadores, como oasis, entre otros.

- Mejoramiento de los circuitos eléctricos, debido a que muchos de los apagadores quedaban a gran distancia de los tableros, estando los puntos de iluminación aún más cercanos a los mismos. Adicional llevar una bitácora de mantenimiento y la realización de planos para saber el orden de los circuitos.
- Uso de energías renovables. Esto se hace con el fin de aprovechar una fuente inagotable de energía el cual es el sol, y ayudaría al ambiente en la reducción del CO₂ que provoca la generación con carbón, bunker, etc. Y teniendo como beneficio agregado, la reducción del costo de la energía eléctrica en la DGC.

6.2. Análisis y propuestas de utilización de energía renovable

La energía renovable es una de las fuentes naturales por las que se puede obtener energía del ambiente, porque se regenera por sí misma.

Entre estas se pueden tomar en cuenta la eólica, la geotérmica, la hídrica, la mareomotriz, biomasa, solar, entre otras.

Por cuestiones de ubicación geográfica, lo más factible en la aplicación de este tipo de energías, es la solar, como base en la generación y reducción del consumo energético en la Dirección General de Caminos, porque el sol es la

fuente encontrada hasta en los lugares más recónditos del país. Mientras que las otras fuentes no son precisamente propias de cada lugar.

El techo de los diferentes edificios que se encuentran dentro de esta auditoría, se tomaran como base para determinar qué cantidad de energía se podría generar colocando un numero de paneles adecuado, despreciando su forma debido a que la mayoría de estos mismos tienen diferentes inclinaciones desde 4 aguas, 2 aguas y otros son losas de concreto armado. (Ver anexos)

La siguiente tabla muestra el área disponible para la instalación de los paneles fotovoltaicos.

Tabla XXXVII. **Áreas disponibles de techos de edificios pertenecientes a la DGC**

Edificio	Techo en m²
Planta central	3 642
Mantenimiento por administración	373
Multirestaurantes	429
Auditórium	225
Combustibles	149
Total	4 818

Fuente: elaboración propia.

Se utilizarán paneles fotovoltaicos monocristalinos, estos paneles son formados por un solo cristal, el silicio fundido se forma en un solo grano. También porque estos tienen un mayor rendimiento energético que los policristalinos (climas cálidos). Los monocristalinos dan mayor resultado en climas fríos, en el caso de la ciudad capital tiene una temperatura promedio es de 20 °C. Considerado clima templado.

- Detalles de la instalación solar fotovoltaica

Ubicación: 7 avenida, finca nacional La Aurora, salón. Núm. 7, zona 13. Guatemala, Guatemala, DGC.

Coordenadas: 14,592325. -90,532069

Inclinación: 25°Sur

Voltaje: 120 V

- Energía real diaria necesaria proporcionada por EEGSA: 1075,15 KWh/día.

Energía real diaria necesaria generada por paneles (30 % de reducción):

$$\text{Energía de Reducción con Paneles} = 1\,075 * 30\% = 322,5 \text{ Kwh/día}$$

Tabla XXXVIII. **Demanda de energía real diaria y reducción al 30 % en la DGC**

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic
% mes	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Consumos (Kw)	1 075	1 075	1 075	1 075	1 075	1 075	1 075	1 075	1 075	1 075	1 075	1 075
Reducción 30 % (Kw)	322,5	322,5	322,5	322,5	322,5	322,5	322,5	322,5	322,5	322,5	322,5	322,5

Fuente: elaboración propia.

Tabla XXXIX. **Radiación solar diaria 2018**

MES	KW-H-m2-dia/prom
Enero	8,21
Febrero	8,35
Marzo	8,48
Abril	9,23
Mayo	9,58
Junio	9,51
Julio	9,10
Agosto	9,35
Septiembre	9,46
Octubre	9,39
Noviembre	8,70
Diciembre	8,40
Anual	8,98

Fuente: elaboración propia.

Para el cálculo del campo fotovoltaico se ha tenido en cuenta la inclinación y orientación elegida, Las horas de sol pico, el radio de aprovechamiento del regulador de carga y las temperaturas medias mensuales de los lugares elegidos dando los siguientes valores:

- Mes más desfavorable según radiación solar: enero
- Horas sol pico en meses más desfavorables: 8,21 HSP
- Inclinación optima anual: 25 grados sur
- Energía real diaria generada por cada módulo: 2,69 KwHr/día
- Energía real total generada por los módulos: 322,8 KWh/día
- Potencia pico de los módulos calculada: 36 000 Wp

6.2.1. Parámetros eléctricos y selección de módulos

Para la reducción del 30 % del consumo eléctrico diario de la DGC, se necesitan instalar 120 módulos fotovoltaicos, distribuidos en 2 series de 60 paneles cada uno. A continuación, se muestran los detalles:

Tabla XL. **Características técnicas de paneles marca Solar World**

Solar World Sunmodule Plus SW 300 Monocrystalino			
Potencia máxima	300 Wp	Clasificación de potencia	-0 Wp/ +10 Wp
Voltaje de circuito abierto	40,0 V	Voltaje máximo del sistema IEC/NEC	1 000 V/1 000 V
Voltaje a potencia máxima	32,6 V	Corriente inversa máxima	25 A
Corriente de cortocircuito	9,83 A	Numero de diodos por paso	3
Corriente a potencia máxima	9,31 A	Rango de operación	-40°C -+85°C

Fuente: Solar World. *Ingeniería y desarrollo de energías renovables*. <https://solarws.com/>.

Consulta: 4 de noviembre de 2019.

La base utilizada para el cálculo de los paneles fotovoltaicos de marca Solar World Sunmodule SW de 300 watts cada uno.

En la selección del regulador se tienen en cuenta los valores de tensión del sistema y los parámetros de los módulos fotovoltaicos.

A continuación, se muestran los valores nominales de los reguladores a utilizar:

- Tensión de sistema: 24 V
- Tensión de los módulos en circuito abierto: 40 V
- Tensión de los módulos a máxima potencia: 32,6 V

- Corriente de cortocircuito de módulo: 9,83 A
- Corriente a potencia máxima de cada módulo: 9,31 A
- No. de módulos serie a instalar: 2
- No. de módulos paralelo a instalar: 60
- Total, de módulos a instalar: 120

Tabla XLI. **Características técnicas del regulador de tensión marca Epever**

EPEVER 100A MPPT			
Tensión:	48 V, 36 V, 24 V, 12 V	Voltaje máximo:	200 V
Potencia Nominal de carga:	3 750 W	Consumo propio:	400 mA
Capacidad de carga:	100 A	Radio de aprovechamiento:	0,9
Grado de optimización:	98 %	No. De Reguladores	10

Fuente: EPEVER. *Productos y soluciones*. <https://www.epsolarpv.com/>. Consulta: 4 de noviembre de 2019.

Para el dimensionamiento del inversor-cargador dc/ac se han utilizados los parámetros del sistema en conjunto con un inversor CJCHANGI CJ-5000Y como referencia:

- Tensión del sistema DC: 24 V
- Tensión de salida AC: 120 V
- Potencia máxima: 10 000 W
- Coeficiente de simultaneidad: 0,93

Tabla XLII. **Características técnicas de inversor-cargador marca CJCHANGI**

CJCHANGI CJ-5000Y			
Tensión:	24 V	Potencia nominal:	5 000 W
Potencia continua	4 500 W	Potencia instantánea:	10 000 W
Consumo en vacío:	24 W	Eficiencia:	93 %
		Núm. de inversores:	7

Fuente: elaboración propia.

Para el almacenaje de toda la energía generada se utilizarán los siguientes parámetros para dimensionar el sistema de baterías y como referencia se tiene la marca TROJAN J200-RE con las siguientes características:

Tabla XLIII. **Características técnicas de batería de carga marca TROJAN**

TROJAN J200-RE			
Amperios-hora:	200 AH	Voltaje:	12 V
Ciclos de carga:	1 600	No. Baterías	16

Fuente: elaboración propia.

El resumen del cálculo del sistema solar fotovoltaico de la DGC es el siguiente:

Tabla XLIV. **Resumen de elementos para el sistema solar fotovoltaico de la DGC**

Unidades	Elementos
120	Modulo marca Solar World Sunmodule Plus SW-300 monocristalino
10	Reguladores marca EPEVER 100 A MPPT
7	Inversores marca CJCHANGI CJ-5000Y
16	Baterías marca TROJAN J200-RE

Fuente: elaboración propia.

La siguiente tabla muestra los elementos de consumo y los componentes de instalación calculados, el mismo muestra la comparativa entre consumos, generación estimados durante el año 2018.

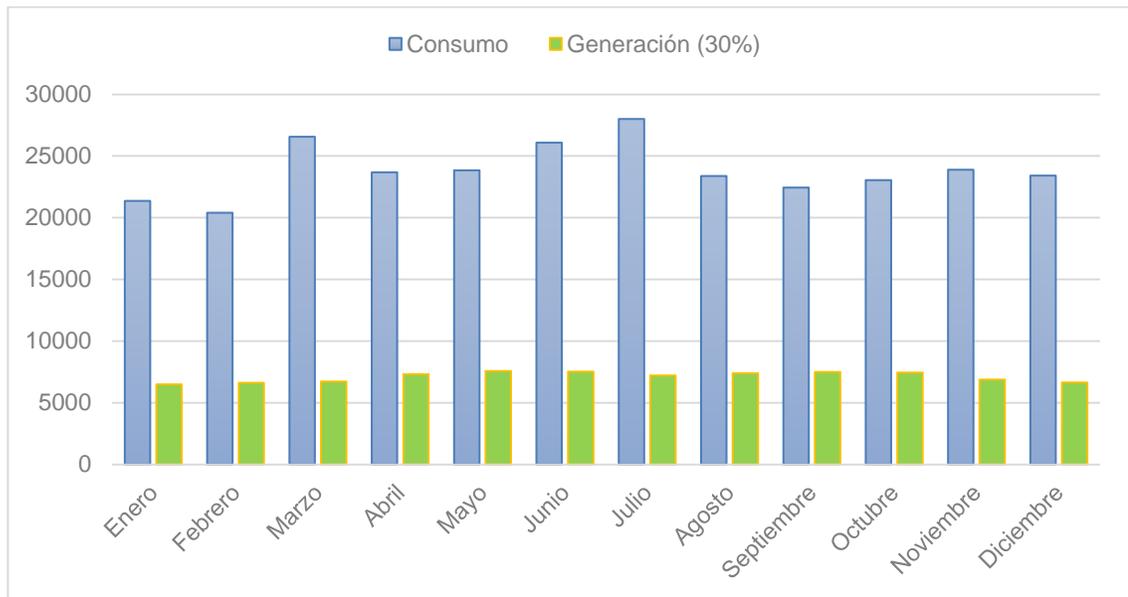
Tabla XLV. **Cuadro comparativo entre consumos y generación de energía eléctrica para el año 2018**

	HSP	Consumo (kWh-mes)	Generación (30%) (kWh-mes)	Diferencia (kWh-mes)	Ahorro económico (Q)
Enero	8,21	21 360	6 503	14 857	4 533,81
Febrero	8,35	20 400	6 614	13 786	4 745,94
Marzo	8,48	26 560	6 718	19 842	4 820,70
Abril	9,23	23 680	7 309	16 371	5 244,71
Mayo	9,58	23 840	7 591	16 249	5 681,87
Junio	9,51	26 080	7 533	18 547	5 638,48
Julio	9,10	28 000	7 207	20 793	5 394,82
Agosto	9,35	23 376	7 407	15 969	5 773,59
Septiembre	9,46	22 439	7 492	14 947	5 840,11
Octubre	9,39	23 044	7 440	15 605	5 798,95
Noviembre	8,70	23 885	6 890	16 995	5 584,16
Diciembre	8,40	23 412	6 653	16 759	5 391,60

Fuente: elaboración propia.

Lo reflejado entre consumo y generación a lo largo de un año, le dará un ahorro económico de Q 64 448,74 y un ahorro energético de 85 356 kWh/día.

Figura 53. **Gráfica comparativa entre consumos y generación de energía eléctrica para el año 2018**



Fuente: elaboración propia.

6.3. Análisis y propuestas de mejoras en energía térmica

El uso de aire acondicionado dentro de algunas oficinas de la DGC aporta un consumo del 17,33 % de gasto energético del edificio, adicional se cuenta con ventiladores eléctricos, que no consumen más del 0,94 %, el nivel de ventilación propia de la construcción es poco aceptable, debido a la poca fluidez del aire.

Las medidas para promover la eficiencia del uso del aire acondicionado se utilizarían de mejor manera durante climas calurosos.

- Tipos de mejora
 - Tratamientos adecuados de techo, ventanas y paredes, incluyendo puertas para el mejor aprovechamiento de la climatización dentro de las oficinas designadas con aire acondicionado y para que este no se pierda con mayor rapidez, lo cual implicaría mayor tiempo de encendido de los dispositivos.
 - El mantenimiento constante de los sistemas y de termostatos o controles de temperatura.
 - Desde la perspectiva ambiental, se podrían sustituir la mayoría de los aires acondicionados por ventiladores, la cual podrían causar una reducción de temperatura de 4 °C, por cada uno, y aporta una reducción eléctrica significativa.
 - Utilización de películas solares para ventanas, estas dispersan intensidad del sol uniformemente, reducen los rayos UV hasta un 99 %, y reduce en un 78 % el calor debido al sol.

6.4. Análisis y propuestas de mejoras en iluminación

La iluminación aporta el mayor índice de consumo para la DGC, tiene un índice de carga del 31,13 % y cualquier mejora aportará de manera significativa una reducción al gasto tanto mensual como anual del pago de la energía eléctrica de la DGC. Además, el tipo de luminarias existentes, durante su

funcionamiento generan un ambiente más caluroso en los días de verano o de temperaturas elevadas temporalmente. El tomar en cuenta tecnologías más modernas las cuales trabajan con menor energía, se puede considerar para el fin determinado.

- Tipos de mejora
 - Instalación de lámparas con luminarias tipo led, estas son de mayor eficiencia, reducen el consumo energético en un 45 % de las ya existentes, y un 14 % a nivel global, lo que significaría una reducción económica de Q 3 080,64 por mes en la facturación por consumo de energía eléctrica.
 - Contar con una planificación de mantenimiento preventivo que tenga como fin, que todas las luminarias funcionen óptimamente, así como la constante limpieza de las mismas.
 - Uso de sistemas automáticos de regulación y control lumínico. Y la aplicación de planes de reducción energética, los cuales garanticen iluminación solo cuando se necesite, tomando en cuenta la luz natural.
 - La aplicación de *timers*, sensores de movimiento, fotoceldas, control por reloj, entre otros, para asegurar la optimización de los sistemas lumínicos dentro de la institución. Debido a que se pudo observar que existían lugares como los sanitarios que pasan con la iluminación encendida durante mínimo 8 horas, sin tener un uso constante durante todo el tiempo.

- Únicamente solo el personal autorizado y equipado deben manipular las instalaciones, porque se debe preservar la integridad de todos los sistemas eléctricos.

El fin de todas estas mejoras no debe contrariar a que exista el nivel de iluminación adecuada, para crear un ambiente de desarrollo laboral óptimo para los empleados y usuarios de la institución, cumpliendo con las normas y acuerdos que promueven la calidad y bienestar visual.

6.5. Análisis técnico económico de las propuestas planteadas

- Propuesta de energía renovable (autonomía de 8 horas)

Para la implementación de la energía renovable se debe hacer una inversión inicial única de Q 775 320,00 pagada en su totalidad de contado y podría verse reducido su costo a través de una licitación, verificando los ahorros mensuales y puesta en marcha en la verificación del proyecto de paneles solares.

Este tipo de proyectos tienen de tiempo de vida útil aproximadamente 25 años y un periodo de retorno de 12 años. Además, pasado este tiempo se notará este ahorro debido a la reducción de la facturación de energía, lo cual el restante se podría utilizar para la ampliación de energía renovable o las mejoras a las instalaciones ya existentes.

En el proyecto mensualmente habrá un ahorro de aproximadamente Q 5 370,12. Que sumaría anualmente Q 64 441,46 y que aportaría el monto para pagarse en el tiempo indicado anteriormente.

- Inversión única Q 775 320,00
- Ahorro mensual Q 5 370,12
- Ahorro anual Q 64 441,46
- Retorno de inversión 12 años
- Vida útil del proyecto 25 años

- Propuesta de energía renovable (con contador bidireccional)

Para la implementación de la energía renovable de este otro tipo se debe hacer una inversión inicial única de Q 618 120,00 pagada en su totalidad de contado y podría verse reducido su costo a través de una licitación, verificando los ahorros mensuales y puesta en marcha en la verificación del proyecto de paneles solares.

Este tipo de generación con paneles solares se conecta directamente a la red reduciendo el consumo, lo hace aportando energía a las líneas de alimentación, las cuales hacen que el contador bidireccional reduzca el consumo debido a su característica de restar energía inyectada a la red, convirtiendo a este sistema un GDR (Generador Distribuido Renovable).

Este tipo de proyectos tienen de tiempo de vida útil aproximadamente 25 años y un periodo de retorno de 9,6 años; pasado este tiempo se notará este ahorro debido a la reducción de la facturación de energía, lo cual el restante se podría utilizar para la ampliación de energía renovable o las mejoras a las instalaciones ya existentes.

En el proyecto mensualmente habrá un ahorro de aproximadamente Q 5 370,12.

Que sumaría anualmente Q 64 441,46 y que aportaría el monto para pagarse en el tiempo indicado anteriormente.

- Inversión única Q 618 120,00
 - Ahorro mensual Q 5 370,12
 - Ahorro anual Q 64 441,46
 - Retorno de inversión 9,6 años
 - Vida útil del proyecto 25 años
-
- Propuesta de mejoras en la iluminación

La DGC cuenta con 684 luminarias de las cuales los tipos varían desde fluorescentes, incandescentes y led, siendo estas últimas de muy poca proporción a pesar de que aportan gran ahorro de energía a la institución.

Se considera que al implementar tecnología led la cual es muy eficiente en la actualidad, se podría reducir en un 45 % con respecto al resto de luminarias. Y mantener este mismo criterio aun donde haya luminarias incandescentes.

En la siguiente tabla se tomará que todas las luminarias son fluorescentes para determinar las características de ambas con mayor precisión:

Tabla XLVI. **Cuadro comparativo entre lámparas existentes y lámparas propuestas para áreas de trabajo de la DGC mencionadas anteriormente**

Comparación entre lámparas actuales y lámparas propuestas			
Actual		Propuesta	
Tipo	Fluorescente	Tipo	LED
Potencia por lámpara (W)	160	Potencia por lámpara (W)	72
Potencia por luminaria (W)	40	Potencia por luminaria (W)	18
Lúmenes (Lm)	2 325	Lúmenes (Lm)	1 710
Lúmenes por oficina estándar	4	Lúmenes por oficina estándar	4
Potencia total (W)	640	Potencia total (W)	288
Radio de trabajo (m)	2	Radio de trabajo (m)	2
Total de Luxes (Lx)	581,25	Total de Luxes (Lx)	427,5

Fuente: elaboración propia.

El cambio de todas las luminarias a led requeriría una inversión de Q 89,050.00 para el cambio de 685 luminarias, con un promedio de 4 lámparas por luminaria. Esto generara un ahorro mensual promedio de Q 3 080,64 con un tiempo de recuperación de la inversión de 2,5 años aproximadamente.

- Inversión Q 89 050,00
- Ahorro mensual Q 3 080,64
- Ahorro anual Q 36 967,65
- Retorno de inversión 2,5 años
- Vida útil del proyecto 6 años

Tabla XLVII. **Inventario de lámparas y luminarias en oficinas de la DGC**

Área	Tipo de Iluminación	Luminaria	Lámparas	Costo por cambio de luminaria
División de planificación y estudios	Fluorescentes	130	520	Q 16 900,00
División de supervisión de construcciones	Fluorescentes	41	164	Q 5 330,00
División administrativa	Fluorescentes	71	284	Q 9 230,00
División financiera	Fluorescentes	117	468	Q 15 210,00
Dirección y secretaria general	Fluorescentes	93	372	Q 12 090,00
Asesoría jurídica	Fluorescentes	38	152	Q 4 940,00
Multirestaurantes	Fluorescentes	36	144	Q 4 680,00
Auditorium	Fluorescentes	58	232	Q 7 540,00
Sección de combustibles y lubricantes	Fluorescentes	7	28	Q 910,00
Auditoría interna	Fluorescentes	41	164	Q 5 330,00
División de mantenimiento por administración	Fluorescentes	39	156	Q 5 070,00
Pasillo central y sanitarios generales	Fluorescentes	6	24	Q 780,00
Iluminación externa	Fluorescentes	8	32	Q 1 040,00
Totales		685	2 740	Q 89 050,00

Fuente: elaboración propia.

Tabla XLVIII. **Cuadro comparativo entre el consumo de energía requerido en un día hábil por las lámparas existentes y por las lámparas propuestas para las oficinas de la DGC mencionadas anteriormente**

Tipo	Potencia por lámpara (W)	Cantidad total de lámparas	Potencia total (W)	Horas de uso en día hábil	Energía consumida en un día hábil (kWh)
Fluorescente	40	2 760	110 400	8	883,2
LED	18	2 760	49 680	8	397,44

Fuente: elaboración propia.

Tabla XLIX. **Cuadro comparativo entre el consumo de energía requerido en un mes en las oficinas de la DGC**

Mes	Tipo de cantidad de días		Energía estimada con mediciones de consumo actual (kWh)	Con cambio de iluminación (kWh)
	Laboral	Descanso		
Enero	22	9	21 360	17 702,85
Febrero	20	8	20 400	16 907,21
Marzo	19	12	26 560	22 012,53
Abril	20	10	23 680	19 625,63
Mayo	21	10	23 840	19 758,23
Junio	20	10	26 080	21 614,71
Julio	22	9	28 000	23 205,98
Agosto	22	9	23 376,12	19 373,78
Septiembre	19	11	22 439,47	18 597,50
Octubre	21	10	23 044,19	19 098,68
Noviembre	21	9	23 885,42	19 795,88
Diciembre	18	13	23 411,57	19 403,16

Fuente: elaboración propia.

Durante el año 2018 se refleja un decremento bastante notorio al utilizar luminarias tipo led, lo cual beneficia en gran cantidad en el consumo energético de la DGC.

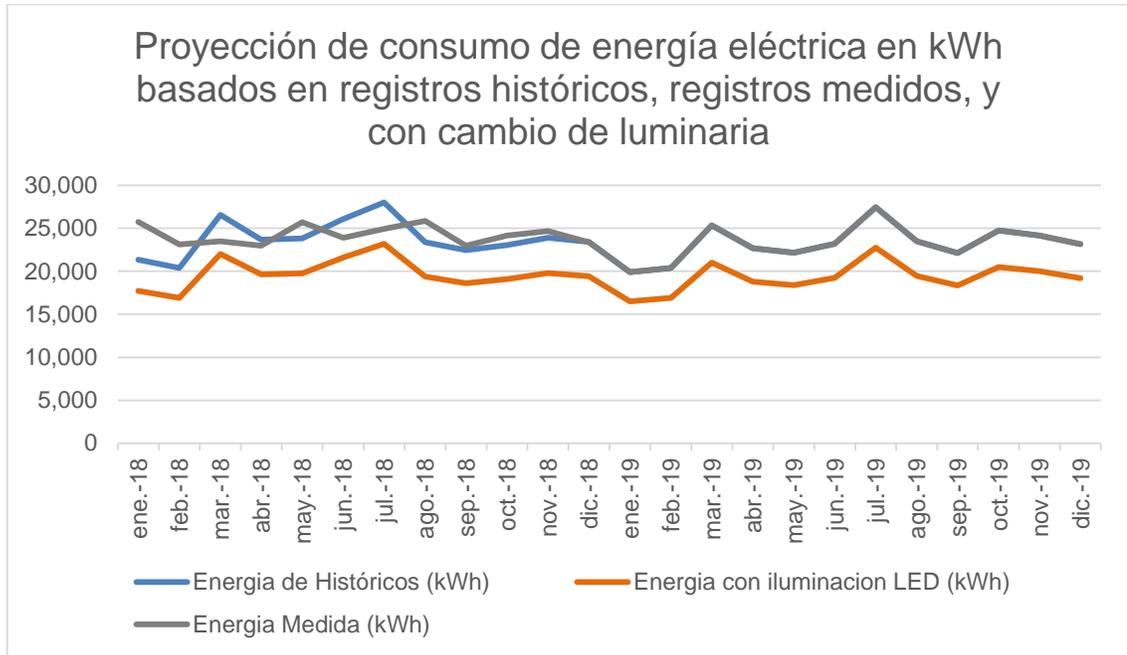
Tabla L. **Cuadro comparativo entre el costo mensual del consumo de energía eléctrica por las instalaciones eléctricas actuales en la DGC y el costo mensual del consumo de energía eléctrica con el cambio de la iluminación propuesta en las oficinas de la DGC**

Mes	Energía estimada (kWh)	Tarifa	Cobro	Con iluminación LED (kWh)	Tarifa	Cobro
Enero	21 360	Q 0,70	Q 14 892,32	17 702,85	Q 0,70	Q 12 342,53
Febrero	20 400	Q 0,72	Q 14 638,73	16 907,21	Q 0,72	Q 12 132,36
Marzo	26 560	Q 0,72	Q 19 059,06	22 012,53	Q 0,72	Q 15 795,86
Abril	23 680	Q 0,72	Q 16 992,41	19 625,63	Q 0,72	Q 14 083,06
Mayo	23 840	Q 0,75	Q 17 845,00	19 758,23	Q 0,75	Q 14 789,67
Junio	26 080	Q 0,75	Q 19 521,71	21 614,71	Q 0,75	Q 16 179,30
Julio	28 000	Q 0,75	Q 20 958,90	23 205,98	Q 0,75	Q 17 370,42
Agosto	23 376,12	Q 0,78	Q 18 221,19	19 373,78	Q 0,78	Q 15 101,45
Septiembre	22 439,47	Q 0,78	Q 17 491,10	18 597,50	Q 0,78	Q 14 496,36
Octubre	23 044,19	Q 0,78	Q 17 962,46	19 098,68	Q 0,78	Q 14 887,02
Noviembre	23 885,42	Q 0,81	Q 19 357,37	19 795,88	Q 0,81	Q 16 043,09
Diciembre	23 411,57	Q 0,81	Q 18 973,34	19 403,16	Q 0,81	Q 15 724,82

Fuente: elaboración propia.

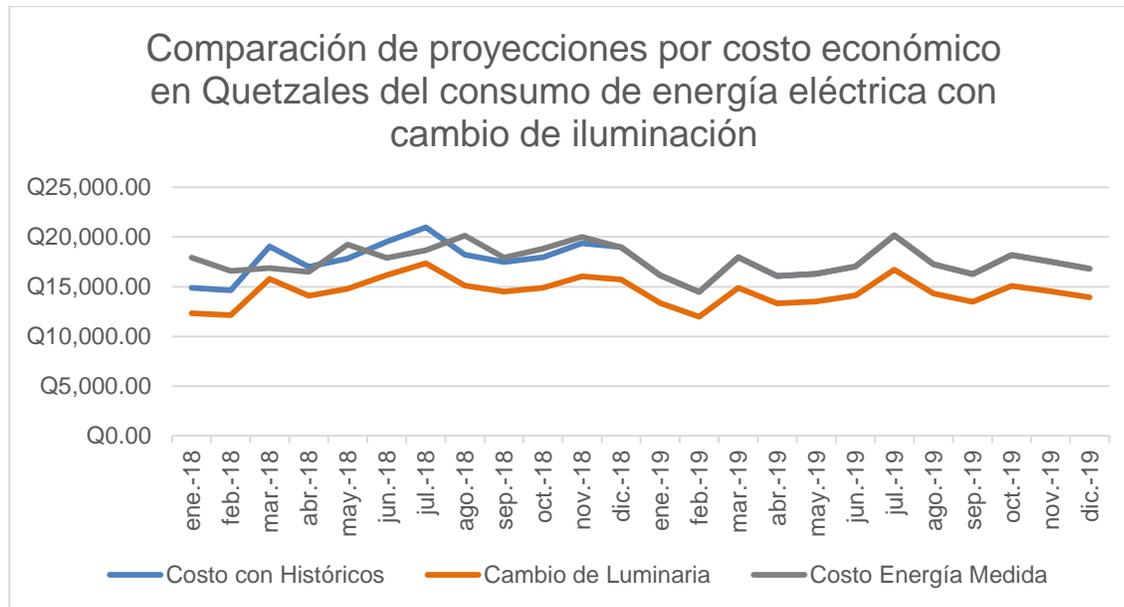
La anterior tabla muestra el cobro actual y proyectado durante el año 2018 y denota una reducción significativa al costo de la facturación si se implementara el plan de cambio de luminarias a led.

Figura 54. **Comparación de proyecciones por consumo de energía eléctrica medido en kWh con cambio de iluminación en las oficinas de la DGC**



Fuente: elaboración propia.

Figura 55. **Comparación de proyecciones por costo económico del consumo de energía eléctrica con cambio de iluminación en las oficinas de la DGC**



Fuente: elaboración propia.

- **Plan de ahorro energético**

Esta medida incluye hacer conciencia a los trabajadores para reducir el consumo de energía en cada puesto de trabajo o de una manera un poco más global en el apoyo por departamento a la institución completa, y solo es necesario incentivar buenos hábitos de uso de los equipos y se puede lograr hasta un 20 % de ahorro en la facturación mensual.

Inversión	Q 0,00
Ahorro mensual	Q 1 059,42
Ahorro anual	Q 12 712,99

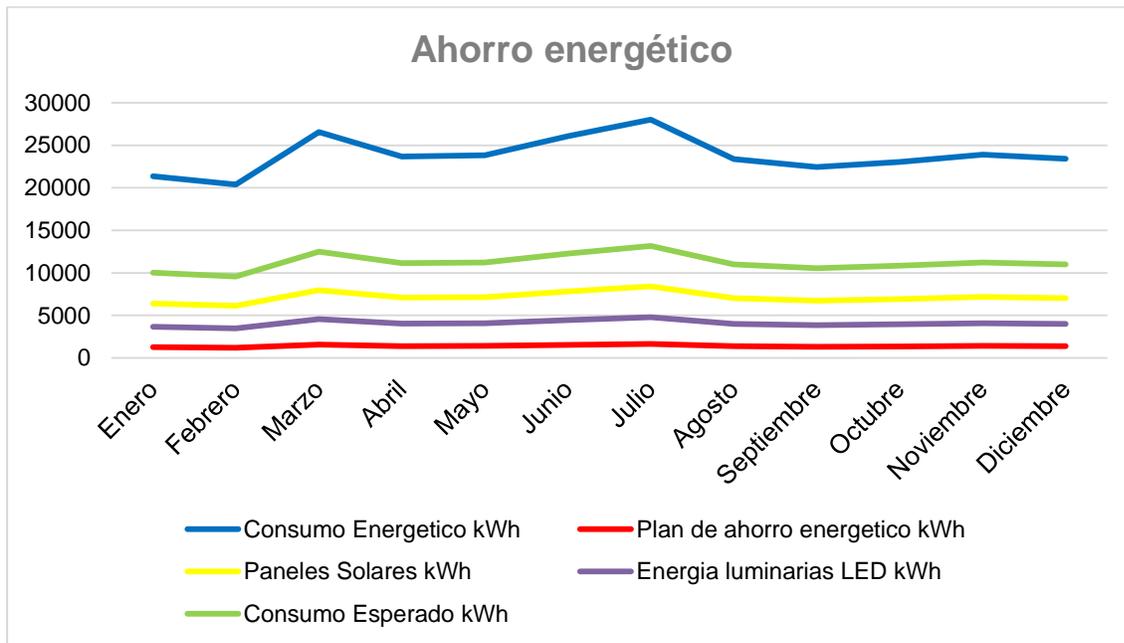
Retorno de inversión	0 años
Vida útil del proyecto	0 años

La implementación de esta medida tiene mayor costo-beneficio debido a que no necesita de ninguna inversión inicial e incluso a largo plazo.

Si se pone en marcha todas las medidas planteadas, la DGC tendrá un ahorro energético de 151 647,86 kWh y con una representación económica de Q 114 454,72 anuales.

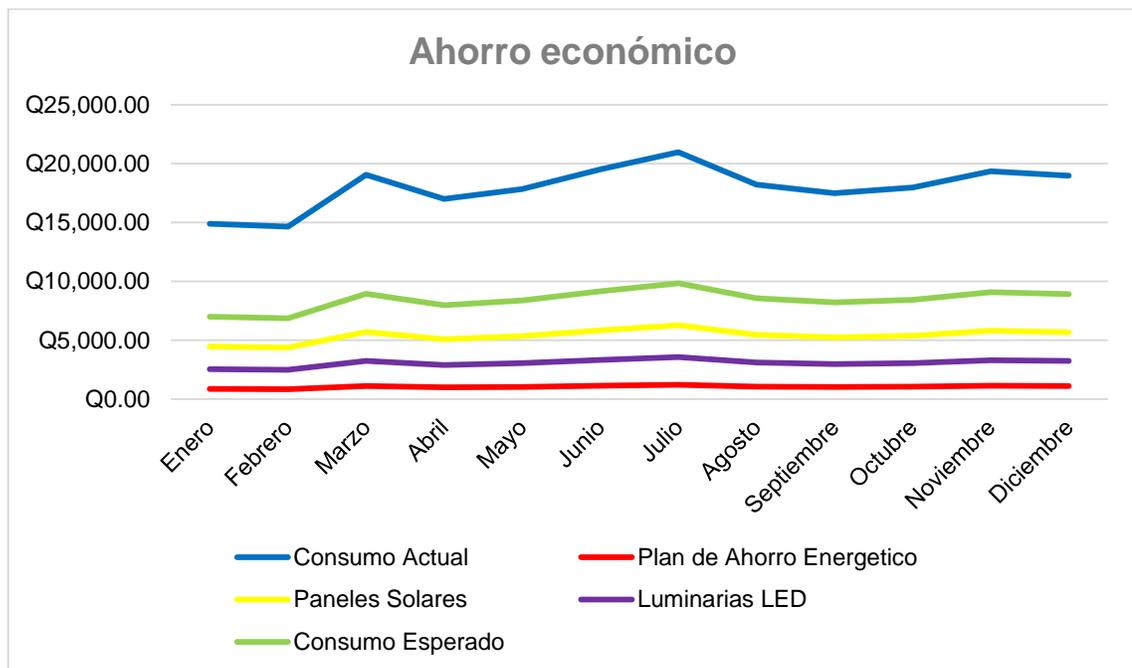
El consumo actual de la DGC es de Q 215 913,60 anuales, que al implementar las medidas descritas habría un ahorro del 53 % en la facturación anual.

Figura 56. **Comparación de proyecciones entre consumo de energía eléctrica actual (azul) y consumo esperado (verde), aplicando los cambios en iluminación (morado), implementando paneles solares (amarillo) y realizando las buenas prácticas (rojo)**



Fuente: elaboración propia.

Figura 57. **Comparación de proyecciones entre costo de energía eléctrica actual (azul) y consumo esperado (verde), aplicando los cambios en iluminación (morado), implementando paneles solares (amarillo) y realizando las buenas prácticas (rojo)**



Fuente: elaboración propia.

7. DISEÑO DE SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

Es bien sabido que la mayoría de los sistemas eléctricos necesitan ser aterrizados. La puesta a tierra consiste en realizar una conexión eléctrica entre un punto dado de la red, de una instalación o de un material y una toma de tierra. Esta toma de tierra es una parte conductora, que se puede incorporar en el suelo o dentro de un medio conductor, en contacto eléctrico con la Tierra.

La puesta a tierra permite así conectar a una toma de tierra, a través de un cable conductor, las masas metálicas que corren el riesgo de entrar en contacto casualmente con la corriente eléctrica debido a un defecto de aislamiento en un dispositivo eléctrico.

La corriente de defecto no representará en este caso ningún peligro para las personas, podrá eliminarse por la tierra. Sin una puesta a tierra, la persona quedará sometida a una tensión eléctrica que, según su importancia, puede ocasionar la muerte. La puesta a tierra permite entonces eliminar sin riesgo las corrientes de fuga y, asociada a un dispositivo de corte automático, originar la desconexión de la instalación eléctrica. Una buena puesta a tierra garantiza la seguridad de las personas, pero también la protección de los bienes e instalaciones en caso de rayo o de intensidades de defecto. Siempre debe estar asociada a un dispositivo de corte.

Las razones por las cuales hay que tener un sistema aterrizado son las siguientes:

- Proporcionar una impedancia baja para facilitar la operación satisfactoria de las protecciones en condiciones de falla.
- Asegurar al personal en la cercanía de subestaciones y quedar expuestos a potenciales inseguros, en régimen permanente o en condiciones de falla.
- Mantener los voltajes del sistema dentro los límites razonables bajo condiciones de falla (descargas electroatmosféricas, ondas de maniobra, entre otros), y no excedan los voltajes de ruptura dieléctrica de los aisladores.
- En transformadores de potencia se usa como aislación graduada.
- Limitar el voltaje a tierra sobre materiales conductivos que circundan conductores o equipos eléctricos.

Las razones secundarias y menos frecuentes son las siguientes:

- Estabilizar los voltajes fase a tierra en líneas eléctricas bajo condiciones de régimen permanente, por ejemplo, disipando cargas electrostáticas que se han generado debido a nubes, polvo, agua, nieve, entre otros.
- Una forma de monitorear la aislación del sistema de suministro de potencia. Para eliminar fallas a tierra con arco eléctrico persistente.
- Para asegurar que una falla que se desarrolla entre los enrollados de alto y bajo voltaje de un transformador pueda ser manejada por la protección primaria.

- Proporcionar una trayectoria alternativa para las corrientes inducidas y de tal modo minimizar el ruido eléctrico en cables.
- Proporcionar una plataforma equipotencial sobre la cual pueda operar equipo electrónico.

La puesta a tierra debe generalmente tener una baja impedancia, ya sea en modo de dispersar o recoger corriente desde el terreno, no se produzca un aumento de voltaje excesivo. En la parte interior también es importante la tierra física para asegurarla correcta operación del equipo.

La puesta a tierra en sistemas eléctricos está ligada estrechamente a la seguridad. La primera función de seguridad es la que establecer conexiones equipotenciales, con la premisa de que cualquier persona puede tocar una estructura metálica conductiva expuesta, si esta llegara a ser alcanzada por un conductor energizado, también estaría temporalmente energizada, por lo cual al estar conectada a tierra reduciría a un nivel de potencial mínimo, y se obtendría una plataforma equipotencial. Si una persona está en contacto con dos piezas diferentes el conductor de tierra, debe garantizar que esta persona no reciba un choque eléctrico.

La segunda función de una puesta de tierra es garantizar que, en el evento de una falla a tierra, toda falla que se origine retorne a la fuente de manera controlada.

Las puestas a tierra deben cumplir con varios aspectos, pero uno de ellos es el de la frecuencia a la cual se debe trabajar, como en el caso de una subestación la cual trabaja a 60 hz y la mayoría de la energía disipada de falla estará en esta frecuencia. Pero en estaciones transmisoras de radio y televisión

donde utilizan grandes rectificadores y bancos de condensadores, la energía de la falla se encontrará a mayor frecuencia y la puesta tierra deberá tener una baja impedancia a estas frecuencias.

La mayoría de las instalaciones están propensas al riesgo de daño como resultado del impacto de un rayo. Debido a que un impulso de rayo tiene una pendiente de subida escarpada y corriente de alta frecuencia, por lo que hay que considerar las curvas de los conductores de tierra, porque forma una pequeña inductancia que puede crear una alta impedancia a la corriente de rayo, y esto puede causar una descarga de retorno y la corriente fluya a tierra, pero por diferentes rutas a la diseñada.

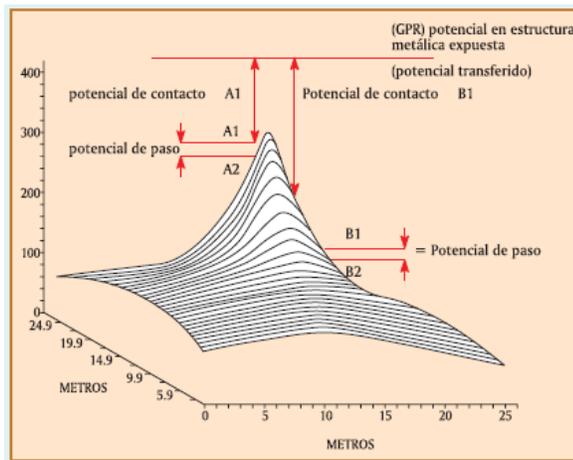
En otras situaciones se utiliza la puesta a tierra en instalaciones industriales para la descarga de estática que se forma constantemente para prevenir riesgo de fuego o explosión, entre ellas están las empresas manufactureras de papel (por la estática que genera), y los ambientes presentes de elementos químicos volátiles.

Un pensamiento muy equivocado a cerca de los sistemas de puesta a tierra es que solo funcionan en condiciones de falla. Es un total error porque muchos alimentadores o dispositivos de potencia necesitan una conexión a tierra, ya que por ella disipan corrientes residuales y corrientes armónicas.

La ilustración muestra claramente la tasa de reducción del potencial en la superficie del suelo o gradiente de potencial, es mayor cerca de la barra y se reduce al alejarse. Si una persona está caminando alejándose de la barra en línea recta hacia la tierra (de referencia), tomando pasos espaciados igualmente. La diferencia de potencial deberá ser mayor cerca de la barra. El

concepto de potencial de paso se refiere a la diferencia de potencial entre dos puntos sobre la superficie del suelo, separados a un metro.

Figura 58. **Potenciales de contacto y paso transferidos en torno a una barra de tierra**



Fuente: Procobre. *Sistemas de puesta a tierra*. p. 7.

El potencial de contacto se refiere a que, si una persona está en contacto con una armazón metálica expuesta y esta parada sobre el suelo, entonces sus manos estarán al mismo potencial del electrodo mientras que sus pies estarán a un potencial menor. El mayor riesgo de estos potenciales es que ellos sean suficientes para provocar un choque eléctrico que provoque fibrilación ventricular del corazón.

7.1. Tipos de puesta a tierra según su conexión instalada

Un sistema puesto a tierra tiene al menos un conductor o punto (usualmente el neutro o punto común de la estrella), intencionalmente conectado a tierra. Por condiciones prácticas y de costo, esta conexión se

realiza normalmente cerca de donde se unen los 3 enrollados individuales de un transformador trifásico, es decir el neutro o punto común de la estrella. Este método se adapta cuando hay necesidad de conectar al sistema cargas fase neutro, para prevenir que el voltaje neutro a tierra varíe con la carga. La conexión a tierra reduce las fluctuaciones de voltaje y los desequilibrios que podrían ocurrir de otra forma. Otra ventaja es que puede usarse relés residuales para detectar fallas antes que se conviertan en fallas fase-fase. Esto puede reducir el daño real causado y la sollicitación impuesta en otras partes de la red eléctrica.

7.1.1. Sistema de puesta a tierra mediante impedancia

En este tipo de puesta a tierra se utilizan resistores o reactores entre el punto de neutro a tierra, haciéndolo con el fin de limitar la corriente de falla a un nivel aceptable. La impedancia es bastante alta para que fluya una corriente de falla mayor. Para evitar sobrevoltajes transitorios excesivos debido a la resonancia con la capacitancia en paralelo del sistema, este tipo de puesta a tierra debe permitir que fluya a tierra por falla al menos un 60 % del cortocircuito trifásico.

Pueden usarse como conexión a tierra enrollados de supresión de arco, llamados bobinas de Peterson o neutralizadores de falla a tierra. Consisten en reactores sintonizados para neutralizar el acoplamiento capacitivo de las fases sanas, y la falla es mínima.

7.1.2. Sistemas de puesta a tierra mediante resistencia

La puesta a tierra mediante resistencia es de uso común, debido a que limita la corriente de falla y amortigua los sobrevoltajes transitorios, eligiendo el

valor correcto de resistencia. Al principio se usaron resistencias líquidas, pero actualmente son de tipo cerámico, siendo estos últimos los que se enfrían más rápido ante el paso de una corriente de falla.

7.1.3. Sistema de puesta a tierra con baja impedancia

Esta es la conexión más común, normalmente en bajo voltaje. En este tipo de sistema el neutral se conecta a tierra, sin agregar ninguna impedancia. La desventaja de este arreglo es que las corrientes de falla a tierra son altas pero los voltajes del sistema permanecen controlados bajo condiciones de falla.

7.2. Requerimientos de una puesta a tierra

A continuación, se explican las funciones más importantes de los conductores de tierra y se presentan algunas definiciones. Se describen los diferentes tipos de electrodos de tierra disponible; se usan generalmente los mismos tipos, ya sea si el sistema de puesta a tierra es para una casa, industria o central generadora.

7.2.1. Conductores de protección y conductores de conexión

Los conductores de protección y conexión se utilizan para unir eléctricamente las masas de una instalación a cada elemento con el fin de asegurar al personal y equipos contra contactos indirectos.

7.2.1.1. Conductores de protección

Este es un conductor separado instalado con cada circuito y está presente para asegurar que parte o toda la corriente de falla regrese a la fuente a través de él. Puede ser un conductor individual, la cubierta metálica exterior de un cable o la estructura de un ducto metálico.

7.2.1.2. Conductores de conexión

Estos conductores aseguran que las partes conductivas expuestas (tales como carcasas metálicas), permanezcan aproximadamente al mismo potencial durante condiciones de falla eléctrica. Las dos formas de conductores de conexión son:

Conductores de conexión equipotencial principales, que conectan entre sí y a tierra, partes conductivas expuestas que normalmente no llevan corriente, pero podrían hacerlo bajo una condición de falla. Estas conexiones normalmente unen al sistema de puesta a tierra tuberías metálicas de gas y agua expuestas que ingresan a la instalación, estructura metálica del edificio y servicios principales. En el interior de instalaciones, estas conexiones deben ser de un cierto tamaño mínimo (al menos 6 mm²), y generalmente no necesitan ser mayor que 25 mm² en cobre. A las tuberías que ingresan a una instalación, debe incorporársele un acoplamiento aislante en el punto de ingreso, para evitar potenciales transferidos.

Conductores de conexión suplementarios, son para asegurar que el equipo eléctrico y otros ítems de material conductivo en zonas específicas estén conectados entre sí y permanecen sustancialmente al mismo potencial. Se usan

en adición a los conductores de conexión equipotencial principales y conductor de protección de circuito.

En el interior de subestaciones eléctricas, los conductores de conexión y de tierra necesitan ser de tamaño suficiente, ellos pueden llevar una buena cantidad de corriente de falla hasta por tres segundos, sin daño. La tabla más abajo muestra algunos de los más comunes tamaños de cinta usada tanto para conexiones como para electrodos enterrados. El nivel de corriente mostrado es aquél calculado de acuerdo con una temperatura ambiente de 30° Celcius, duración de falla de 3 segundos y temperaturas máximas de 375 °C y 295 °C para el cobre y el aluminio respectivamente. Se aplica una formulación diferente de acuerdo con la situación, de modo que siempre debiera consultarse las normas antes de asignar un nivel de corriente. También debiera hacerse alguna estimación respecto de pérdida de material por corrosión a lo largo de la vida de la instalación.

Tabla LI. **Corriente de falla estimada, cantidad de conductores y sección necesaria**

Máxima corriente kA	Sección de cinta (mm) cobre	Sección de cinta (mm) aluminio
12,0	4 x 25	4 x 40
18,5	4 x 40	6 x 40
22,0	4 x 50	6 x 50

Fuente: Procobre. *Sistemas de puesta a tierra*. p. 16.

Para conductores de conexión, es esencial que el tamaño escogido del conductor sea capaz de llevar el valor total de la corriente de falla estimada. Si ocurre una falla, la totalidad de la corriente de falla puede fluir a través del conductor de tierra hacia el sistema de electrodos enterrados. Al llegar ahí se

diversificará entre los electrodos, estos pueden a menudo tener una sección menor que el conductor de conexión o de tierra principal.

7.2.2. Electrodo para puesta a tierra

El electrodo de tierra es el componente del sistema de puesta a tierra que está en contacto directo con el terreno y así proporciona un medio para botar o recoger cualquier tipo de corrientes de fuga a tierra. En sistemas puestos a tierra se requerirá normalmente llevar una corriente de falla bastante grande por un corto período de tiempo y, en consecuencia, se necesitará tener una sección suficientemente grande como para ser capaz de llevar esta corriente en forma segura. Los electrodos deben tener propiedades mecánicas y eléctricas adecuadas para continuar respondiendo las sollicitaciones durante un periodo de tiempo relativamente largo, en el cual es difícil efectuar ensayos reales o inspección.

El material debe tener buena conductividad eléctrica y no corroerse dentro de un amplio rango de condiciones de suelo. Los materiales usados incluyen cobre, acero galvanizado, acero inoxidable y fierro fundido. El cobre generalmente es el material preferido por las razones que se describirán posteriormente. El aluminio se usa algunas veces para conexiones fuera del terreno, pero la mayoría de los estándares prohíben su uso como electrodo de tierra debido al riesgo de corrosión acelerada. El producto corrosivo es una capa de óxido que deja de ser conductivo y reduce la efectividad de la puesta a tierra.

El electrodo puede tomar diversas formas: barras verticales, placas y conductores horizontales. Las formas más comunes se describen a continuación.

7.2.2.1. Barras

Esta es la forma más común de electrodos, porque su costo de instalación es relativamente barato y pueden usarse para alcanzar en profundidad, suelo de baja resistividad, sólo con excavación limitada y relleno. Están disponibles en diversos tamaños, longitudes, diámetros y materiales. La barra es de cobre puro o de acero recubierto de cobre. El tipo recubierto se usa cuando la barra se entierra por medios mecánicos (impacto), porque el acero usado tiene alta resistencia mecánica. La capa de cobre debe ser de alta pureza y aplicada electrolíticamente. Esto último asegura que el cobre no se deslice al enterrar la barra. En condiciones de suelo más agresivo, por ejemplo, cuando hay alto contenido de sal, se usan barras de cobre sólido. Barras de acero inoxidable son más anódicas que el cobre y se usan ante riesgo de corrosión galvánica. Sin embargo, debe considerarse el hecho que el acero inoxidable tiene baja capacidad de transporte de corriente en comparación con el cobre.

En cada extremo de la barra hay sectores tratados que permiten disponer de un extremo aguzado, un extremo con una cabeza endurecida o con hilo para atornillar barras adicionales. Es importante en el caso de barras recubiertas, que la capa de cobre se mantenga intacta en la sección fileteada (con hilo). Algunos fabricantes también tienen una barra taladradora de cabeza de cruz, que es particularmente útil si los acoplamientos de barra tienen un diámetro mayor que la barra. Se asegura que este tipo de cabeza permite enterrar hasta mayor profundidad. Las barras están disponibles en diámetros de 15 mm a 20 mm (cobre sólido) y 9,5 a 20 mm (acero recubierto de cobre). Las barras individuales tienen longitudes de 1, 2 a 3 metros.

También se dispone de secciones apantalladas de barra para uso, por ejemplo, cuando hay una capa de suelo altamente corrosivo, a través de la cual

debe atravesar una barra profunda. La pantalla debe ser por ejemplo de PVC para prevenir contacto entre la barra y el suelo corrosivo. Por supuesto esta sección no contribuye a reducir el valor de impedancia, puesto que no está en contacto con el suelo.

7.2.2.2. Placas

Se usa varios tipos de placas para propósitos de puesta a tierra, pero el único tipo que se considera generalmente como electrodo debe ser sólido y de tamaño sustancial. Las placas tipo enrejado se usan para graduar potenciales y no se espera que permitan el paso de niveles de corriente de falla significativos. Se hacen normalmente de una malla de cobre o de acero.

Los electrodos de placa son de cobre o de fierro fundido. Las planchas de fierro fundido tienen un mínimo de 12 mm de espesor y son cuadradas de 915 o 1 220 mm por lado. Las planchas de cobre son típicamente cuadradas de 600 mm o 900 mm de lado y entre 1,6 mm y 3 mm de espesor.

Cuando se usan varias planchas, deben instalarse a cierta distancia para prevenir una interacción. Esta distancia es mínima de 2 m extendiéndose hasta 9 m.

7.2.2.3. Electrodo horizontales

Están hechos de cintas de cobre de alta conductividad o conductores retorcidos (cables). La cinta es el material más conveniente pues para una sección dada de material presenta una mayor superficie y se considera que tiene un comportamiento mejor a alta frecuencia, debido a la capacitancia levemente mayor a tierra. Puede ser más difícil de conectar (por ejemplo, a

barras verticales), de modo que puede significar un costo de instalación levemente mayor.

Para reducir costos globales, la cinta se puede usar para los electrodos que llevarán la mayor corriente (por ejemplo, electrodos del perímetro y conexiones principales a los equipos) mientras que el conductor retorcido puede usarse en otra parte. La cinta que se instala bajo tierra es totalmente recocida de modo que puede ser plegada fácilmente.

Para conexiones exteriores al terreno están disponibles cinta cubierta de PVC, conductores sólidos o retorcidos. También se dispone de cinta de cobre cubierta de plomo o estaño para aplicaciones especiales.

7.2.2.4. Electrodo secundarios

Existen algunos tipos interesantes de electrodos secundarios, cuyo propósito es mejorar el comportamiento de un electrodo de tierra. Ellos incluyen pozos de tierra y embalses de terreno.

Un pozo de tierra puede comprender varias tuberías largas enterradas verticalmente en el suelo. Están conectadas entre sí y rodeadas por un material de baja resistividad.

Un embalse de tierra es típicamente una cavidad en una ubicación donde se pueda mantener la humedad, que está llena con desechos metálicos y otro material conductivo.

Un ejemplo de electrodo secundario consiste en un tubo de cobre de 50 mm de diámetro, disponible en longitudes de hasta 6 metros. El cañón

interior se llena parcialmente con sales metálicas en bruto y los extremos superior e inferior del tubo se sellan con tapas. Se perfora el tubo en la parte superior para ventilación y también para drenaje en la parte inferior. El material de relleno recomendado es Bentonita.

7.3. Tipos de uniones de los elementos de puesta a tierra

Los electrodos de tierra tienen que ser conectados entre sí de alguna manera y es normal que sea vía cobre desnudo si es posible, esto ayudará a reducir el valor de impedancia global. Las conexiones entre los diferentes componentes deben ser mecánicamente robustas, tener buena resistencia a la corrosión y baja resistividad eléctrica. Es prudente evitar uniones y conexiones innecesarias. Debe considerarse el valor de corriente de falla y la duración de la falla que se espera que soporte el sistema de tierra. Varios estándares indican especificaciones para los materiales que son mínimos aceptables, por ejemplo, establecen que las coplas para barras de cobre necesitan un contenido mínimo de cobre de 80 %. A continuación, se explican en más detalle los métodos de unión que se emplean, incluyendo métodos mecánicos, bronceados (soldadura en fuerte), soldadura exotérmica y soldados por fusión autógena.

7.3.1. Uniones mecánicas

Se usan comúnmente y pueden ser mecánicas (conexión apernada), o hidráulicas (compresión). Los conectores deben satisfacer los requerimientos de los estándares aplicables. El proceso de probar el cumplimiento de las normas involucra habitualmente una serie de pruebas de vida durante las cuales el conector es sometido a impactos mecánicos, eléctricos y térmicos. En consecuencia, son factores importantes el diseño, tamaño y material usado particularmente, estos conectores pueden permanecer invisibles en el terreno

por cierto número de años, antes de que sean solicitados para operar. Es esencial una conexión eléctrica de baja resistencia, especialmente en sistemas de electrodos del tipo radial. Durante la mantención, se han descubierto conexiones con resistencia de más de 20 ohms. Claramente, esto perjudica el comportamiento del sistema de electrodos.

Cuando se apernan entre sí cintas de cobre, debe tenerse cuidado con el tamaño de las perforaciones efectuadas para acomodar el perno. Si son demasiado grandes, la capacidad de transporte de corriente de la cinta se perjudicará. Por esta razón, los estándares y reglamentos de práctica normalmente limitan el diámetro de la perforación a un tercio del ancho de la cinta o menos.

Cuando se apernan metales diferentes (por ejemplo, cintas de cobre y aluminio), las superficies deben ser minuciosamente limpiadas y protegidas por un inhibidor de óxido. Una vez efectuada la conexión, el exterior debe ser cubierto por pintura bituminosa u algún otro medio para proteger contra el ingreso de humedad. Cuando se une cobre y aluminio, el cobre primero debe ser estañado. Una unión apernada de este tipo es actualmente el método recomendado preferentemente en los estándares para conectar metales diferentes, en el caso de instalaciones exteriores y en subestaciones eléctricas. Estas conexiones deben estar a una mínima distancia sobre tierra y no pueden ser enterradas.

Para unir distintos tipos de conductores, por ejemplo, barras de tierra a cinta o cable, se dispone de abrazaderas apropiadas. Estas deben tener un alto contenido de cobre. No deben usarse bandas metálicas.

En alguna oportunidad se usó uniones de tipo estañado y remachado. La cinta de cobre se perforaba, luego era estañada y remachada, pero los remaches algunas veces se rompen y sueltan debido a vibración, entre otros. Este método de unión claramente no es recomendado para tratar los altos valores de corriente de falla encontrados ahora.

7.3.2. Uniones bronceadas

La conexión bronceada se aplica ampliamente al cobre y aleaciones de cobre. Este método tiene la ventaja de proporcionar una baja resistencia de unión la cual no se corroe. Actualmente, es el método preferido descrito por los estándares para conectar cintas de cobre en el interior de subestaciones. Sin embargo, es esencial que el bronceado sea efectivo. Puede ser difícil hacer una buena unión en terreno, particularmente donde están involucradas grandes áreas de sección transversal. Son esenciales las superficies planas limpias pues los materiales de bronceado generalmente no fluyen como la soldadura. Existe así la posibilidad de conexiones adecuadas sólo en los puntos de contacto, pero con vacíos importantes que quedan sin llenar. Para este trabajo es esencial una buena fuente de calor, particularmente para conectores grandes.

7.3.3. Uniones exotérmicas

Estas uniones se realizan mediante un molde de grafito que se diseña para ajustar el tipo específico de unión y el tamaño de los conductores. Usando una pistola con pedernal se enciende una mezcla de polvo de aluminio y de óxido de cobre y la reacción que se crea forma una unión de cobre virtualmente puro en torno a los conductores. La reacción de alta temperatura se produce en el interior del molde de grafito. Si se ocupa y mantiene adecuadamente, cada

molde puede usarse para realizar entre 50 y 70 uniones. Este tipo de unión asegura los siguientes beneficios:

- Proporciona una unión permanente, de baja resistencia eléctrica y resistente a la corrosión.
- La técnica empleada no requiere adiestramiento, relativamente.
- Puede operar a alta temperatura, permitiendo eventualmente reducir el calibre del conductor.

Este tipo de unión actualmente no es siempre permitida para conectar cobre y aluminio en subestaciones. Los metales que pueden conectarse son acero inoxidable, bronce, cobre, acero con recubierta de cobre, acero galvanizado, bronce y riel de acero. Hay algunos aspectos de seguridad involucrados con este tipo de unión, pero la técnica se ha desarrollado rápidamente para controlarlos, por ejemplo, reduciendo la emisión de gas.

7.3.4. Uniones soldadas en forma autógena

El cobre puede unirse por soldadura de bronce o soldadura al arco en presencia de gas. La técnica de unión por soldadura de bronce es efectiva y de bajo costo, empleada primariamente para realizar uniones en terreno (por ejemplo, en trabajos con tuberías de cobre). En esta técnica clásica, se usa bronce como metal de relleno para formar un enlace superficial entre las partes de cobre. La técnica emplea alta temperatura y un material de relleno que es el que más se ajusta al cobre. A pesar de que la soldadura de bronce puede usarse para conectar cobre a metales ferrosos, esto normalmente no se cumple para puestas a tierra.

Cuando necesita unirse componentes de cobre de mayor medida, entonces se usa soldadura autógena en ambiente gaseoso. El arco eléctrico proporciona el calor, mientras que el área en torno al electrodo y la soldadura es envuelta por un gas tal como argón, helio o nitrógeno. Esto reduce la oxidación que toma lugar durante el proceso de soldadura. El nitrógeno se usa ampliamente como el gas inerte cuando se suelda cobre. Se requieren materiales de relleno especialmente desarrollados, que son reconocidos por su buen comportamiento al soldar cobre.

El aluminio puede ser soldado vía arco de gas inerte de tungsteno o arco de gas inerte de metal. La soldadura en frío a presión se usa algunas veces para unión entre aluminio.

7.4. Métodos artificiales para reducir la resistividad del terreno

Estos métodos describen las condiciones en las cuales algunos aditivos pueden ayudar a reducir la impedancia de tierra. En el terreno de forma natural contienen algunas sales, pero las que se presentaran aquí son agregadas deliberadamente para cambiar la resistividad del suelo el cual será puesto el electrodo.

Anteriormente como tratamientos químicos recomendados se usaron tradicionalmente fueron el cloruro de sodio, sulfato de magnesio, sulfato de cobre, bicarbonato de sodio y cloruro de calcio. Los cuales reducían la resistividad de 0,2 W-m a 0,1 W-m con solo agregar sal común. Pero con ello se inició conflicto por el impacto ambiental que causaban, al igual que la sal causaba corrosión a los materiales reduciendo su vida útil.

7.4.1. Materiales para reducir la resistividad

Como se mencionó previamente, la tierra tamizada fina o tierra de moldeo normalmente es un material de relleno apropiado para rodear el electrodo enterrado. Para situaciones especiales, hay diversos materiales, como los siguientes:

7.4.1.1. Bentonita

Es una arcilla color pardo, de formación natural, que es levemente ácida, con un pH de 10,5. Puede absorber casi cinco veces su peso de agua y de este modo, expandirse hasta treinta veces su volumen seco. Su nombre químico es montmorillonita sódica. En terreno, puede absorber humedad del suelo circundante y ésta es la principal razón para usarla, esta propiedad ayuda a estabilizar la impedancia del electrodo a lo largo del año. Tiene baja resistividad (aproximadamente 5 ohm-metro) y no es corrosiva. Bajo condiciones extremadamente secas, la mezcla puede resquebrajarse ofreciendo así poco contacto con el electrodo. La Bentonita es de carácter tixotrópica y se encuentra en forma de gel en estado inerte. La Bentonita se usa más a menudo como material de relleno al enterrar barras profundas. Se compacta fácilmente y se adhiere fuertemente.

7.4.1.2. Marconita

Es esencialmente un concreto conductivo en el cual un agregado carbonáceo reemplaza el agregado normal usado en la mezcla del concreto. Tiene algunas propiedades similares a la bentonita, es decir, provoca poca corrosión con ciertos metales y tiene baja resistividad. Fue desarrollada como

un proceso que se inició en 1962 cuando ingenieros de Marconi descubrieron un material que conducía por movimiento de electrones más bien que de iones.

Contiene una forma cristalina de carbón y el material global tiene bajo contenido de sulfato y cloruro.

Se ha declarado que hay algo de corrosión de materiales ferrosos y de cobre mientras la Marconita está en forma ligosa, pero también se ha sugerido que forma una capa protectora delgada. Cuando el concreto ha fraguado, se dice que la corrosión cesa. Idealmente, en el punto de ingreso a la estructura Marconita, el metal debe pintarse con bitumen o una pintura bitumástica para prevenir la corrosión en ese punto. El aluminio, el acero galvanizado o con una capa de estaño, no deben instalarse en Marconita.

Cuando la Marconita se mezcla con concreto, su resistividad puede bajar tanto como a 0,1 ohm-metro. Mantiene su humedad aún bajo condiciones muy secas, de modo que ha sido usada en los climas más cálidos como una alternativa a la Bentonita. Su principal aplicación en el Reino Unido es en instalaciones donde el robo o la interferencia de terceras personas se convierte en un problema, o para encerrar electrodos en perforaciones o espacios en el interior de rocas. Recubriendo una barra de tierra con Marconita, estando el electrodo instalado en roca, la resistencia de la barra se reducirá a medida que se aumenta el volumen usado de Marconita.

Por ejemplo, si una barra de 1 metro se instala en el centro de una semiesfera de Marconita de radio 1,5 metros, podría tener una resistencia de aproximadamente 2 000 ohm, si la roca circundante es de 2000 ohm-metro. Si el radio de la semiesfera se incrementa a 3 metros y luego a 5 metros, la resistencia bajaría a 1 080 ohm y 650 ohm respectivamente. Debido al costo

prohibitivo para remover tal volumen de roca, tiene sentido hacer uso de cavidades existentes para este propósito, mientras sea posible.

También es probable que los espacios se llenen parcialmente con otros materiales (tales como concreto) para reducir la cantidad de material patentado que se requiera. Normalmente se considera que la Marconita tiene una resistividad de 2 ohm-metro.

También se usa la Marconita algunas veces para piso antiestático y apantallamiento electromagnético. Note que Marconita es una marca registrada de Marconi Communication System Limited.

7.4.1.3. Yeso

Ocasionalmente, el sulfato de calcio (yeso), se usa como material de relleno, ya sea solo o mezclado con Bentonita o con el suelo natural del área. Tiene baja solubilidad, no se desprende fácilmente lavándolo y tiene baja resistividad (aproximadamente 5-10 ohm-metro en una solución saturada). Es virtualmente neutro, con un valor de pH entre 6,2 y 6,9. Se presenta en la naturaleza en forma natural, de modo que su uso generalmente no provoca dificultades ambientales. Se asegura que no causa corrosión con el cobre, aunque algunas veces el pequeño contenido de S03 ha causado preocupación por su impacto en estructuras de concreto y fundaciones (cimientos). Es relativamente barato y normalmente se mezcla con el terreno para formar un relleno alrededor del electrodo de tierra. El tamaño de las partículas es similar al de la arena gruesa.

Se asegura que ayuda a mantener una resistividad relativamente baja durante un largo período de tiempo, en áreas donde las sales existentes en la

vecindad se disuelvan rápido por movimiento de agua (lluvia, entre otros). Sin embargo, el hecho de que el material no se disuelva fácilmente moderará los beneficios obtenidos, no penetrará difundiéndose en la tierra. Esto significa que el efecto beneficioso estará localizado por lo menos en un área excavada en torno a un electrodo enterrado. Esto a su vez significa que la reducción en el valor de la resistencia del electrodo no será dramática, pero será razonablemente sustentable.

7.4.1.4. Otros materiales

menudo se presentan nuevos materiales, por ejemplo, una solución de cobre que crea un gel al mezclarse con otros químicos. Estos deben satisfacer la legislación respecto del ambiente y es importante confirmar realmente si es factible esperar un mejoramiento en la impedancia del electrodo cuando se usan tales productos.

7.5. Telurómetro

El telurómetro es la herramienta empleada para medir la resistencia de la puesta a tierra. Así como también se encarga de calcular la resistividad de terreno en el cual está siendo instalado.

Esos son precisamente los parámetros que se deben tener en consideración al momento de hacer una puesta a tierra. De esa manera, el telurómetro se convierte en el aparato que no puede faltar en esos casos.

Por ello, este es un dispositivo profesional en cuanto a los sistemas de puesta a tierra se trata. Con respecto a las características del voltaje y de la resistencia.

En definitiva, se trata de un aparato utilizado también para garantizar la seguridad de la instalación y de lo que pueda suceder a futuro.

La forma en la que funciona es bastante sencilla y rápida. Todo es cuestión de tener en consideración algunos pasos importantes a seguir.

Lo primero, es conectar el aparato las picas de medición que está introducidos en tierra. Los cuales, al mismo tiempo, deben estar introducidos por medio de los cables de comprobación.

Además de esto, es importante que el suelo esté húmedo. En caso de que no lo esté, es cuestión de humedecerlo con un poco de agua. Pues este es el estado en el que se debe encontrar para que funcione. Así como también debes comprobar que los tacos estén colocados en línea recta.

De la misma manera, es importante que los cables se hallen dispuestos a ciertas distancias. Esta distancia vendrá especificada en las instrucciones de uso. Pues es algo que puede variar dependiendo del tipo de telurómetro.

Tras haber cumplido con todo esto, puedes encender el dispositivo para usarlo tanto en la zona externa como en la zona interna de una edificación. Todo dependerá de lo que deba comprobar.

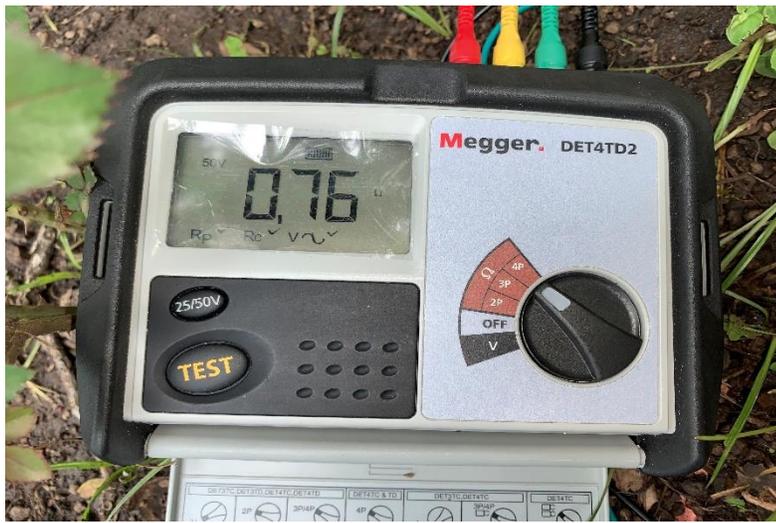
7.6. Análisis para el sistema de puesta a tierra

Este análisis se aplicará de los parámetros antes definidos para diseño de la puesta de tierra en la Dirección General de Caminos debido a que esta asegura la protección ante fallas en el sistema eléctrico del mismo edificio.

Para el diseño de esta se deben realizar mediciones a través de un telurómetro, el cual dependiendo del tipo de terreno mostrará la resistencia del mismo.

Para estas medidas se utiliza el telurómetro marca Megger modelo DET4TD2. La siguiente imagen muestra el dispositivo utilizado.

Figura 59. **Telurómetro**



Fuente: elaboración propia.

El valor medio por el telurómetro lo presenta en Ω (ohms), en este modelo, y se aplicará en los diferentes métodos para calcular la resistencia del terreno a través de la resistividad ya encontrada.

7.6.1. **Medida de resistividad**

Los estimativos basados en la clasificación del suelo ofrecen solo una aproximación de la resistividad, una prueba real es imperativa. Rara vez se

encuentran sitios donde la resistividad sea uniforme en toda el área completa ya profundidades considerables. Si existen variaciones mayores se deben tomar un mayor número de medidas, si la lectura es alta sugiere un problema de seguridad. También la resistividad varía apreciablemente con la profundidad se debe aumentar los espaciamientos de prueba para obtener un estimativo de capas más profundas.

Entre los métodos de medida se encuentra el método de Wenner, este consiste en insertar cuatro electrodos en línea recta en el suelo y a igual distancia a entre ellos. Entre los dos electrodos exteriores (E y H), se inyecta una corriente de medida I mediante un generador. Entre los dos electrodos centrales (S y ES), se mide el potencial ΔV gracias a un voltímetro.

El valor de la resistencia R leída en el ohmiómetro permite calcular la resistividad del terreno mediante la siguiente fórmula de cálculo simplificada:

$$\rho_w = 2 * \pi * a * R$$

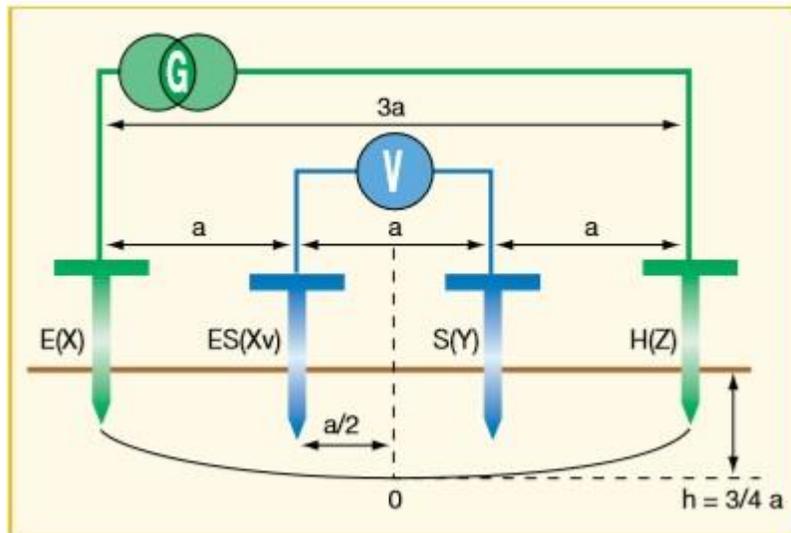
Donde:

ρ_w : resistividad en $\Omega \cdot m$ en el punto situado debajo del punto O, a una profundidad de $h = 3a/4$.

a : base de medida en m.

R : valor (en Ω) de la resistencia leída en el ohmiómetro de tierra. Se recomienda una medida con $a = 4$ m como mínimo.

Figura 60. Colocación de electrodos de medición método de Wenner



Fuente: Chauvin Arnoux. *Productos y servicios*. www.chauvin-arnoux.es. Consulta: 4 de noviembre de 2019.

Conociendo este método tan sencillo se toma la resistividad medida del terreno en la DGC con el método de Wenner y se calcula la resistividad del terreno:

$$R \text{ medida} = 0,75 \, \Omega$$

$$a \text{ de picas} = 5,00 \text{ m}$$

Aplicando la fórmula del método:

$$\rho_w = 2 * \pi * a * R$$

$$\rho_w = 2 * \pi * 5 * 0,75$$

$$\rho_w = 23,56 \, \Omega \text{ m}$$

La siguiente tabla muestra los valores que se deben alcanzar al diseñar la malla de puesta a tierra:

Tabla LII. **Valores máximos de resistencia de puesta a tierra**

USO PARA	VALOR MÁXIMO DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA
Estructuras de líneas de transmisión.	20 Ω
Subestaciones de alta y extra alta tensión.	1 Ω
Subestaciones de media tensión en poste.	10 Ω
Subestaciones de media tensión de uso interior.	10 Ω
Protección contra rayos.	10 Ω
Neutro de acometida en baja tensión.	25 Ω
Descargas electrostáticas.	25 Ω
Equipos electrónicos sensibles.	5 Ω

Fuente: Docplayer. *Diseño y normatividad de sistemas de puesta a tierra para data center.*
<https://docplayer.es/19728733-Diseno-y-normatividad-de-sistemas-de-puesta-a-tierra-para-data-center-grounding-bonding-i-e-oscar-f-olivera-d.html>. Consulta: 4 de noviembre de 2019.

- Cálculo de la resistencia de malla de tierra de Sverak

La fórmula simplificada a utilizar es la de Sverak, y es la siguiente:

$$R_g = \rho \left[\frac{1}{L_T} + \frac{1}{\sqrt{20A}} * \left(1 + \frac{1}{1 + h\sqrt{\frac{20}{A}}} \right) \right]$$

Donde:

L_T = longitud total de conductores enterrados en m.

ρ = resistividad del terreno Ω -m.

A = área ocupada por la malla de tierra m²

h = profundidad de la malla en m.

La malla propuesta para el edificio de la DGC es de un diseño de 2 X 2 mts. Y tomando en cuenta que la malla estará a una profundidad de 1 mt.

El cálculo es el siguiente:

$$L_T = 20 \text{ m}$$

$$\rho = 23,56 \text{ } \Omega\text{-m}$$

$$A = 4 \text{ m}^2$$

$$h = 1 \text{ m}$$

$$R_g = 23,56 * \left[\frac{1}{20} + \frac{1}{\sqrt{20 * 4}} * \left(1 + \frac{1}{1 + 1\sqrt{\frac{20}{A^4}}} \right) \right]$$

$$R_g = 9,70 \text{ } \Omega$$

Concluyendo que el valor obtenido es:

$$9,70 \text{ } \Omega < 10,0\Omega$$

Este valor indica que el diseño tiene un mucho menor de resistencia que la indicada en la tabla, y la propuesta indicada da un resultado bastante aceptado, por ello esta adecuado para su conexión al tablero principal y al transformador Pad Mounted por seguridad.

7.6.2. Selección del tamaño del conductor

El tamaño del conductor realmente seleccionado es usualmente más grande que el que se basa en la fusión, debido a factores como:

- El conductor debe resistir los esfuerzos mecánicos esperados y la corrosión durante la vida útil de la instalación.
- El conductor debe tener alta conductancia para prevenir caídas de tensión peligrosas durante una falla.
- La necesidad de limitar la temperatura del conductor.
- Debe aplicarse un factor de seguridad a la instalación de puesta a tierra y a los demás componentes eléctricos.

La elevación de temperatura de corto tiempo en un conductor de tierra, o el tamaño requerido del conductor como una función de la corriente de falla que pasa por el conductor, se encuentra mediante la ecuación:

$$A_{MCM} = I_F \frac{197,4}{\sqrt{\left(\frac{TCAP}{t_c \cdot \alpha_r \cdot \rho_r}\right) * \ln\left(\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a}\right)}}$$

Donde:

I_f : corriente asimétrica de falla RMS en KA, se usa la más elevada encontrada.

A_{mcm} : área del conductor en MCM.

T_m : máxima temperatura disponible o temperatura de fusión en °C.

T_a : temperatura ambiente en °C.

T_r : temperatura de referencia para las constantes del material en °C.

α_0 : coeficiente térmico de resistividad a 0 °C en 1/°C.

α_r : coeficiente térmico de resistividad a la temperatura de referencia T_r 1/°C.

ρ_r : resistividad del conductor de tierra a la temperatura de referencia T_r $\mu\Omega$ -cm.

K_o : $1/\alpha_0$ o $[(1/\alpha_0) - T_r]$ en $^{\circ}\text{C}$.

T_c : duración de la corriente en seg.

TCAP: capacidad térmica por unidad de volumen en $\text{J} / (\text{cm}_3^{\circ}\text{C})$.

La fórmula simplificada es la siguiente:

$$A_{MCM} = I_F * K_F * \sqrt{t_c}$$

Donde:

A_{MCM} : área del conductor en MCM

I_F : corriente asimétrica de falla RMS en KA, se usa la más elevada encontrada.

K_F : constante para el material dado en la Tabla de constantes de los materiales conductores, usando una $T_a = 40^{\circ}\text{C}$.

t_c : duración de la corriente en segundos.

Se acostumbra entonces emplear como calibre mínimo el No. 2/0 AWG de cobre de 7 hilos, con el fin de mejorar la rigidez mecánica de la malla y soportar la corrosión. La Tabla de Dimensiones típicas de los conductores de puesta a tierra muestra las dimensiones típicas de los conductores empleados para el sistema de puesta a tierra.

Tabla LIII. Constantes de los materiales conductores

Descripción	Conducti- bilidad del material (%)	Factor α a 20 °C (1/°C)	K_0 a 0 °C (0 °C)	Temperatura de fusión T_m	pr 20 °C ($\mu\Omega \cdot \text{cm}$)	TCAP Capacidad térmica [J/($\text{cm}^3 \cdot \text{°C}$)]	Kf
Cobre recocido flexible	100	0,00393	234	1 083	1,72	3,42	7
Cobre comercial sólido	97	0,00381	242	1 084	1,78	3,42	7,06
Alambre de acero revestido de cobre	40	0,00378	245	1 084	4,4	3,85	10,45
Alambre de acero revestido de cobre	30	0,00378	245	1084	5,86	3,85	12,06
Varilla de acero revestida de cobre	20	0,00378	245	1 084	8,62	3,85	14,64
Aluminio grado EC	61	0,00403	228	657	2,86	2,56	12,12
Aluminio aleación 5005	53,5	0,00353	263	652	3,22	2,6	12,41
Aluminio aleación 6201	52,5	0,00347	268	654	3,28	2,6	12,47
Alambre de acero revestido de aluminio	20,3	0,0036	258	657	8,48	3,58	17,2
Acero 1020	10,8	0,00316	605	1 510	15,9	3,28	15,95
Varilla de acero revestida de acero inoxidable	9,8	0,0016	605	1 400	17,5	4,44	14,72
Varilla de acero revestida de zinc	8,6	0,0032	293	419	20,1	3,93	28,96
Acero Inoxidable 304	2,4	0,0013	749	1 400	72	4,03	30,05

Fuente: ANSI / IEEE Standar 80-2000. *Equipamientos*.

<http://www.dee.ufrj.br/~acsl/grad/equipamentos/IEEE-std80.pdf>. Consulta: 4 de noviembre de 2019.

Tabla LIV. **Dimensiones típicas de los conductores de puesta a tierra**

CALIBRE DEL CONDUCTOR		AREA NOMINAL	DIAMETRO
MCM	AWG	mm ²	m
350		177,35	0,015
300		152,01	0,0139
250		126,68	0,0127
211,6	4/0	107,22	0,0117
167,8	3/0	85,03	0,0104
133,1	2/0	67,44	0,0093

Fuente: ANSI / IEEE Standard 80-2000. *Equipamientos*.

<http://www.dee.ufrj.br/~acsl/grad/equipamentos/IEEE-std80.pdf>. Consulta: 4 de noviembre de 2019.

Cálculo de I_f , corriente asimétrica de falla RMS en kA, con las características del transformador de la DGC:

Tabla LV. **Características del transformador de distribución DGC**

Marca	General Electric	Impedancia	4,34 %
No. Serie	Q552992-T2P	Conexión	Delta estrella
Ubicación	Lado izquierdo DGC	Voltaje secundario	208/120 V
Capacidad	300 KVA	Voltaje primario	13 200 V
		Tap de operación	#3

Fuente: elaboración propia.

Cálculo de la corriente de cortocircuito asimétrica máxima usando las siguientes fórmulas:

$$I_{\text{base}} = \frac{S}{\sqrt{3} * V}$$

$$I_{\text{cc p.u.}} = \frac{1}{Z_{\text{p.u.}}}$$

Donde:

S: potencia del transformador en kVA

V: tensión en primario o secundario en kV

Z: impedancia en p.u.

Parámetros para utilizar del transformador:

$$S = 300 \text{ kVA}$$

$$V_{\text{secundario}} = 0,208 \text{ kV}$$

$$Z_{\text{p.u.}} = 4,34 \% = 0,0434$$

$$X_{\text{p.u.}} = \frac{Z_{\text{p.u.}}}{100} = \frac{4,34 \%}{100} = 0,0434$$

$$I_{\text{base}} = \frac{S}{\sqrt{3} * V} = \frac{300}{\sqrt{3} * 0.208} = 832,71 \text{ Amp.}$$

$$I_{\text{cc p.u.}} = \frac{1}{Z_{\text{p.u.}}} = \frac{1}{0,0434} = 23,0415$$

- Corriente de cortocircuito simétrica = $I_{\text{base}} * I_{\text{cc p.u.}} = 832,71 * 23,0415 = 19,187 \text{ kA.}$

- Corriente de cortocircuito asimétrica = $1,25 * I_{cc \text{ simetrico}} = 1,25 * 19,187 = 23,984 \text{ kA}$.
- Potencia de cortocircuito simétrica = $\sqrt{3} * V_{sec} * I_{cc \text{ simetrico}} = 1,732 * 0,208 * 19,187 \text{ kA} = 6,912 \text{ kVA}$.
- Potencia de cortocircuito simétrica = $1,25 * P_{cc \text{ simetrico}} = 1,25 * 6,912 \text{ kA} = 8,640 \text{ kVA}$.

Para calcular el diámetro del conductor para puesta a tierra se utilizará el cobre recocido flexible debido a su gran conductibilidad que posee, que es del 100 %, y esto indica los parámetros necesarios, que se encontrarán en la tabla de constantes de los materiales conductores y el cálculo de la máxima corriente de corto circuito del transformador de distribución de la DGC ya que este sería la fuente que proporcionaría toda esa corriente de falla antes de que las protecciones protejan el sistema eléctrico:

$$I_f = 23,984 \text{ kA}$$

Parámetros del cobre recocido flexible:

$$TCAP = 3,42 \text{ J}/(\text{cm}^3 * ^\circ\text{C})$$

$$t_c = 1 \text{ seg, como máximo}$$

$$\alpha_r = 0,00393 \left(\frac{1}{^\circ\text{C}}\right)$$

$$\rho_r = 1,72 \mu\Omega - \text{cm}$$

$$K_0 = 234 ^\circ\text{C}$$

$$T_m = 1083 ^\circ\text{C}$$

$$T_a = 20 ^\circ\text{C}$$

$$A_{MCM} = I_F \frac{197,4}{\sqrt{\left(\frac{TCAP}{t_c, \alpha_r, \rho_r}\right) * \ln\left(\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a}\right)}}$$

$$A_{MCM} = (23,984) \frac{197,4}{\sqrt{\left(\frac{3,42}{(1), (0,00393), (1,72)}\right) * \ln\left(\frac{234 + 1\ 083}{234 + 20}\right)}}$$

$$A_{MCM} = (23,984) \frac{197,4}{\sqrt{\left(\frac{3,42}{(1), (0,00393), (1,72)}\right) * \ln\left(\frac{234 + 1\ 083}{234 + 20}\right)}}$$

$$A_{MCM} = 164,07$$

El valor encontrado da el calibre de un conductor 164,07 MCM, debido a que no existe esta medida específica se acerca al próximo superior, que es 167,8 MCM y es el equivalente a un 3/0 AWG, que será el conductor de puesta a tierra.

7.6.3. Uniones para los conductores y electrodos de malla a diseñar

Debido a sus características en el momento de decidir qué tipo de unión se utilizará en el acoplamiento de los conductores para malla, o malla con electrodos, se debe considerar como la más importante, la capacidad de transporte de la corriente de falla.

El tipo de unión también influye en el tamaño del conductor usado debido a las diferentes temperaturas máximas permisibles para las distintas uniones. Se tomará de ejemplo que, si fuese una falla de 25 kA y su duración de 1 segundo, se requerirían los siguientes tipos de calibres según el tipo de unión mostrada en la siguiente tabla:

Tabla LVI. **Temperatura y calibre de conductor de acuerdo con la unión para malla**

Conexión	Apernada	Bronceada	Soldada
Temperatura Máxima	250 °C	450 °C	700 °C
Calibre del Conductor	152 mm ²	117 mm ²	101 mm ²

Fuente: Norma BS 7430-1991. *Código de práctica para la puesta de tierra*. p. 15.

7.6.4. Diseño de malla para puesta a tierra

En el diseño preliminar, se estimará la malla con tres figuras básicas: cuadrada, rectangular y en forma de L. Las constantes geométricas necesarias para el cálculo del diseño inicial son las que se muestran a continuación:

$$n_a = \frac{2L_c}{L_p}$$

$$n_b = \sqrt{\frac{L_p}{4\sqrt{A}}}$$

$$n_c = \left[\frac{L_x L_y}{A} \right]^{(0.7A / (L_x L_y))}$$

$$n_d = \frac{D_m}{\sqrt{(L_x^2 + L_y^2)}}$$

$$n = n_a \cdot n_b \cdot n_c \cdot n_d$$

Para mallas cuadradas: $n = n_a$ ya que $n_b = n_c = n_d = 1$.

Para mallas rectangulares: $n = n_a * n_b$ ya que $n_c = n_d = 1$.

Para mallas en forma de L: $n = n_a * n_b * n_c$ ya que $n_d = 1$.

Estas constantes geométricas son necesarias para el cálculo del factor de corrección (K_i), este se calcula con la siguiente fórmula:

$$K_i = 0,664 + 0,148 * n$$

Para calcular la longitud total efectiva para la tensión de malla (L_m) se utilizará la siguiente fórmula:

$$L_M = L_C + \left[1,55 + 1,22 \left(\frac{L_r}{\sqrt{(L_x^2 + L_y^2)}} \right) \right] L_R$$

Donde:

A: área total que encierra la PAT (m^2)

L_c : longitud total de los conductores (m)

L_p : longitud perimetral del recinto que engloba PAT (m)

L_x : longitud máxima del conductor en la dirección x (m)

L_y : longitud máxima del conductor en la dirección y (m)

D_m : distancia máxima entre dos puntos cualesquiera (m)

L_r : longitud de cada pica (m)

L_R : longitud total de picas (m)

L_M : longitud total efectiva (m)

Tomando en cuenta que se diseñará una malla de 2 X 2 cuadrada con electrodos o picas, los datos son los siguientes:

A: 4,00 m²

Lc: 12,00 m

Lp: 8,00 m

Lx: 2,00 m

Ly: 2,00 m

Dm: 1,00 m

Lr: 2,40 m

LR: 21,60 m

Calculando la longitud efectiva de las variables de la malla:

$$L_M = L_C + \left[1,55 + 1,22 \left(\frac{L_r}{\sqrt{(L_x^2 + L_y^2)}} \right) \right] L_R$$

$$L_M = 12 + \left[1,55 + 1,22 \left(\frac{2,40}{\sqrt{(4 + 4)}} \right) \right] * 21,60$$

$$L_M = 67,84 \text{ m}$$

7.6.5. Cálculo de la tensión de paso y contacto permisibles

La seguridad de una persona depende de la prevención de cantidades de energía de choque absorbidas por el cuerpo humano, antes de que la falla sea despejada y el sistema desenergizado.

7.6.5.1. Tensión de paso

Es la diferencia de potencial de superficie que experimenta una persona dando un paso de una distancia de 1 m con los pies sin tocar ningún objeto a tierra.

Los voltajes máximos tolerables por un cuerpo humano de 50 kg o 70 kg de peso corporal durante una falla accidental no deben exceder los siguientes límites:

Para un peso corporal de 50 kg:

$$E_{paso50} = (1\ 000 + 6C_s * \rho_s) \frac{0,116}{\sqrt{t_s}}$$

Para un peso corporal de 70 kg:

$$E_{paso70} = (1\ 000 + 6C_s * \rho_s) \frac{0,157}{\sqrt{t_s}}$$

Donde:

E_{paso} : es la tensión de paso en V

C_s : factor reductor de la capacidad normal

ρ_s : es la resistividad del material de superficie en Ω m

t_s : es la duración del shock de corriente en segundos

7.6.5.2. Tensión de toque o contacto

Es la diferencia de potencial entre el margen de potencial a tierra y la superficie potencial en el punto donde una persona está de pie y, al mismo tiempo tener una mano en contacto con una estructura con conexión a tierra. Las siguientes ecuaciones determinan esta tensión:

Para un peso corporal de 50 kg:

$$E_{toque50} = (1\,000 + 1,5 C_s * \rho_s) \frac{0,116}{\sqrt{t_s}}$$

Para un peso corporal de 70 kg:

$$E_{toque70} = (1\,000 + 1,5 C_s * \rho_s) \frac{0,157}{\sqrt{t_s}}$$

Donde:

Etoque: tensión de contacto (V)

Cs: factor reductor de la capacidad normal

ps: resistividad del material superficial ($\Omega \cdot m$)

ts: tiempo de descarga de la corriente (s)

hs: profundidad de la capa superficial (m)

En la DGC se considerará simplemente cubrir con el mismo material extraído en el momento de enterrar la malla sin ninguna capa superficial protectora, entonces: $C_s=1$ y $p_s=p$.

Cálculo de tensión de toque:

Cs: 1

ps: 23,56 ($\Omega \cdot m$)

ts: 1 (s)

hs: 1 (m)

Para un peso corporal de 50 kg:

$$E_{\text{toque50}} = (1\,000 + 1,5 C_s * \rho_s) \frac{0,116}{\sqrt{t_s}}$$

$$E_{\text{toque50}} = (1\,000 + 1,5(1) * 23,56) \frac{0,116}{\sqrt{1}}$$

$$E_{\text{toque50}} = 120,10 \text{ Volts}$$

Para un peso corporal de 70 kg:

$$E_{\text{toque70}} = (1\,000 + 1,5 C_s * \rho_s) \frac{0,157}{\sqrt{t_s}}$$

$$E_{\text{toque70}} = (1\,000 + 1,5(1) * 23,56) \frac{0,157}{\sqrt{1}}$$

$$E_{\text{toque70}} = 162,55 \text{ Volts}$$

En el caso de la tensión de contacto metal-metal $\rho_s=0$, por lo que, sustituyendo en las ecuaciones anteriores, la tensión de contacto metal-metal es:

Para un peso corporal de 50 kg:

$$E_{mm-toque50} = \frac{116}{\sqrt{t_s}}$$

Para un peso corporal de 70 kg:

$$E_{mm-toque70} = \frac{157}{\sqrt{t_s}}$$

Donde:

Emm: tensión de contacto metal-metal (V)

Cálculo de tensión de contacto:

ts: 1 (s)

Para un peso corporal de 50 kg:

$$E_{mm-toque50} = \frac{116}{\sqrt{1}}$$
$$E_{mm-toque50} = 116 \text{ Volts}$$

Para un peso corporal de 70 kg:

$$E_{mm-toque70} = \frac{157}{\sqrt{1}}$$
$$E_{mm-toque70} = 157 \text{ Volts}$$

7.6.5.3. Tensión máxima de paso y contacto o toque

Si la duración del golpe eléctrico es menor que el tiempo de palpación, el umbral de corriente es de 500 mA y si el golpe eléctrico es mayor que el tiempo de palpación, el umbral de corriente es de 50 mA, para un adulto de peso de 50 kg.

La tensión máxima de contacto aplicada, en voltios, que se puede aceptar se determina en función del tiempo de duración del defecto, según la fórmula siguiente:

$$V_{ca} = \frac{K}{t^n}$$

Donde:

K = 72 y n = 1, para tiempos inferiores a 0,9 segundos.

K = 18,5 y n = 0,18, para tiempos superiores a 0,9 segundos e inferiores a 3 segundos.

t: duración de la falla en segundos

Para tiempos comprendidos entre 3 y 5 segundos, la tensión de contacto aplicada no sobrepasará los 64 V. En el caso de que el tiempo de falta sea mayor a 5 segundos, entonces, no se podrá superar una tensión máxima de contacto de 50 V.

Salvo casos excepcionales justificados no se considerarán tiempos inferiores a 0,1 segundos.

A partir de la fórmula anterior, se pueden determinar las máximas tensiones de paso y contacto admisibles en una instalación, considerando todas las resistencias que intervienen en el circuito.

A efectos del cálculo de proyecto se podrán emplear, para la estimación de estas, las expresiones siguientes:

- Tensión de paso

$$E_{\text{paso}} = \frac{10k}{t^n} \left(1 + \frac{6\rho_s}{1\,000} \right)$$

- Tensión de toque o contacto

$$E_{\text{toque}} = \frac{10k}{t^n} \left(1 + \frac{1,5\rho_s}{1\,000} \right)$$

Despreciando la resistencia de la piel y del calzado, se asume que el cuerpo humano tiene una resistencia de 1 000 Ω , considerando que cada pie forma un electrodo en forma de placa de 200 cm² de superficie, aplicando una fuerza de 250 N aproximadamente, lo cual representa una resistencia de contacto con el suelo evaluada en función de la resistividad ρ_s superficial del terreno ρ .

Datos:

K: 18,5

n: 0,18

t: 1 segundo.

ρ_s : 23,56 Ω .m

Calculando tensión máxima de paso:

$$E_{\text{paso}} = \frac{10(18,5)}{1^{0,18}} \left(1 + \frac{6 * 23,56}{1\ 000} \right)$$

$$E_{\text{paso}} = 211,15 \text{ Volts}$$

Calculando tensión máxima de toque o contacto:

$$E_{\text{toque}} = \frac{10(18,5)}{1^{0,18}} \left(1 + \frac{1,5 * 23,56}{1\ 000} \right)$$

$$E_{\text{toque}} = 191,54 \text{ Volts}$$

7.6.6. Cálculo de la resistencia de puesta a tierra

Para este cálculo se considerarán dos casos, y consisten en tener un sistema de puesta a tierra con malla solo formada con conductores y la otra es la combinación de conductores para la malla y picas. La malla que se propone es de 2 x 2 metros, es decir 4 mts² (ver anexos, malla con conductores y malla con conductores con picas).

7.6.6.1. Mallado con conductores

En este caso la resistencia de puesta a tierra se define como:

$$R_g = \rho \left[\frac{1}{L_T} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left(1 + \frac{1}{1 + h\sqrt{20/A}} \right) \right]$$

Donde:

LT: longitud efectiva de todos los conductores (m)

h: profundidad a la que están enterrados los conductores (m)

A: área total del mallado (m²)

ρ: resistividad uniforme del terreno (Ω · m)

7.6.6.2. Mallado con conductores y picas

Para este caso la resistencia de la puesta a tierra se ha calculado con las ecuaciones de Schwarz que tiene en cuenta la resistencia propia de los conductores enterrados, la resistencia de las picas y la resistencia mutua entre conductores y picas.

- Resistencia de la puesta a tierra de los conductores enterrado

$$R_1 = \frac{\rho}{\pi L_c} \left[\ln \left(\frac{2L_c}{a'} \right) + \frac{k_1 L_c}{\sqrt{A}} - k_2 \right]$$

$$a' = \sqrt{a * 2h} \quad \text{Si } h \text{ es distinto de } 0.$$

$$a' = a \quad \text{Si } h \text{ es igual a } 0.$$

Donde:

ρ: resistividad del terreno (Ω · m)

L_c: longitud total de todos los conductores que forman la red de tierras (m)

a': longitud efectiva (m)

h: profundidad a la que están enterrados los conductores (m)

2a: diámetro del conductor (m)

A: área total del mallado (m²)

k₁, k₂: coeficientes de Schwarz

- Resistencia de puesta a tierra de las picas

$$R_2 = \frac{\rho}{\pi n_R L_r} \left[\ln \left(\frac{4L_r}{b} \right) - 1 + \frac{2k_1 L_r}{\sqrt{A}} (\sqrt{n_R} - 1)^2 \right]$$

Donde:

n_R: número de picas

L_r: longitud de cada pica (m)

2b: diámetro de cada pica (m)

ρ: resistividad del terreno (Ω · m)

- Resistencia mutua entre conductores y picas

$$R_m = \frac{\rho}{\pi L_C} \left[\ln \left(\frac{2L_C}{L_r} \right) + \frac{k_1 L_C}{\sqrt{A}} - k_2 + 1 \right]$$

- Resistencia de puesta tierra de todo el sistema

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

Donde:

R₁: resistencia de puesta a tierra de los conductores (Ω)

R₂: resistencia de puesta a tierra de las picas (Ω)

Rm: resistencia de puesta a tierra mutua entre conductores y picas (Ω)

- Coeficientes k1 y k2

Los valores de los coeficientes k1 y k2, se pueden calcular de dos maneras: a través de las curvas de Schwarz que aparecen en la norma IEEE 80-2000 o a través de las fórmulas de Kerckel, las cuales derivan de las curvas de Schwarz.

Debido al grado de exactitud se centran en las fórmulas de Kerckel para encontrar los coeficientes k1 y k2, que son las siguientes:

$$k_1 = \frac{\sqrt{a \cdot b}}{2} * 1.84 * \left[\frac{1}{a} * \ln \left(\frac{a + \sqrt{a^2 + b^2}}{b} \right) + \frac{1}{b} * \ln \left(\frac{b + \sqrt{a^2 + b^2}}{a} \right) + \frac{a}{3 * b^2} + \frac{b}{3 * a^2} - \frac{(a^2 + b^2)}{3 * a^2 * b^2} * \sqrt{a^2 + b^2} \right]$$

$$k_2 = \ln \left(\frac{4(a+b)}{b} \right) + 2 * k_1 * \frac{(a+b)}{\sqrt{a \cdot b}} - \frac{\ln \left(a + \sqrt{a^2 + \left(\frac{b}{2} \right)^2} \right)}{\frac{b}{2}} - \frac{1}{2} * \ln \left(\frac{(b/2) + \sqrt{a^2 + \left(\frac{b}{2} \right)^2}}{\left(-\frac{b}{2} \right) + \sqrt{a^2 + \left(\frac{b}{2} \right)^2}} \right)$$

Donde:

a=Lx longitud de la malla en la dirección x (m)

b=Ly longitud de la malla en la dirección y (m)

Cálculo de la malla con solo conductores o con conductores y picas para la DGC:

Datos:

LT: 12 (m)

h: 1 (m)

A: 4 (m²)

ρ : 23,56 ($\Omega \cdot m$)

Resistencia de mallado con conductores:

$$R_g = \rho \left[\frac{1}{L_T} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left(1 + \frac{1}{1 + h\sqrt{20/A}} \right) \right]$$

$$R_g = 23,56 * \left[\frac{1}{12} + \frac{1}{\sqrt{20 * 4}} \left(1 + \frac{1}{1 + 1\sqrt{20/4}} \right) \right]$$

$$R_g = 5,41 \Omega$$

Resistencia del mallado de la PAT con conductores y picas:

- Primero se calculan los Coeficientes de Schwartz

a= 2 (m)

b= 2 (m)

$$k_1 = \frac{\sqrt{a,b}}{2} * 1,84 * \left[\frac{1}{a} * \ln \left(\frac{a + \sqrt{a^2 + b^2}}{b} \right) + \frac{1}{b} * \ln \left(\frac{b + \sqrt{a^2 + b^2}}{a} \right) + \frac{a}{3 * b^2} + \frac{b}{3 * a^2} - \frac{(a^2 + b^2)}{3 * a^2 * b^2} * \sqrt{a^2 + b^2} \right]$$

$$k_1 = \frac{\sqrt{2,2}}{2} * 1,84 * \left[\frac{1}{2} * \ln \left(\frac{2+\sqrt{2^2+2^2}}{2} \right) + \frac{1}{2}, \ln \left(\frac{2+\sqrt{2^2+2^2}}{2} \right) + \frac{2}{3*2^2} + \frac{2}{3*2^2} - \frac{(2^2+2^2)}{3*2^2*2^2} * \sqrt{2^2+2^2} \right]$$

$$k_1 = 1 * 1,84 * [0,4407 + 0,4407 + 0,1667 + 0,1667 - 0,4714]$$

$$k_1 = 1,3678$$

$$k_2 = \ln \left(\frac{4(a+b)}{b} \right) + 2 * k_1 * \frac{(a+b)}{\sqrt{a*b}} - \frac{\ln \left(a + \sqrt{a^2 + \left(\frac{b}{2} \right)^2} \right)}{\frac{b}{2}} - \frac{1}{2} * \ln \left(\frac{(b/2) + \sqrt{a^2 + \left(\frac{b}{2} \right)^2}}{\left(-\frac{b}{2} \right) + \sqrt{a^2 + \left(\frac{b}{2} \right)^2}} \right)$$

$$k_2 = \ln \left(\frac{4(2+2)}{2} \right) + 2 * 1,3678 * \frac{(2+2)}{\sqrt{2*2}} - \frac{\ln \left(2 + \sqrt{2^2 + \left(\frac{2}{2} \right)^2} \right)}{\frac{2}{2}} - \frac{1}{2} * \ln \left(\frac{(2/2) + \sqrt{2^2 + \left(\frac{2}{2} \right)^2}}{\left(-\frac{2}{2} \right) + \sqrt{2^2 + \left(\frac{2}{2} \right)^2}} \right)$$

$$k_2 = 1,3862 + 5,4712 - 1,4436 - 0,4812$$

$$k_2 = 4,9326$$

$$a' = \sqrt{a * 2h} \quad \text{Si } h \text{ es distinto de } 0.$$

$$a' = a \quad \text{Si } h \text{ es igual a } 0.$$

Donde:

$$\rho: 23,56 (\Omega \cdot m)$$

$$Lc: 12 (m)$$

$$a': \sqrt{0,0052 * 2(1)} = 0,1019 (m)$$

$$h: 1 (m)$$

2a: 0,0104 (m)

A: 4 (m²)

k1: 1,3678

k2: 4,9326

$$R_1 = \frac{\rho}{\pi L_C} \left[\ln \left(\frac{2L_C}{a'} \right) + \frac{k_1 L_C}{\sqrt{A}} - k_2 \right]$$

$$R_1 = \frac{23,56}{\pi * 12} \left[\ln \left(\frac{2 * 12}{0,01019} \right) + \frac{1,3678 * 12}{\sqrt{4}} - 4,9326 \right]$$

$$R_1 = 0,6249 * [5,4618 + 8,2068 - 4,9326]$$

$$R_1 = 5,46 \Omega$$

Cálculo de resistencia de la PAT de las picas:

Datos:

nR: 9

Lr: 2,4 (m)

2b: 0,015875 (m)

ρ : 23,56 ($\Omega \cdot m$)

A: 4 (m²)

k1: 1,3678

b: 2 (m)

$$R_2 = \frac{\rho}{\pi n_R L_r} \left[\ln \left(\frac{4L_r}{b} \right) - 1 + \frac{2k_1 L_r}{\sqrt{A}} (\sqrt{n_R} - 1)^2 \right]$$

$$R_2 = \frac{23,56}{\pi * 9 * 2,4} \left[\ln \left(\frac{4 * 2,4}{2} \right) - 1 + \frac{2 * 1,3678 * 2,4}{\sqrt{4}} (\sqrt{9} - 1)^2 \right]$$

$$R_2 = 0,3472 * (1,5686 - 1 + 13,1309)$$

$$R_2 = 4,76 \Omega$$

Cálculo de la resistencia mutua entre conductores y picas para la PAT:

Datos:

ρ : 23,56 ($\Omega \cdot m$)

L_c : 12 (m)

L_r : 2,4 (m)

A : 4 (m^2)

k_1 : 1,3678

k_2 : 4,9326

$$R_m = \frac{\rho}{\pi L_c} \left[\ln \left(\frac{2L_c}{L_r} \right) + \frac{k_1 L_c}{\sqrt{A}} - k_2 + 1 \right]$$

$$R_m = \frac{23,56}{\pi * 12} \left[\ln \left(\frac{2 * 12}{2,4} \right) + \frac{1,3678 * 12}{\sqrt{4}} - 4,9326 + 1 \right]$$

$$R_m = 0,6249 (2,3026 + 8,2068 - 3,9326)$$

$$R_m = 4,11 \Omega$$

Cálculo de la PAT de todo el sistema

Datos:

$$R_1 = 5,46 \Omega$$

$$R_2 = 4,76 \Omega$$

$$R_m = 4,11 \Omega$$

$$R_g = \frac{R_1 R_2 - R_m^2}{R_1 + R_2 - 2R_m}$$
$$R_g = \frac{5,46 * 4,76 - 4,11^2}{5,46 + 4,76 - 2 * 4,11}$$

$$R_g = 4,54 \Omega$$

- Comparativas de tipo de mallado

De acuerdo con los cálculos desarrollados anteriormente y la comparativa con la tabla de valores máximos de resistencia de puesta a tierra, se determinará cual es el diseño adecuado, y que sería lo que protegería ante cualquier tipo de falla en el edificio de la Dirección General de Caminos.

Tabla LVII. **Valores máximos de resistencia de puesta a tierra**

USO PARA	VALOR MÁXIMO DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA
Estructuras de líneas de transmisión.	20 Ω
Subestaciones de alta y extra alta tensión.	1 Ω
Subestaciones de media tensión en poste.	10 Ω
Subestaciones de media tensión de uso interior.	10 Ω
Protección contra rayos.	10 Ω
Neutro de acometida en baja tensión.	25 Ω
Descargas electrostáticas.	25 Ω
Equipos electrónicos sensibles.	5 Ω

Fuente: ANSI / IEEE Standard 80-2000. *Equipamientos*.

<http://www.dee.ufrj.br/~acsl/grad/equipamentos/IEEE-std80.pdf>. Consulta: 4 de noviembre de 2019.

Resistencia de malla con conductores: 5,41 ohms

Resistencia de malla con conductores y picas: 4,54 ohms

Al verificar las resistencias necesarias de la tabla para puesta a tierra, se puede notar que los dos valores calculados se encuentran dentro del rango aceptado, tanto como para protección contra rayos como para el neutro de la acometida en baja tensión, entre otros. Por cuestiones de seguridad se puede optar por el mallado de conductores y picas, y por el lado económico se puede utilizar simplemente el mallado de conductores y aun así tener un buen resultado ante cualquier situación que se presente.

Para la colocación de puesta a tierra se utilizará bentonita como relleno, porque mejora la absorción de la humedad circundante en el suelo, debido a que su propiedad es estabilizar la impedancia del electrodo a lo largo del año.

Tiene una muy baja resistividad (5 ohm-metro aproximadamente), adicional a ello no es corrosiva. Es fácil de compactar y se adhiere fuertemente.

Y para finalizar se elige la unión exotérmica debido a su alto soporte de temperatura en el momento de un impacto por rayo desde el pararrayos hasta la malla de tierra en la cual los materiales soportan distintos esfuerzos siendo uno de ellos el de la temperatura y teniendo como referencia que soporta hasta un máximo de 700 °C.

8. DISEÑO DE PARARRAYOS

8.1. Importancia en el uso de los pararrayos

Las descargas electroatmosféricas pueden ser de distintas intensidades y pueden dañar inmuebles de una manera severa entre otros, proteger cualquier tipo de bien se puede lograr por medio de los pararrayos. Lo que se debe tener claro es que las descargas de los rayos no pueden ser detenidas, sin embargo, si pueden ser desviadas de una manera controlada.

8.2. Parámetros básicos de un pararrayo

Un pararrayo debe cumplir con los parámetros básicos:

- Capturar el rayo en el punto diseñado para tal propósito llamado terminal aérea.
- Conducir la energía de la descarga a tierra, mediante un sistema de cables conductores que transfiere la energía de la descarga mediante trayectorias de baja impedancia.
- Disipar la energía en un sistema de terminales (electrodos) en tierra.

La energía de un rayo no debe viajar en una trayectoria que tenga una gran impedancia, debido a que este generara excesivo calor e intensas fuerzas mecánicas. El potencial entre dos placas de metal enterradas puede diferir, un sistema de electrodos conectados entre sí con una malla, puede mejorar este

efecto. Sin embargo, la diferencia de potencial entre los electrodos, puede complicarse en el momento de que un rayo toque directamente la malla, esto implicará que fluirá una mayor corriente y esto retardará el equilibrio de las cargas, y tardará más tiempo para liberar la falla.

Las descargas electroatmosféricas tienen una alta frecuencia, gran potencial y corriente, esto causa interferencia en distintos dispositivos electrónicos.

La inductancia promedio de los conductores de cobre usados para tierras es de aproximadamente 1,64 $\mu\text{H}/\text{m}$. Debido a la frecuencia con que el rayo cae, incrementa la impedancia del conductor. Utilizar uno mayor a 10 mts tendrá una impedancia infinita, y el rayo no viajará por el conductor.

Otra consideración importante es la de procurar no hacer dobleces cerrados en el conductor del pararrayo debido a que una descarga de alta frecuencia hace que incremente la reactancia inductiva. La impedancia de la tierra debe ser muy baja, debido a que dispara de una manera más rápida al rayo.

8.3. Área de cobertura de un pararrayo

Los equipos y estructuras son clasificadas según su necesidad de protección contra descargas atmosféricas. Referencia: ANSI/NFPA 78-1989.

- Primera clase. Las estructuras de esta clase, requieren de poca o ninguna protección. El requisito es que verdaderamente estén conectados a tierra. Ejemplos de esta clase son:
 - Todas las estructuras metálicas excepto tanques u otras estructuras que contengan materiales inflamables.
 - Tanques de agua, silos y estructuras similares, construidas mayormente de metal.
 - Astas de banderas construidas de algún material conductor.

- Segunda clase. Esta clase consiste en edificios con cubierta conductora y estructura no conductora, tal como edificios con cubierta metálica. Este tipo requiere de conductores para conectar la cubierta a electrodos en la tierra.

- Tercera clase. Esta clase consiste de edificios con estructura metálica y cubierta no conductora. Este tipo requiere de terminales aéreas conectadas a la estructura y fuera de la cubierta para actuar como terminales pararrayos.

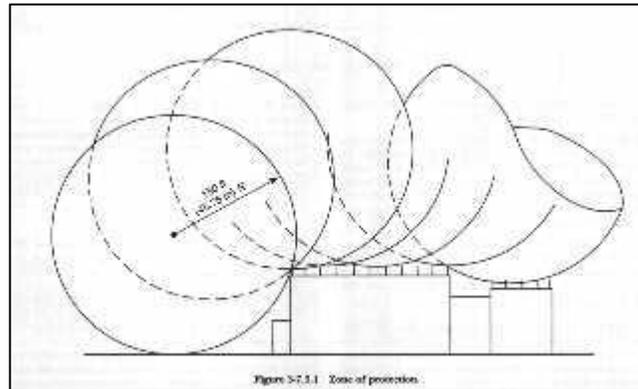
- Cuarta clase. Esta clase consiste en estructuras no metálicas, que requieren una protección. Se incluyen:
 - Edificios de madera, piedra, ladrillo u otros materiales no conductores, sin elementos de refuerzo metálicos.
 - Chimeneas. Aún con elementos de refuerzo, éstas deben tener una gran protección contra rayos, con terminales aéreas, cables de bajada y electrodos de aterrizado.

- Quinta clase. Una quinta clase consiste de aquellas cosas cuya pérdida puede ser de consecuencias, y que normalmente recibe un tratamiento pararrayos completo, incluyendo terminales aéreas, cables de bajada y electrodos de aterrizado. Entre éstas están:
 - Edificios de gran valor estético, histórico o intrínseco.
 - Edificios conteniendo combustibles o materiales explosivos.
 - Estructuras conteniendo sustancias que pueden ser peligrosas si se derraman como consecuencia de una descarga.
 - Tanques o conjuntos de tanques.
 - Plantas de energía y estaciones de bombeo.
 - Líneas de transmisión.
 - Subestaciones eléctricas.

8.4. Método de la esfera rodante

La técnica usada para analizar la acción de las descargas en objetos a tierra es el modelo electromagnético desarrollado originalmente por Golde R.H. Y derivado de ese modelo, desde 1970 se emplea el método de la esfera rodante.

Figura 61. **Método de la esfera rodante**



Fuente: Seguridad con electricidad. *Método de la esfera rodante*.

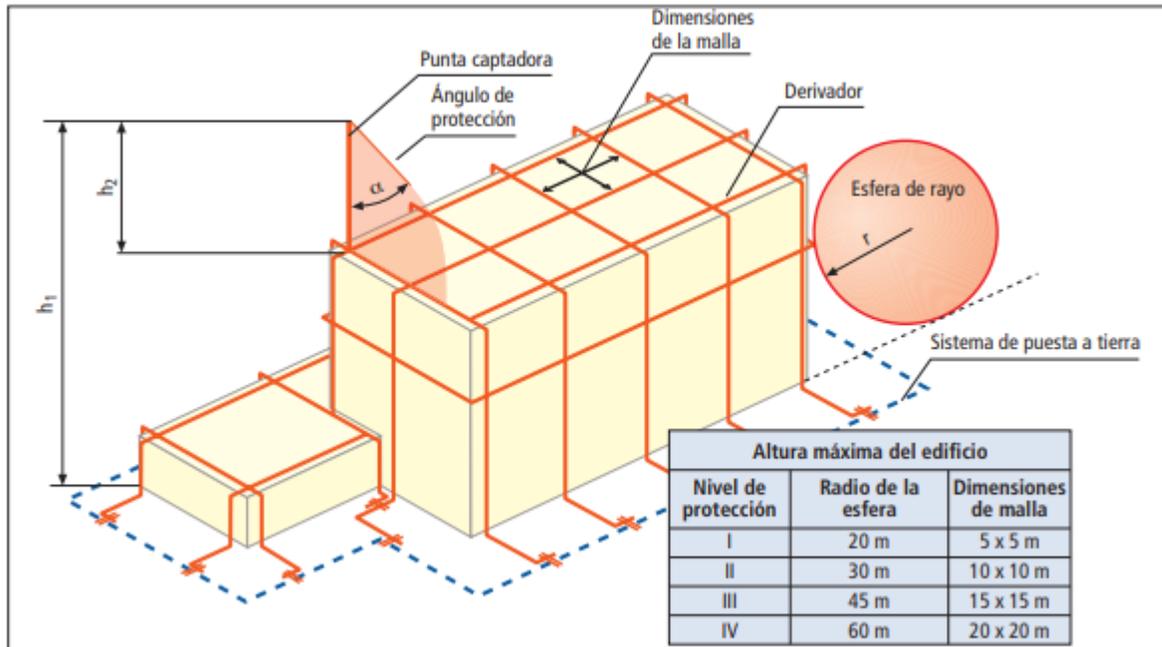
<https://seguridadconelectricidad.blogspot.com/2010/10/metodo-de-la-esfera-rodante.html?m=1>.

Consulta: 4 de noviembre de 2019.

Para calcular la zona o distancia de protección de los pararrayos, el equipo dentro de la zona de protección debe ser conectado a la misma red de tierras para que no exista una diferencia de potencial entre puntos en el sistema. Sin embargo, aparatos conectados a líneas eléctricas que salen del área de mismo potencial pueden dañarse de no tener las protecciones adecuadas.

Debido a que la DGC es un edificio de valor histórico se encuentra clasificado en quinta clase y debería contar con un nivel de protección IV, que es equivalente a una esfera de 60 mts y dimensiones de malla de 20 x 20 mts.

Figura 62. **Método de la esfera rodante, modelo geométrico-eléctrico**

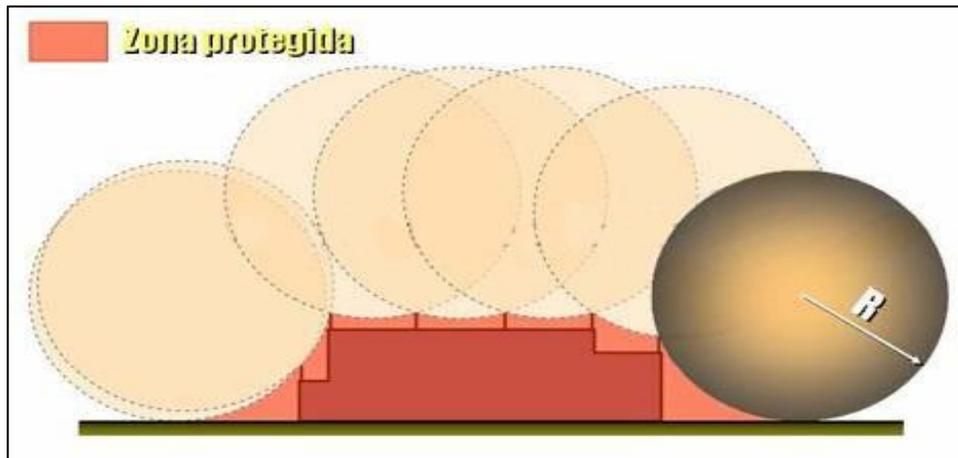


Fuente: Norma IEC 62305-1: 2006. *Manual de protección contra rayos*. p. 125.

Después de tener el radio de la esfera rodante (r_{sc}) deberás aplicar el método que consiste en hacer rodar la esfera del radio calculado según la tabla 1 sobre la estructura a proteger en tres dimensiones.

Se considerará como protegidos aquellos puntos que se encuentran en la zona definida por la superficie de la esfera y la superficie exterior de dicha estructura. Los puntos en que la esfera toca a las diferentes partes de la estructura y el suelo son susceptibles de ser alcanzadas por las descargas.

Figura 63. Zona protegida por el pararrayos

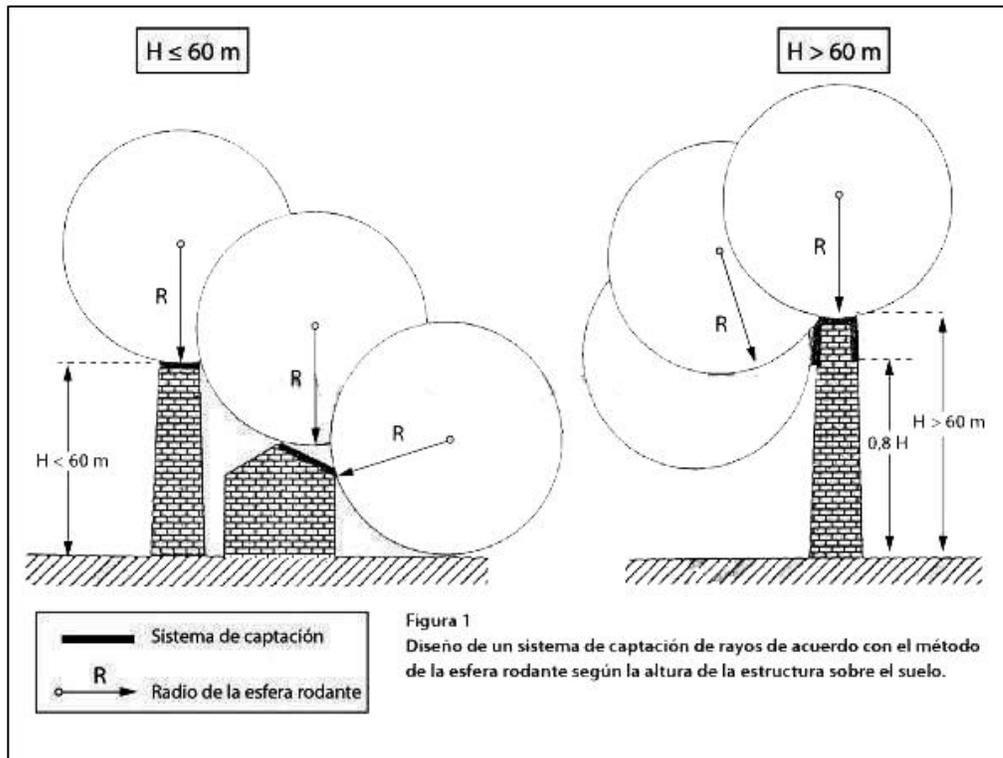


Fuente: Electricaplicada.com. *Método de la esfera rodante (apantallamiento)*.
<https://www.electricaplicada.com/metodo-de-la-esfera-rodante-apantallamiento/>. Consulta: 4 de noviembre de 2019.

En estructuras de más de 60 m, la mayor parte de las descargas alcanzará la parte superior, los bordes horizontales y las esquinas de la estructura. Solamente un pequeño porcentaje de las descargas se produce lateralmente.

Además, los datos de observación muestran que la probabilidad de descargas laterales decrece rápidamente con la altura media desde el suelo. Por tanto, se debe considerar instalar sistemas de captación laterales en la parte superior de las estructuras (normalmente, el 20 % superior de la altura de la estructura). En este caso, el método de la esfera rodante se debe emplear solamente para posicionar el sistema de captación en la parte superior de la estructura (figura 1, derecha).

Figura 64. **Método de la esfera rodante en diferentes edificaciones**



Fuente: Monografías.com. *Métodos de ubicación de los captadores de rayo.*

<https://www.monografias.com/trabajos-pdf5/metodos-ubicacion-captadores-rayo/metodos-ubicacion-captadores-rayo.shtml>. Consulta: 4 de noviembre de 2019.

8.5. **Parámetros de colocación de pararrayos de acuerdo con la Norma NEC 2017**

Para NEC en el artículo No. 280 se deben cumplir con los siguientes pasos para la colocación de un pararrayo:

- Debe superar 1 kV

- No se debe instalar un pararrayos (disipador de sobretensiones) cuando el valor nominal del pararrayos es inferior a la máxima tensión continua disponible de fase a tierra a frecuencia del sistema en el punto de aplicación.
- Cuando se usa en un punto de un circuito, se debe conectar un pararrayos a cada conductor no puesto a tierra. Se permitirá que una instalación individual de estos pararrayos proteja varios circuitos interconectados, siempre y cuando ningún circuito quede expuesto a sobretensiones transitorias mientras está desconectado del pararrayos.
- El valor nominal del pararrayos debe ser igual o superior a la máxima tensión continua de funcionamiento disponible en el punto de aplicación.
- Los pararrayos deben cumplir con las secciones 280,4 (A) y (B).
- Capacidad nominal. El valor nominal del pararrayos debe ser igual o superior a la máxima tensión continua de funcionamiento disponible en el punto de aplicación.
 - Sistemas puestos a tierra sólidamente. La máxima tensión continua de funcionamiento debe ser la tensión de fase a tierra del sistema.
 - Impedancia o sistema no puesto a tierra. La máxima tensión continua de funcionamiento debe ser la tensión de fase a fase del sistema.

- Tipos de carburo de silicio. El valor nominal de un pararrayos (disipador de sobretensiones) de tipo de carburo de silicio no debe ser inferior al 125 % del valor nominal que se especifica en la sección 280,4(A).
- Se permitirá que los pararrayos estén ubicados en el interior o el exterior. Y deben estar inaccesibles para personas no calificadas, a menos que estén listados para instalación en sitios accesibles.
- El conductor usado para conectar el pararrayos a la línea, la barra conductora o el equipo y a un punto de conexión del conductor de puesta a tierra tal como se indica en la sección 280,21 no debe tener una longitud mayor de la necesaria y se deben evitar los dobleces innecesarios.
- El conductor de puesta a tierra del pararrayos debe estar conectado a uno de los siguientes elementos:
 - Al conductor de la acometida puesto a tierra
 - Al conductor del electrodo de puesta a tierra
 - Al electrodo de puesta a tierra de la acometida
 - Al terminal de puesta a tierra del equipo en el equipo de acometida.
- El conductor entre el pararrayos y la línea y entre el pararrayos y la conexión de puesta a tierra no debe ser inferior al 6 AWG de cobre o aluminio

- El conductor de puesta a tierra de un pararrayos, que protege un transformador que alimenta un sistema de distribución secundario, se debe interconectar como se especifica en las secciones 280,24 (A), (B) o (C)

- Se debe hacer una interconexión metálica con el conductor puesto a tierra del circuito secundario o el conductor de puesta a tierra del circuito secundario, siempre que, además de la conexión de puesta a tierra directa en el pararrayos, ocurra lo siguiente:
 - Conexión adicional de puesta a tierra. El conductor puesto a tierra del secundario tiene en otra parte una conexión de puesta a tierra con un sistema subterráneo de tubería metálica continua para agua. En áreas de tubería urbana para agua donde hay por lo menos cuatro conexiones con tuberías de agua en el conductor neutro y no menos de cuatro de estas conexiones por cada 1 600 m (milla) de conductor neutro, se permitirá hacer la interconexión metálica con el conductor neutro del secundario, sin tener que hacer la conexión directa de puesta a tierra en el pararrayos.

 - Conexión del sistema con neutro con múltiples puestos a tierra. El conductor puesto a tierra del sistema del secundario forma parte de un sistema de neutro con múltiples puestos a tierra o un alambre estático del cual el conductor neutro del primario o el alambre estático tiene por lo menos cuatro conexiones de puesta a tierra en cada 1 600 m (milla) de línea, además de la conexión de puesta a tierra de cada acometida.

- A través de un descargador o dispositivo. Cuando el conductor de puesta a tierra del pararrayos no esté conectado como se establece en la sección 280,24 (A), o cuando el secundario no esté puesto a tierra como se indicó en 280,24(A), pero está puesto a tierra como se indica en la sección 250,52, se debe hacer una interconexión a través de un descargador u otro dispositivo listado, como se exige en las secciones (B) (1) o (B) (2).
 - Sistemas con primario no puesto a tierra o con una vez puesto a tierra. Para estos sistemas, el explosor u otro dispositivo certificado debe tener una tensión de ruptura a 60 Hz como mínimo del doble de la tensión del circuito primario, pero no necesariamente más de 10 kV, y debe haber como mínimo otra puesta a tierra en el conductor puesto a tierra del secundario, a una distancia no menor de 6,0 m (20 pies) del electrodo de puesta a tierra del pararrayos.
 - Sistemas con neutro del primario con múltiples puestos a tierra. En estos sistemas, el explosor u otro dispositivo listado debe tener una tensión de ruptura a 60 Hz no superior a 3 kV, y debe haber como mínimo otra puesta a tierra en el conductor puesto a tierra del secundario a una distancia no inferior a 6,0 m (20 pies) del electrodo de puesta a tierra del pararrayos.
- Con permiso especial. Cualquier interconexión entre la tierra del pararrayos y el conductor neutro del secundario, diferente de las indicadas en 280,24(A) o (B), solo se permitirá mediante permiso especial.

- Excepto lo indicado en este artículo, las conexiones del conductor de puesta a tierra de los pararrayos se deben hacer como se especifica en el Artículo 250, partes III y X. Los conductores de puesta a tierra, instalados en envolventes metálicos deben cumplir lo establecido en la sección 250,64 (E).

8.6. Evaluación del riesgo del rayo en un edificio

Dicha evaluación se realiza con el siguiente método descrito:

El promedio anual de la frecuencia N_d de un rayo directo sobre un edificio está calculado usando la siguiente ecuación:

$$N_d = N_{g \text{ max}} * A_e * C_1 \times 10^{-6} / \text{año}$$

Donde:

N_d = frecuencia aceptable de un rayo directo sobre un edificio.

N_g = densidad anual de relámpagos en la región donde está ubicado el edificio (número de caída de rayos / año / Km²) En el caso que no se disponga de un mapa de N_g , se puede también obtener usando el nivel cerámico (N_k).

$$N_{g \text{ máx.}} = 2 N_g$$

N_k = nivel cerámico, es el número promedio de días al cabo del año en los que hay tormenta. (Ver anexo Mapa Cerámico).

$$N_{g \text{ max}} = N_k / 10$$

Ae = es el área de captura equivalente del edificio aislado; es definido como el área de tierra que tiene la misma posibilidad anual de un relámpago directo, que un edificio.

Para estructuras rectangulares con largo L, ancho W y altura H, el área de captura es igual a:

$$Ae = LW + 6H (L + W) + 9 \pi H^2$$

La topografía del sitio y los objetos localizados a menos de una distancia 3H de la estructura afectan significativamente el área de captura.

Este efecto es tomado en cuenta aplicando el coeficiente ambiental C1, según la tabla LVIII.

Tabla LVIII. **Determinación del coeficiente ambiental C1**

Localización relativa de estructuras	C1
Estructura localizada en un espacio donde hay otras estructuras o arboles de la misma altura o más alto	0,25
Estructuras rodeadas por estructuras bajas	0,5
Estructuras aisladas: no hay otras estructuras en una distancia menor de 3H	1
Estructura aislada en la cumbre de una colina o promontorio	2

Fuente: MOLINA, José. *Criterios para selección, diseño, montaje y comparación de costos en pararrayos para edificaciones aplicados en Guatemala*. p. 10.

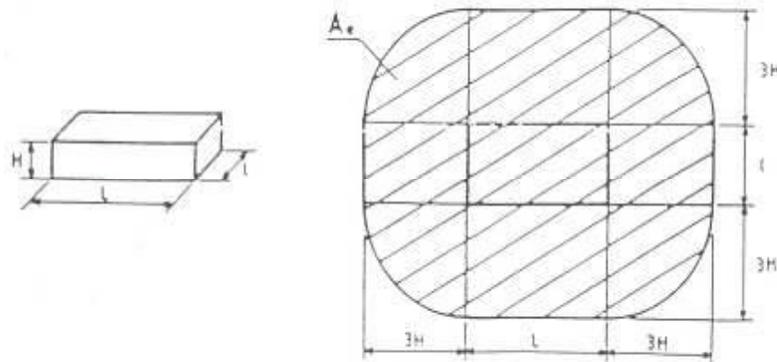
Cuando el área de captura equivalente de la estructura es cubierta completamente por otra estructura, esta no será considerada. Cuando el área de captura de varias estructuras esta traslapada, la correspondiente área de colección común es considerada como un área de colección sencilla. Otros

sofisticados métodos pueden ser utilizados para evaluar el área de captura equivalente, con mayor exactitud.

- Para edificios rectangulares

$$A_e = LW + 6H(L + W) + 9\pi H^2$$

Figura 65. **Cálculo típico de A_e para un edificio rectangular**

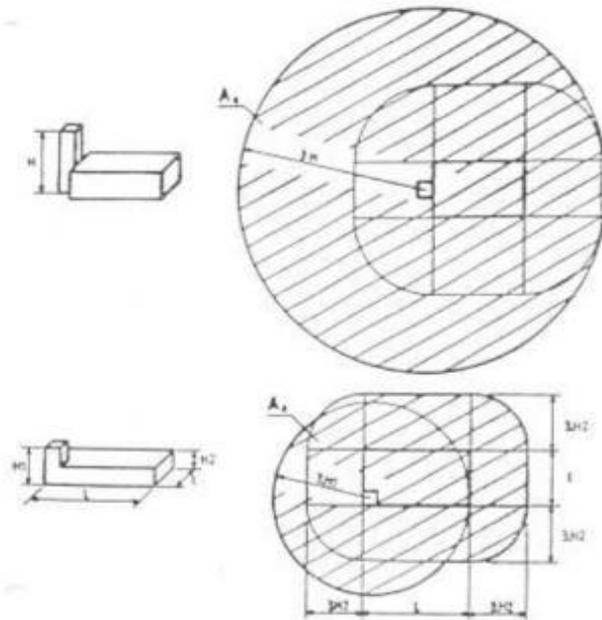


Fuente: MOLINA, José. *Criterios para selección, diseño, montaje y comparación de costos en pararrayos para edificaciones aplicados en Guatemala*. p. 11.

- Para edificios con partes prominentes el área equivalente de la parte prominente encierra todo o parcialmente la parte baja.

$$A_e = 9\pi H^2$$

Figura 66. **Cálculo típico de A_e para un edificio con una parte prominente**



Fuente: MOLINA, José. *Criterios para selección, diseño, montaje y comparación de costos en pararrayos para edificaciones aplicados en Guatemala*. p. 12.

Frecuencia N_c aceptable de un rayo sobre un edificio

Los valores de N_c se equiparan a través del análisis de riesgo de daño, tomando en cuenta los factores aprobados como:

- Tipos de construcción
- Contenido de estructura
- Ocupación de estructura

Consecuencias de la caída de un rayo La frecuencia N_c aceptable está calculada usando la siguiente ecuación:

$$N_c = 5,5 \times 10^{-3} / c_2 \cdot c_3 \cdot c_4 \cdot C_5 \text{ en donde}$$

C_2 representa el tipo de construcción

C_3 representa el material y equipo contenido en el edificio

C_4 representa la ocupación de un edificio

C_5 representa las consecuencias de la caída de un rayo

Tabla LIX. **Determinación del coeficiente estructural C_2**

C2, Coeficiente estructural			
Techo	Metal	Común	Inflamable
Estructura			
Metal	0,5	1	2
Común	1	1	2,5
Inflamable	2	2,5	3

Fuente: MOLINA, José. *Criterios para selección, diseño, montaje y comparación de costos en pararrayos para edificaciones aplicados en Guatemala*. p. 13.

Tabla LX. **Determinación del coeficiente de contenido de estructura, C_3**

C3, contenido de estructura	
Sin valor y no inflamable	0,5
Valor común o normalmente inflamable	1
Alto valor o particularmente inflamable	2
Valor excepcional, irremplazable o altamente inflamable, explosivo	3

Fuente: MOLINA, José. *Criterios para selección, diseño, montaje y comparación de costos en pararrayos para edificaciones aplicados en Guatemala*. p. 13.

Tabla LXI. **Determinación del coeficiente de ocupación de estructura, C4**

C4, Ocupación de estructura	
Desocupada	0,5
Normalmente ocupada	1
Evacuación dificultosa o riesgo de pánico	3

Fuente: MOLINA, José. *Criterios para selección, diseño, montaje y comparación de costos en pararrayos para edificaciones aplicados en Guatemala*. p. 13.

Tabla LXII. **Determinación del coeficiente de consecuencias de la caída de un rayo, C5**

C5, Consecuencias de la caída de un rayo	
Continuidad de servicio no requerido y ninguna consecuencia en el ambiente	1
Continuidad de servicio requerido y ninguna consecuencia en el ambiente	5
Consecuencias en el ambiente	10

Fuente: MOLINA, José. *Criterios para selección, diseño, montaje y comparación de costos en pararrayos para edificaciones aplicados en Guatemala*. p. 15.

El resultado de la comparación de N_c y N_d es usado para decidir si un sistema de protección contra rayos es requerido y el nivel de protección que deberá de ser usado.

- Si $N_d < N_c$ el sistema de protección contra rayos no es requerimiento obligatorio.
- Si $N_d > N_c$ el sistema de protección de rayos de rendimiento $E > 1 - N_c/N_d$ debe de ser instalado y asociado el nivel de protección seleccionado de la tabla 57.

Tabla LXIII. **Valores críticos de E inefectivo-correspondientes al límite entre el nivel de protección y el nivel de protección correspondiente al E inefectivo calculado**

E Inefectivo calculado	Nivel de protección asociado	Corriente pico I (KA)	Distancia de iniciación D (metros)
$E > 0,98$	Nivel I + Medidas adicionales	-----	---
$0,95 < E \leq 0,98$	Nivel I	2,8	20
$0,80 < E \leq 0,95$	Nivel II	9,5	45
$0 < E \leq 0,80$	Nivel III	14,7	60

Fuente: MOLINA, José. *Criterios para selección, diseño, montaje y comparación de costos en pararrayos para edificaciones aplicados en Guatemala*. p. 15.

El sistema de protección contra rayos diseñado deberá encontrar las especificaciones dadas en los criterios de los de los niveles de protecciones seleccionados.

Cuando un sistema de protección contra rayos con un inefectivo factor E más pequeño que el valor E calculado es instalado, deben de ser tomadas las medidas de protección adicionales. Las medidas típicas de protección son:

- Limitar el paso de contacto de voltaje
- Restricción de propagación de fuego
- Reducción de los efectos de fuentes de voltaje inducidos por un rayo en equipos sensitivos.

8.6.1. Tipos de pararrayos usados en Guatemala

Sobre una edificación determinada, se procederá a calcular una protección con pararrayos con los distintos métodos que se conocen en Guatemala.

Los medios de protección usados en Guatemala son:

8.6.1.1. Pararrayos Franklin

En este tipo de pararrayos, la descarga ascendente se propaga hacia el trazador descendente de la nube tras una larga fase de transición. Es el sistema más sencillo y económico cuando se trata de proteger áreas pequeñas.

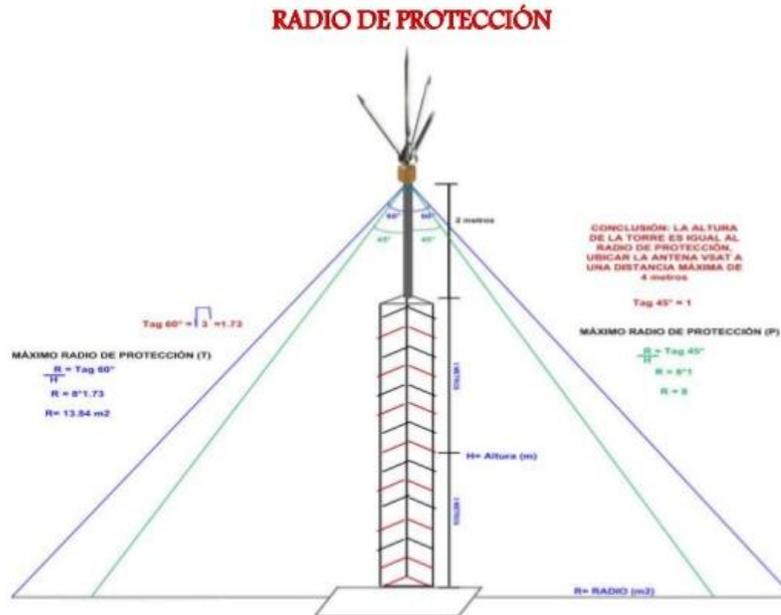
Debido a que su zona de protección es pequeña, se hace necesario instalar un gran número de puntas para proteger las edificaciones, y traen consigo instalaciones muy costosas y un deterioro de la estética de las mismas.

Con las desventajas mencionadas, prácticamente ya no se utiliza; se observó solo en edificaciones antiguas con más de 25 años construidas.

La zona de protección de este pararrayos se limita al volumen del cono, cuyo radio de la base, es igual a la altura, de donde el ángulo de protección es de 45° . No es recomendado para aplicar al edificio de la DGA, ya que no cubriría la estructura a cabalidad. Debido a que radio del cono es igual a la altura del edificio, lo cual no aplica en esta institución debido a que es más ancho que alto y tiene una longitud hasta de 4 veces más que su altura.

La figura muestra como si funcionaría en una construcción vertical, adicional presenta como es un pararrayos Franklin.

Figura 67. **Radio de protección de un edificio vertical con pararrayos Franklin**



Fuente: Slideshare.com. *Sistema de pararrayos*. www.slideshare.net/idolillo/sistema-de-pararrayos. Consulta: 4 de noviembre de 2019.

8.6.1.2. Jaula de Faraday

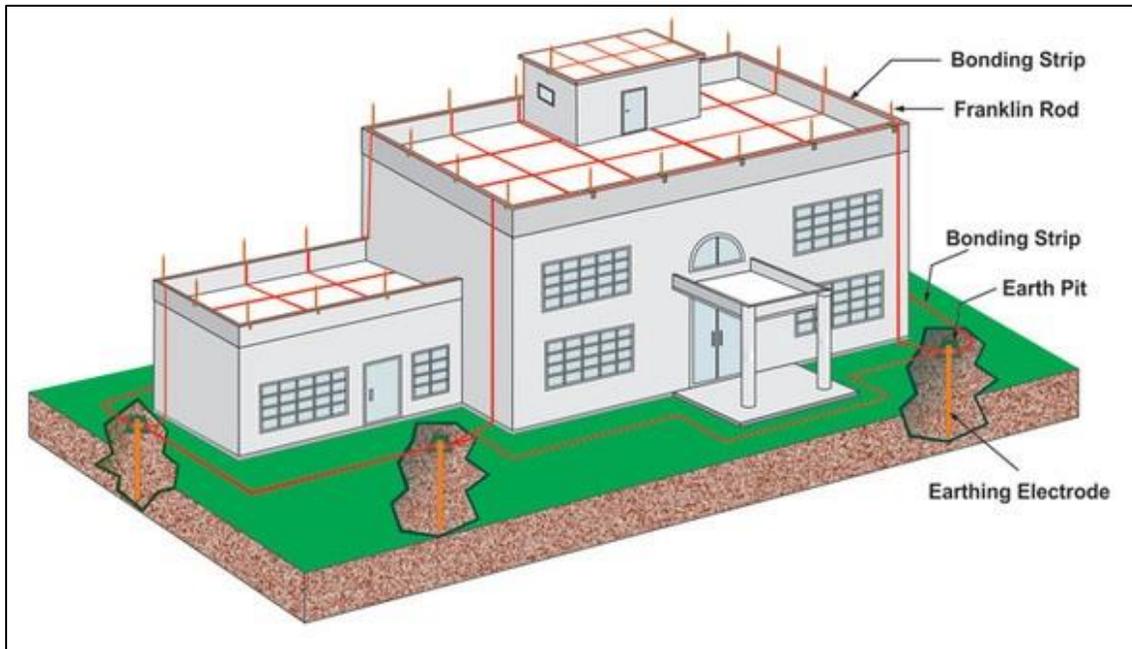
Es un sistema muy eficaz; su base es la eliminación de cargas eléctricas en el interior de la jaula, independientemente de la carga externa existente; su objetivo es crear un cuerpo conductor, en el cual toda la carga se encuentra en la superficie y consiste en una malla bien distribuida en la superficie de la edificación que va a proteger, conectadas entre sí y provistos en los extremos superiores de pequeñas puntas y en su parte inferior por tomas a tierra.

La eficiencia de este sistema es buena; se limita al área de construcción de la edificación y no a sus alrededores. Es un sistema oneroso, difícil de

instalar por la cantidad de mano de obra requerida. Para su instalación, hay que referirse al *Lightning Protection Institute Standard of practice LPI 175*.

De acuerdo con lo anterior, los requerimientos para el modelo se pueden ver en la figura.

Figura 68. **Edificio protegido con la jaula de Faraday**



Fuente: Pararrayosrodici.com. *Sistema tipo jaula de Faraday*.

<http://pararrayosrodici.com/sistema-tipo-jaula-de-faraday>. Consulta: 4 de noviembre de 2019.

Figura 69. **Jaula de Faraday**

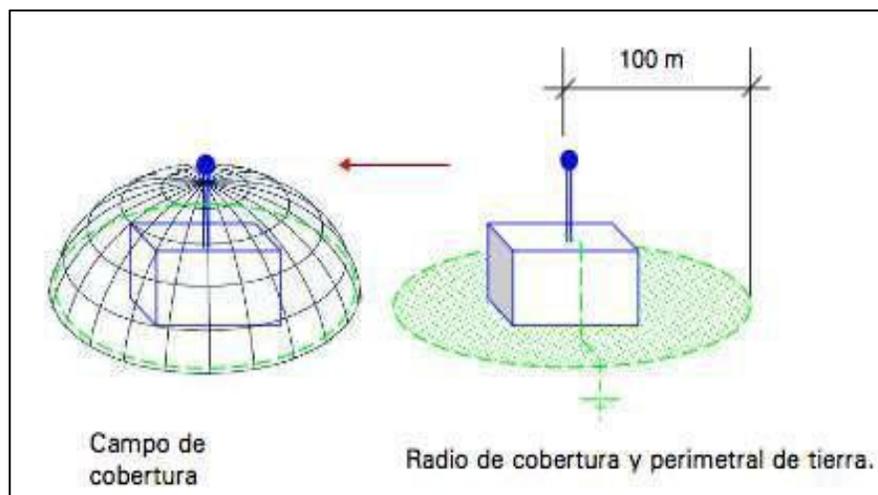


Fuente: Logismarket.com. *Jaula de Faraday*. www.logismarket.com.mx/anpasa/jaula-de-faraday/1757145564-p.html. Consulta: 4 de noviembre de 2019.

8.6.1.3. Pararrayos de puntas ionizantes

Es un sistema de fácil y rápida instalación, que puede llegar en ciertos casos y condiciones a cubrir áreas de más de 100 metros de radio con una sola punta.

Figura 70. **Área de cobertura pararrayos de puntas ionizantes**



Fuente: Directindustry.com. *Productos*. www.directindustry.es/prod/indelec/product-18716-1691448.html. Consulta: 4 de noviembre de 2019.

Figura 71. **Puntas ionizantes para pararrayos**



Fuente: Directindustry.com. *Productos*. www.directindustry.es/prod/indelec/product-18716-1691448.html. Consulta: 4 de noviembre de 2019.

8.6.2. Evaluación del nivel de riesgo del rayo en la Dirección General de Caminos

- Datos del análisis
 - Ubicación: 7 avenida finca nacional La Aurora, Salón núm. 7 zona 13.
 - Tipo de edificación: oficinas estatales.
 - Localización de estructura: rodeada por estructuras de menor tamaño.
 - Techo: 4 aguas de lámina galvanizada.
 - Estructura: madera, mampostería y concreto.
 - Contenido de estructura: inflamable.
 - Evacuación: con dificultad y riesgo de pánico.
 - Continuidad de servicio: requerido.
 - Radio de Protección requerido: mínimo 80 mts.
 - Altura de la edificación: 18 mts.

- Cálculos

Tabla LXIV. **Valores ceráunicos de red de estaciones sinópticas meteorológicas**

No	Departamento	Nombre de la estación	Valor ceráunico
1	Alta Verapaz	Cobán	53
2	Chiquimula	Esquipulas	68
3	Escuintla	Puerto San José	119
4	Guatemala	Aeropuerto	69
5	Huehuetenango	Huehuetenango	64
6	Izabal	Puerto Barrios	117
7	Jutiapa	Montufar	60
8	Petén	Flores	107
9	Quetzaltenango	Labor Ovalle	66
10	Retalhuleu	Retalhuleu	158
11	Zacapa	La Fragua	64

Fuente: INSIVUMEH. *Red de estaciones automáticas*. Insivumeh.gob.gt. Consulta: 15 de enero de 2020.

$$N_g \text{ máx} = N_k / 10 = 69/10 = 6,9$$

$$A_e = LW + 6H (L + W) + 9 \pi H^2$$

$$A_e = 79*67 + 6*18 (79 + 67) + 9*3,1416*(18)^2$$

$$A_e = 5293 + 108 (146) + 28,26*324$$

$$A_e = 5293 + 15768 + 9160,88$$

$$A_e = 30221,88 \text{ mts}^2$$

$$N_d = N_g \text{ máx} * A_e * c_1 * 10^{(exp -6)} / \text{año}$$

$$N_d = 6,9*30217,24*0,5*10^{(exp -6)}$$

$$N_d = 208498,96*0,5*10^{(exp -6)}$$

$$N_d = 0,1043 \text{ mts}^2$$

$$N_c = 5,5 \times 10^{(exp -3)} / c_2 * c_3 * c_4 * c_5$$

$$N_c = 5,5 \times 10^{(exp -3)} / 2 * 2 * 3 * 5$$

$$N_c = 9,1667 \times 10^{(exp -8)}$$

$$E = 1 - N_c / N_d$$

$$E = 1 - (9,17 \times 10^{(exp -8)}) / 0,10$$

$$E = 1 - 9,1667 * 10^{(exp -7)}$$

$$E = 0,9999$$

Para $E > 0,98$ es requerido un sistema de protección Nivel 1 + medidas adicionales

8.6.3. Dispositivo de Cebado

En el momento de que el rayo se acerca del suelo, se crea una descarga sobre toda la estructura conductora. El dispositivo de cebado pulsar le permite

reducir el tiempo necesario para la formación y prolongación continua de la descarga ascendente y le asegura así una mayor eficiencia en la captura del rayo, que el pararrayos de tipo Franklin. Este emite una señal en impulsos de alta tensión de amplitud y frecuencias determinadas y controladas. Asegura su eficiencia mediante la rápida formación de un trazador ascendente que se prolonga de manera continua hacia el trazador descendente, mientras reduce el desarrollo de las cargas de espacio que pueden entorpecer el proceso natural.

8.6.3.1. Pulsar de Helita

Los pararrayos Pulsar, totalmente autónomos desde el punto de vista energético, toman la energía eléctrica necesaria para la generación de los impulsos de alta tensión del campo ambiente, que existe en el momento de la tormenta.

El dispositivo de cebado funciona en cuanto el campo ambiental supera un valor correspondiente al riesgo mínimo de rayo. Para el cálculo de este sistema, se utiliza la tabla 55.

Es un requisito del fabricante que la punta deba de quedar a una distancia > 2 metros encima de la superficie por proteger.

Por consiguiente, aplicándolo a la DGC, se necesita un pararrayos Pulsar 60 montado a 4 metros de la parte más alta por proteger.

Tabla LXV. **Radios de protección del pararrayos Pulsar de Helita, según la norma NF C17-102**

Radios de protección de pararrayos Pulsar, según la norma NF C 17-102									
Nivel .de protección	Nivel I D = 20 metros			Nivel II D = 45 metros			Nivel III D = 60 metros		
Pulsar	25	40	60	25	40	60	25	40	60
T (µs)	25	40	60	25	40	60	25	40	60
H (metros)	Rp (metros)								
2	17	24	32	23	30	40	26	33	44
3	25	35	48	34	45	59	39	50	65
4	34	46	64	46	60	78	52	57	87
5	42	58	79	57	75	97	65	84	107
6	43	58	79	58	57	97	66	84	107
8	43	59	79	59	77	98	67	85	108
10	44	59	79	61	77	99	69	87	109
15	45	59	80	63	79	101	72	89	111
20	45	60	80	65	81	102	75	92	113
45	45	60	80	70	85	105	84	98	119
60	45	60	80	70	85	105	85	100	120
Nivel de protección calculado, según el anexo B de la norma NF C 17-102 D : distancia de cebado T : avance en el cebado resultado de las pruebas de evaluación, según el anexo C de la norma NF C17-102 H : altura de la punta Pulsar encima del área a proteger Rp : radio de protección dentro de un plano horizontal localizado a una distancia vertical h de la punta del Pulsar									

Fuente: Catálogo Helita. *Protección contra el rayo*. <https://dokumen.tips/documents/6catalogo-gral-helita-55b9fbf934483.html>. Consulta: 15 de enero de 2020.

Figura 72. **Pararrayos con punta Pulsar de Helita**



Fuente: ABB. *Pulsar 18 acero inoxidable*. <https://new.abb.com/products/2CTH030001R0000/pulsar-18-stainless-steel>. Consulta: 15 de enero de 2020.

8.6.3.2. Piezoeléctricos de Saint Elme

El sistema piezoeléctrico de ionización tiene por efecto principal la disminución del tiempo de cebado del efecto corona; así al favorecer el aumento del campo eléctrico, la presencia de un electrón germen en la punta captora (electrón raro en la atmosfera indispensable para el proceso de cebado). La creación de un canal de aire ionizado ascendente en la prolongación del pararrayos formando un *streamer* o rayo trazador ascendente, que al encuentro con la descarga se convierte en líder conduciendo el rayo por un canal ionizado sin provocar daños a las estructuras.

Se actuará favorablemente sobre la disminución del retraso de cebado, la condición inicial de activación por el efecto corona y la velocidad ascendente de

la carga atmosférica. Para escoger el adecuado, se aplica la tabla VIII y para el diseño de la colocación de un pararrayos Saint Elme SE 15, subido a 6 metros de la parte más alta de la DGA.

Tabla LXVI. **Radios de protección del pararrayos Saint Elmo según la norma NF C17-102**

Radios de protección de pararrayos Saint Elmo, según la norma NF C 17-102												
Modelo	SE 6 T = 15 metros			SE 9 T = 30 metros			SE 12 T = 45 metros			SE 15 T = 60 metros		
Nivel de protección	I	II	III	I	II	III	I	II	III	I	II	III
D (metros)	20	45	60	20	45	60	20	45	60	20	45	60
H (metros)	Rp (metros)											
2	13	18	20	19	25	28	25	32	36	31	39	43
4	25	36	41	38	51	57	51	65	72	63	78	85
6	32	46	52	48	64	72	63	81	90	79	97	107
8	33	47	54	49	65	73	64	82	91	79	98	108
10	34	49	56	49	66	75	64	83	92	79	99	109
20	35	55	63	50	71	81	65	86	97	80	102	113
30	35	58	69	50	73	85	65	89	101	80	104	116
60	35	60	75	50	75	90	65	90	105	80	105	120

Nivel de protección calculado, según el anexo B de la norma NF C 17-102
D : distancia de cebado
T : avance en el cebado resultado de las pruebas de evaluación, según el anexo C de la norma NF C17-102
H : altura de la punta Saint Elme encima del área por proteger
Rp : radio de protección dentro de un plano horizontal localizado a una distancia vertical h de la punta Saint Elme

Fuente: Aprenderly. *Catálogo Saint Elme*. <https://aprenderly.com/doc/1433672/saint-elme>.

Consulta: 15 de enero de 2020.

Figura 73. **Punta de parrayos Saint Elme**



Fuente: Saint Elene. *Pararrayos*. <https://www.interpararrayos.com/alquileres?lightbox=dataitem-j8uretc>. Consulta: 15 de enero de 2020.

8.6.3.3. Ingesco PDC

La función específica es la de producir una ionización dirigida hacia la nube, canalizando desde su origen, la posible descarga eléctrica.

Entre el conjunto excitador, que se encuentra al mismo potencial que el aire circundante, la punta y el conjunto deflector que se hallan a igual potencial que la tierra, se establece una diferencia de potencial que es tanto más elevada, cuanto más alto es el gradiente de potencial atmosférico que por ende cuanto más inminente se halla la formación del rayo.

Para seleccionar el conveniente, hay que aplicar la tabla 61. Los radios de protección de los distintos modelos de las puntas Ingesco PDC son considerados con un mástil de 6 metros de altura, y ajustándolo al montaje se requiere un pararrayos Ingesco PDC 6.3, colocado a 6 metros de la parte más alta por proteger.

Tabla LXVII. **Radios de protección del pararrayos Ingesco PDC**

Radios de protección de pararrayos Ingesco PDC, según las normas UNE 21186, NF C17-102, UNE-EN 50164-1					
Modelo	PDC 3.1	PDC 3.3	PDC 4.3	PDC 5.3	PDC 6.3
Nivel I D = 20 metros	25 metros	45 metros	54 metros	63 metros	70 Metros
Nivel II D = 45 metros	43 metros	65 metros	74 metros	84 metros	92 Metros
Nivel III D = 60 metros	50 metros	75 metros	85 metros	95 metros	102 Metros
referencia	101000	101001	101003	101005	101008
Nivel de protección calculado, según el anexo B de las normas UNE 21186 y NF C 17- 102 D : distancia de cebado radio de protección dentro de un plano horizontal, localizado a una distancia vertical h de la punta del Ingesco PDC					

Fuente: Catálogo Ingesco. *Protección integral*. <https://www.ingesco.com/es>. Consulta: 15 de enero de 2020.

Figura 74. **Punta Ingesco para pararrayos**



Fuente: Catálogo Ingesco. *Protección integral*. <https://www.ingesco.com/es>. Consulta: 15 de enero de 2020.

8.6.3.4. Erico Dynasphere e interceptor

Las terminales aéreas ionizantes Dynasphere e interceptor producen una chispa que se genera por proceso natural de la esfera que disminuye el efecto corona en la punta del terminal, y facilitar de esta manera que el *streamer* o rayo trazador ascendente salga más rápido del terminal Dynasphere e interceptor que cualquier otra punta que compite por atraer el rayo; provee un radio de atracción de los rayos que garantizan la seguridad tanto de la instalación como del personal; con esto, se logra gran efectividad en la captura de la descarga en el volumen de protección.

Las diferencias entre el Dynasphere y el interceptor son que el interceptor es para alturas que no superen los 30 metros y utiliza cable de cobre trenzado de 28 hilos.

El Dynasphere no tiene restricción de alturas y utiliza únicamente cable blindado Ericore, que tiene muy baja inductancia e impedancia.

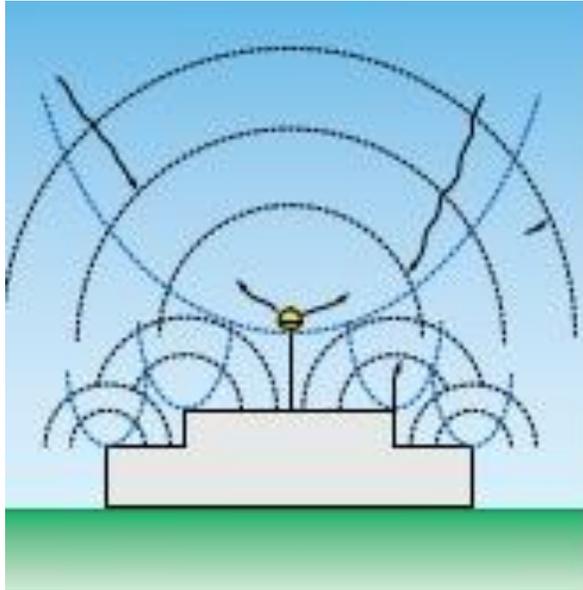
Para el cálculo de Erico, se utiliza un programa llamado Benji Procalc. para los datos de la instalación se debe de utilizar un Dynasphere, instalado a 6 metros sobre la parte más alta a proteger.

Figura 75. **Puntas ionizantes Erico Dynasphere e interceptor para pararrayos**



Fuente: Eritech. *Productos de protección contra los rayos*. <https://ppe.cl/wp-content/uploads/2018/08/ficha-eritech-system-3000.pdf>. Consulta: 15 de enero de 2020.

Figura 76. **Área de cobertura pararrayos con Erico Dynasphere**



Fuente: ERICO. *Volumen de recolección (CVM)*. https://www.researchgate.net/figure/The-CVM-as-described-by-its-manufacturer-Source-ERICO_fig1_309200682. Consulta: 15 de enero de 2020.

8.6.4. Conclusiones del diseño

De acuerdo a la evaluación de riesgo del rayo en la Dirección General de Caminos, arroja las siguientes conclusiones que se deben tomar en cuenta a la hora de instalar un pararrayos como medio de protección ante un posible desastre ocasionado por las descargas electroatmosféricas, que son impredecibles para el ser humano.

- Conclusiones de diseño
 - Sistema de protección Nivel 1 + medidas adicionales
 - Pararrayos de punta ionizante
 - Cebador tipo Erico Dynasphere

9. CÁLCULO DE CORTO CIRCUITO POR COMPONENTES SIMÉTRICAS

Este tipo de cálculo utiliza una de las herramientas más poderosas para solucionar los circuitos polifásicos desbalanceados y es el de componentes simétricas desarrollado por Fortescue. Este método prueba que un sistema desbalanceado de n fasores relacionados, se pueden resolver con n sistemas de fasores balanceados que tienen por nombre componentes simétricas.

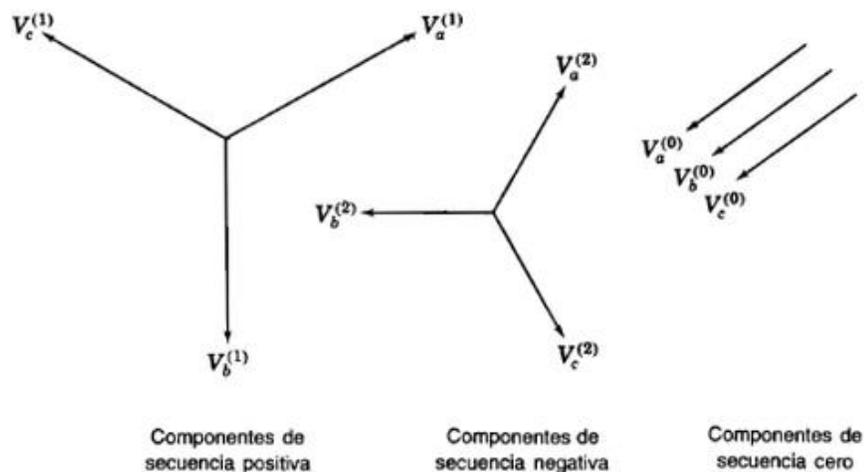
En un sistema trifásico normalmente balanceado, el cual puede desbalancearse debido a una falla, la cual ocasionaría que existan corrientes y voltajes desequilibradas en cada una de las tres fases. Si la impedancia es constante se dice que el sistema es lineal. El enfoque del sistema se encuentra en varios elementos, pero debido a que el análisis se realiza en la Dirección General de Caminos, el objeto del cálculo será el transformador Pad Mounted instalado en el edificio.

Los componentes simétricos se componen de las siguientes secuencias:

- Secuencia positiva: consiste en 3 fasores de igual magnitud desplazados uno de otro por fase a 120° y que tiene la misma secuencia que los fasores originales.
- Secuencia negativa: consiste en 3 fasores de igual magnitud diferenciados en fase uno de otro a 120° y que tienen una secuencia opuesta a los fasores originales.
- Secuencia cero: consiste en tres fasores iguales en magnitud y con un desplazamiento de fase cero uno de otro.

Para diferenciar los fasores se les asigna un subíndice, como por ejemplo a,b,c, como se muestra a continuación: V_a, V_b, V_c ; y a las componentes se le asigna un superíndice 0,1,2. Como el siguiente ejemplo: $V_a^{(0)}, V_a^{(1)}, V_a^{(2)}$, el cero indica la secuencia cero, el uno la secuencia positiva y el dos la secuencia negativa. El parámetro de función del operador tiene el siguiente valor $a = \angle 120^\circ$. La siguiente imagen muestra lo antes explicado:

Figura 77. Tipos de secuencias



Fuente: GRAINGER, Stevenson. *Análisis de sistemas de potencia*. p. 64.

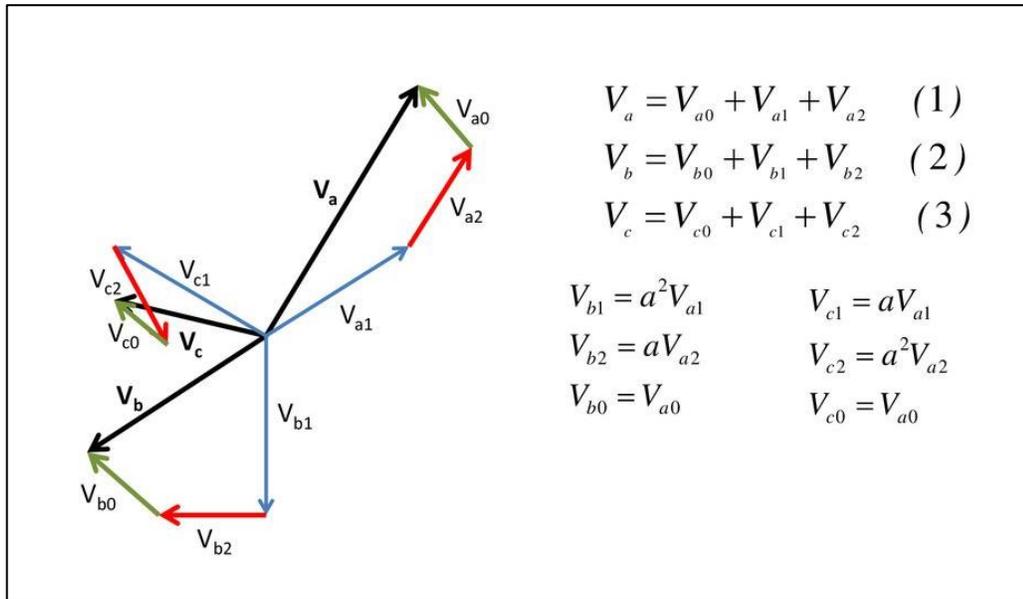
$$V_a = V_a^{(0)} + V_a^{(1)} + V_a^{(2)}$$

$$V_b = V_b^{(0)} + V_b^{(1)} + V_b^{(2)}$$

$$V_c = V_c^{(0)} + V_c^{(1)} + V_c^{(2)}$$

Al hacer la suma gráfica de cada componente quedaría lo siguiente:

Figura 78. **Suma gráfica**



Fuente: SlidePlayer. *Componentes simétricos*. <https://slideplayer.es/slide/17308881/>. Consulta: 15 de enero de 2020.

Sustituyendo las ecuaciones:

$$V_a = V_a^{(0)} + V_a^{(1)} + V_a^{(2)}$$

$$V_b = V_a^{(0)} + a^2 V_a^{(1)} + a V_a^{(2)}$$

$$V_c = V_a^{(0)} + a V_a^{(1)} + a^2 V_a^{(2)}$$

Construcción de matriz:

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a^{(0)} \\ V_a^{(1)} \\ V_a^{(2)} \end{bmatrix} = A \begin{bmatrix} V_a^{(0)} \\ V_a^{(1)} \\ V_a^{(2)} \end{bmatrix}$$

Despejando:

$$A = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix}$$

$$A^{-1} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix}$$

Ahora al multiplicar los nuevos valores se obtiene:

$$\begin{bmatrix} V_a^{(0)} \\ V_a^{(1)} \\ V_a^{(2)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = A^{-1} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix}$$

$$V_a^{(0)} = \frac{1}{3}(V_a + V_b + V_c)$$

$$V_a^{(1)} = \frac{1}{3}(V_a + a V_b + a^2 V_c)$$

$$V_a^{(2)} = \frac{1}{3}(V_a + a^2 V_b + a V_c)$$

De la misma manera se presenta para la corriente:

$$I_a = I_a^{(0)} + I_a^{(1)} + I_a^{(2)}$$

$$I_b = I_a^{(0)} + a^2 I_a^{(1)} + a I_a^{(2)}$$

$$I_c = I_a^{(0)} + a I_a^{(1)} + a^2 I_a^{(2)}$$

$$I_a^{(0)} = \frac{1}{3}(I_a + I_b + I_c)$$

$$I_a^{(1)} = \frac{1}{3}(I_a + a I_b + a^2 I_c)$$

$$I_a^{(2)} = \frac{1}{3}(I_a + a^2 I_b + a I_c)$$

9.1. Cálculo de corriente de falla por componentes simétricas en la DGA por el método de Fortescue

En esta parte se toma los voltajes medidos por el analizador de redes, adicional se agregan las características de la placa del transformador, estas darán como resultado la corriente de cortocircuito, y se tomarán de referencia los ángulos de 0° , 120° y -120° .

Tabla LXVIII. **Voltajes promedio medidos por el analizador de redes**

Característica	fase a	fase b	fase c
Voltaje promedio	119,11	118,96	119,27

Fuente: elaboración propia.

$$V_a = 119,11 \angle 0^\circ \text{ V}, V_b = 118,96 \angle 120^\circ \text{ V}, V_c = 119,27 \angle -120^\circ \text{ V}$$

Tabla LXIX. **Datos de placa de transformador**

Marca	General Electric	Impedancia	4,34 %
No. Serie	Q552992-T2P	Conexión	Delta-estrella
Ubicación	Lado izquierdo DGC	Voltaje Secundario	208/120 V
Capacidad	300 KVA	Voltaje primario	13 200 V
		Tap de operación	#3

Fuente: elaboración propia.

Para dicho cálculo todo se hará por valores por unidad:

$$V[\text{pu}] = V[\text{volt}]/V_{\text{base}}$$

$$V_{ab} = 206,29 \text{ Volts}$$

$$V_{bc} = 206,35 \text{ Volts}$$

$$V_{ca} = 206,27 \text{ Volts}$$

$$V_{\text{base}} = 208 \text{ V}$$

$$V_{ab} = 206,29/208$$

$$V_{bc} = 206,35/208$$

$$V_{ca} = 206,27/208$$

$$V_{ab} = 0,9918$$

$$V_{bc} = 0,9921$$

$$V_{ca} = 0,9917$$

Tomando de referencia el ángulo de 180° para V_{ca} . Se aplica ley de cosenos para determinar los otros dos ángulos.

$$V_{ab} = 0,9918 \angle 82,82^\circ$$

$$V_{bc} = 0,9921 \angle -41,41^\circ$$

$$V_{ca} = 0,9917 \angle 180^\circ$$

Las componentes simétricas de los voltajes de línea son:

$$V_{ab}^{(1)} = \frac{1}{3} (0,9918 \angle 82,82^\circ + 0,9921 \angle (120^\circ - 41,4^\circ) + 0,9917 \angle (240^\circ + 180^\circ))$$

$$V_{ab}^{(1)} = \frac{1}{3} (0,1240 + j0,9840 + 0,1961 + j0,9725 + 0,4959 + j0,8588)$$

$$V_{ab}^{(1)} = \frac{1}{3} (0,8159 + j2,8154)$$

$$V_{ab}^{(1)} = 0,2720 + j0,9385$$

$$V_{ab}^{(1)} = 0,9771 \angle 73,83^\circ \text{ por unidad}$$

(base de voltaje línea a línea)

$$V_{ab}^{(2)} = \frac{1}{3} (0,9918 \angle 82,82^\circ + 0,9921 \angle (240^\circ - 41,4^\circ) + 0,9917 \angle (120^\circ + 180^\circ))$$

$$V_{ab}^{(2)} = \frac{1}{3} (0,1240 + j0,9840 - 0,9403 - j0,3164 + 0,4959 - j0,8588)$$

$$V_{ab}^{(2)} = \frac{1}{3} (-0,3204 - j0,1912)$$

$$V_{ab}^{(2)} = \frac{1}{3} (-0,3204 - j0,1912)$$

$$V_{ab}^{(2)} = -0,1068 - j0,0637$$

$$V_{ab}^{(2)} = 0,1244 \angle -149,19^\circ \text{ por unidad}$$

(base de voltaje línea a línea)

Para encontrar la corriente de falla de secuencia positiva y negativa se asume que se tienen las mismas cargas. $Z = 1,0 \angle 0^\circ$ por unidad.

$$I_a^{(1)} = \frac{V_a^{(1)}}{Z_{pu}} = \frac{0,9771 \angle 73,83^\circ}{1,0 \angle 0^\circ}$$

$$I_a^{(1)} = 0,9771 \angle 73,83^\circ \text{ por unidad}$$

$$I_a^{(2)} = \frac{V_a^{(2)}}{Z_{pu}} = \frac{0,1244 \angle -149,19^\circ}{1,0 \angle 0^\circ}$$

$$I_a^{(2)} = 0,1244 \angle -149,19^\circ \text{ por unidad}$$

10. PRUEBAS A TRANSFORMADORES

Los transformadores son elementos clave en cualquier sistema de potencia. Sin ellos no existiría la transmisión de eléctrica de la manera en que se le conoce. Una falla en una de estas máquinas que requiera reparación automáticamente en largos plazos fuera de servicio, implicando que los usuarios de la energía eléctrica se vean afectados. Las reparaciones en estos equipos son muy complejas y costosas, debido a su gran volumen.

El diagnóstico continuo de la condición de los transformadores resulta fundamental para la gestión de vida para la falla prematura del mismo. Un correcto análisis de los resultados de los ensayos y controles no sólo permite evitar fallos catastróficos, sino que además hace posible optimizar las condiciones de operación y planificar trabajos preventivos y acciones correctivas.

Es indudable que la experiencia en el diagnóstico resulta fundamental, pero de igual forma es esencial considerar o adoptar un marco normativo como referencia apoya a establecer los parámetros en los que deben mantenerse los resultados de las pruebas a realizar en los mantenimientos.

Uno de los puntos importantes en lo que respecta al mantenimiento es saber cuándo realizarlo, por qué motivos, y cómo proceder en base a los resultados obtenidos. El TB 445 le da mucha importancia a éstas cuestiones, y establece un ciclo de mantenimiento que comienza con el comisionado y concluye en el fin de la vida útil de la máquina. El mismo está propuesto considerando distintas estrategias de mantenimiento.

La primera es el mantenimiento basado en el tiempo (TBM por sus siglas en inglés), que implica realizar tareas de mantenimiento cada un período de tiempo preestablecido.

La segunda es denominada monitoreo de la condición basado en el tiempo (TBCM), y de forma similar al TBM, requiere del monitoreo de ciertas propiedades del transformador cada un determinado tiempo.

La tercera estrategia, titulada mantenimiento basado en la condición (CBM), tiene como premisa realizar tareas de mantenimiento en el transformador cuando se detecte deterioro o daño en alguna de sus partes. Para que esto funcione es necesario utilizar de forma paralela estrategias de monitoreo, como puede ser la TBCM, para detectar posibles defectos en la máquina.

Por último, se presenta el monitoreo de la condición en servicio (OLCM). Esta técnica implica realizar un monitoreo de las variables que son accesibles mientras el transformador se encuentra energizado. Algunos ejemplos pueden ser la extracción de aceite, termografías, o revisar niveles de aceite.

El TB 445 sugiere un diagrama de flujo para realizar un apropiado ciclo de mantenimiento del transformador. Basándose en las distintas estrategias para realizar una adecuada evaluación de la condición del equipo, asumiendo una correcta interpretación de los resultados obtenidos, y teniendo en cuenta una evaluación técnico-económica, propone las acciones que deberían llevarse a cabo para optimizar el mantenimiento de la máquina.

La norma IEEE Std C57.152 no establece lineamientos sobre qué estrategias de mantenimiento adoptar, sino que se centra en los distintos

eventos a los cuales puede estar sometido un transformador a lo largo de su vida útil.

En primer lugar, se encuentra el comisionado. Es decir, sugiere que pruebas realizar una vez que el transformador es emplazado en el sitio donde será puesto en servicio. Esta etapa es una de las más importantes ya que permite detectar defectos de fabricación, daños durante el transporte, problemas de conexionado y ajuste de las protecciones entre otros. Un buen diagnóstico en la etapa de comisionado permite evitar fallas prematuras del transformador, y registrar valores de referencia de las distintas pruebas para ser utilizados en etapas posteriores de mantenimiento.

En segundo lugar, define los ensayos que deberían realizarse a un transformador en servicio. Sugiere que las primeras pruebas en un transformador luego de su comisionado deben realizarse considerando una estrategia basada en el tiempo. Sin embargo, recomienda que superadas estas etapas la frecuencia con que se realizan las pruebas se determinen basándose en la condición del equipo. Un transformador en servicio sufre envejecimiento natural, por lo que es muy importante realizar las pruebas con una frecuencia apropiada, con la finalidad de registrar la evolución del transformador.

La tercera situación que se presenta es el disparo de una protección debido a una falla en la red. Si bien parecería que, al ser una falla externa al transformador, el mismo no se verá afectado, hay que considerar que pudo haber estado sometido a grandes esfuerzos electrodinámicos y térmicos debido a la corriente de falla. Es necesario verificar que su condición mecánica no haya sufrido modificaciones o daños sustanciales luego de la falla.

En último lugar se encuentra el disparo de una protección debido a una falla interna en el transformador. Si esto sucede, es necesario realizar las pruebas correspondientes para poder detectar de la forma más precisa posible dónde ocurrió la falla.

Para cada una de estas situaciones sugiere una clasificación para las pruebas desarrolladas a lo largo del documento. Las cuatro categorías son: REC (recomendada), AN (si es necesario de acuerdo a los resultados de las pruebas REC), Opt (opcionales, basándose en los resultados de las pruebas AN) y N/A (no aplica).

A modo de ejemplo, en la tabla se presentan las pruebas sugeridas a realizar en los bushing para cada una de las situaciones descritas.

Tabla LXX. **Ensayos en los *bushings***

Prueba	Comisionado	En servicio	Después de disparo por falla en el sistema	Después de disparo por falla interna
Resistencia de contactos	Opt	N/A	N/A	Opt
Infrarrojo	N/A	REC	N/A	N/A
Factor de disipación	REC	REC	AN	REC
Continuidad	REC	N/A	N/A	REC

Fuente: elaboración propia.

En lo que refiere a los ensayos, el TB 445 realiza una clasificación por categoría. Distingue seis tipos de problemas típicos que pueden ser detectados a través de los ensayos eléctricos básicos y avanzados, y el análisis de gases disueltos (DGA). A través de una matriz establece qué ensayos pueden ser

útiles para detectar cada uno de estos problemas. En la tabla II se presenta dicha matriz considerando únicamente los ensayos eléctricos básicos.

Dicha matriz permite saber qué pruebas realizar para detectar cada tipo de problemas. De la misma forma, determina qué problemas se detectan con cada prueba.

Por ejemplo, establece que si se desea detectar defectos en el circuito magnético se pueden realizar las pruebas de corriente de excitación, capacitancia y factor de disipación.

Alternativamente, propone que la prueba de resistencia de aislamiento es válida para detectar problemas en los aislamientos tanto de los bobinados, *bushings* y conmutador, como del circuito magnético.

Figura 79. **Matriz de diagnóstico de pruebas eléctricas básicas**

Tipo de problema						
Integridad del circuito magnético						
Aislamiento del circuito magnético						
Geometría de devanados						
Continuidad de devanados, bushing y conmutador						
Aislamiento de devanados y bushing						
Aislamiento entre espiras						
Técnica de diagnóstico						
Relación de transformación						
Resistencia de devanados						
Corriente de excitación						
Capacitancia y factor de disipación						
Reactancia de dispersión						
Resistencia de aislamiento						
Aislamiento de núcleo						

Fuente: elaboración propia.

A diferencia del TB 445, el documento de IEEE propone dividir al transformador según las partes que lo componen, y en base a esa clasificación determina cuáles son los ensayos que se pueden realizar para evaluar cada componente.

Las partes del transformador discriminadas en dicha clasificación son: bobinados (incluido su aislamiento), *bushings*, aislamiento líquido, conmutadores, núcleo, tanques y dispositivos asociados, y transformadores de corriente.

Esta norma, además de transformadores de potencia incluye en sus recomendaciones a los reactores y los reguladores.

A modo de ejemplo, en la Tabla se muestran los ensayos propuestos para realizar un diagnóstico de la condición de los bobinados, tanto de transformadores como de reactores y reguladores.

Tabla LXXI. **Pruebas de diagnóstico de los devanados**

Ensayo	Transformador	Reactor	Regulador
Resistencia de aislamiento	X	X	X
Relación de transformación	X		X
Corriente de excitación	X	X	X
Reactancia de dispersión	X		
Resistencia de devanados	X	X	X
Capacitancia	X	X	X
Factor de disipación	X	X	X
Tensión inducida / descargas parciales/ RIV	X	X	X
Análisis de respuesta en frecuencia	X	X	X

Fuente: elaboración propia.

Las pruebas o ensayos realizados a los transformadores se dividen en dos tipos:

- Pruebas eléctricas
- Pruebas fisicoquímicas

Las cuales se explicarán a continuación:

10.1. Pruebas eléctricas a transformadores

Las pruebas eléctricas son elementales para conocer el estado actual del transformador y planificar mantenimientos futuros y proyecciones, también sustituciones de elementos externos hasta una situación crítica como la reparación de emergencia hasta la sustitución total del mismo. Siempre aclarando que existen pruebas que son lesivas para el transformador y otras más comunes. Estas se subdividen en dos:

- Pruebas destructivas: estas pruebas someten al transformador al límite o más allá de él, ya que se puede dañar permanentemente al transformador. Estas normalmente se realizan en fabrica para control de calidad e investigación, entre ellas se encuentran:
 - Pruebas de resistencia
 - Pruebas de corto circuito
 - Pruebas de humedad
 - Pruebas de impacto
- Pruebas no destructivas: estas son las pruebas que comúnmente se realizan en un mantenimiento preventivo para asegurar su buen

funcionamiento, si en algunas de estas pruebas se tienen como resultados valores fuera de la norma se tendrá a proceder un plan de contingencia, las pruebas que reúnen estas características son las siguientes:

- Prueba de aislamiento
- Factor de potencia
- Rigidez dieléctrica

A continuación, se explican las distintas pruebas eléctricas existentes para transformadores existentes:

10.1.1. Prueba de resistencia óhmica de los devanados

El objetivo de esta prueba es la de comprobar que las conexiones internas de los devanados y guías están sujetadas firmemente, de igual forma, obtener las pérdidas en el cobre (I^2R) y calcular la temperatura de los devanados en la prueba de temperatura. Se debe medir simultáneamente la temperatura de los devanados, como indican los siguientes puntos:

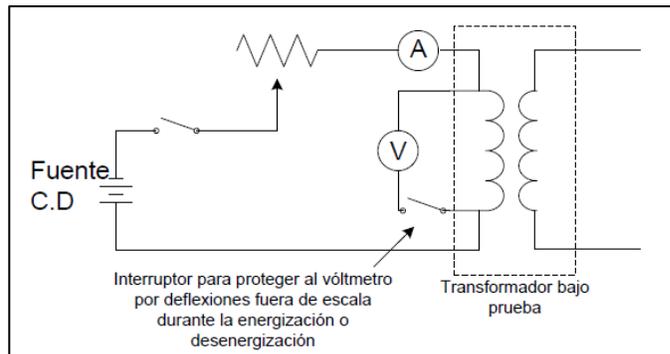
- Si el transformador es de tipo seco. La temperatura debe ser determinada por el promedio de por lo menos tres termómetros colocados entre los devanados.
- Si es sumergido en aceite. Se debe energizar 8 horas antes de efectuar la medición y la temperatura del devanado se considerará como la del propio líquido.

- La prueba se realizará en un lugar donde no existan cambios bruscos en el ambiente.

Los métodos empleados para realizar la prueba son el método del puente de Wheatstone o el método del puente Kelvin y el método de caída de potencial, siendo el método del puente, el más usado por su simplicidad y exactitud; además de operar con corrientes pequeñas, evitando calentamiento en los devanados y reduciendo errores en las mediciones. La norma establece a este método como único para devanados donde la corriente nominal sea menor a un ampere.

El método de caída de potencial se utiliza cuando la corriente nominal del devanado a probar es mayor a un ampere. La prueba se realiza haciendo circular una corriente directa por el devanado sin exceder el 15 % de la corriente nominal, para evitar calentamientos, por consiguiente, errores de medición. Las lecturas de tensión y corriente se toman simultáneamente de los aparatos, estando conectados según el arreglo de la figura 2.1, en donde el voltímetro se conectará lo más cerca posible al devanado para evitar la caída de potencial en los conductores. La resistencia se obtendrá aplicando la Ley de Ohm.

Figura 80. **Diagrama de conexión para la prueba de resistencia óhmica.
Método de caída de potencial**



Fuente: HERNÁNDEZ, Andrés., LEDESMA, Rubén. y PERERA, Vilchis. *Manual de pruebas a transformadores.* p. 28.

Para una mejor precisión se toman cinco lecturas de tensión y corriente. Y se toma como valor real de resistencia, el promedio de las mismas. La resistencia se referirá a la temperatura de operación a plena carga por medio de la siguiente expresión:

$$R_1 = R_2 \frac{T + T_1}{T + T_2}$$

Donde:

R_1 = resistencia referida a la temperatura, en T_1 Ω .

R_2 = resistencia medida a la temperatura, en T_2 Ω .

T = constante de temperatura de resistencia cero, Cu = 234,5 y Al = 225,0, en $^{\circ}\text{C}$.

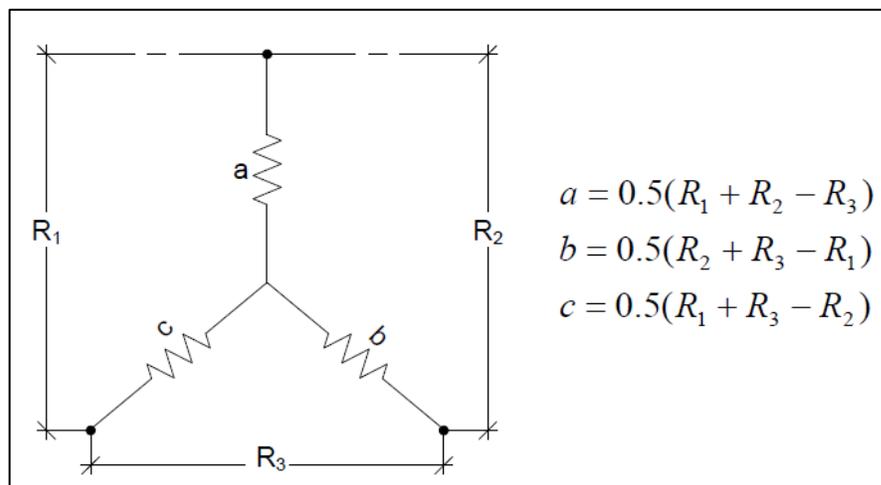
T_1 = temperatura de operación en $^{\circ}\text{C}$, determinada por la ecuación $T_1 = \Delta T + 20$ $^{\circ}\text{C}$, donde ΔT es la elevación total de temperatura del transformador.

T_2 = temperatura del devanado el momento de medir R_2 , en °C.

Para transformadores monofásicos la resistencia medida es entre las terminales H1-H2 y X1-X2; y en transformadores trifásicos entre H1-H2, H1-H3, H2-H3 y X1-X2, X1-X3, X2-X3. Las cuales no representan la resistencia de cada fase. En este caso de un devanado conectado en estrella, cada medición será de $2R$, siendo R el valor de la resistencia de fase. Esto no se aplicará cuando exista desequilibrio en las resistencias y para determinar su valor en forma correcta, se emplearán las ecuaciones deducidas del circuito en estrella de la figura 2.2.

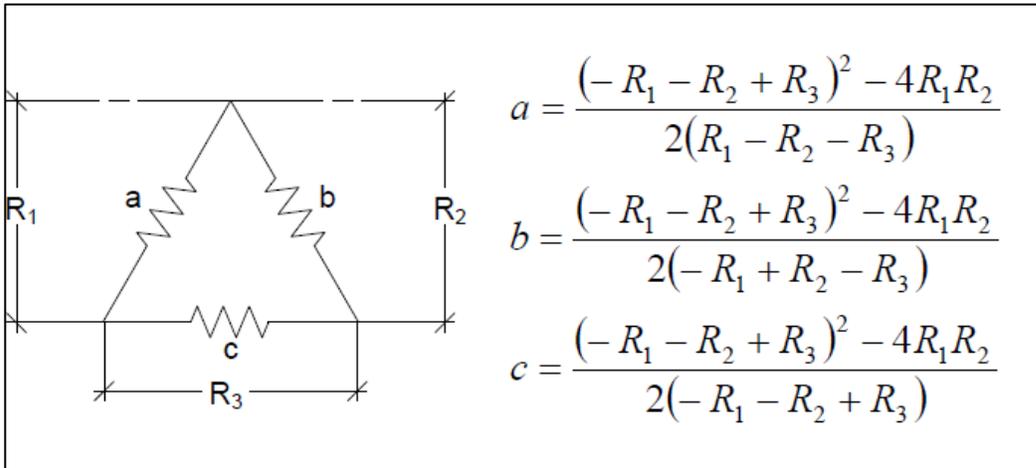
Para un devanado conectado en delta, las lecturas serán de $2/3R$, y en caso de presentarse un desequilibrio en sus valores de resistencia, se recurrirá a las ecuaciones del circuito en delta.

Figura 81. **Conexión estrella**



Fuente: HERNÁNDEZ, Andrés., LEDESMA, Rubén; PERERA, Vilchis. *Manual de pruebas a transformadores*. p. 29.

Figura 82. **Conexión delta**

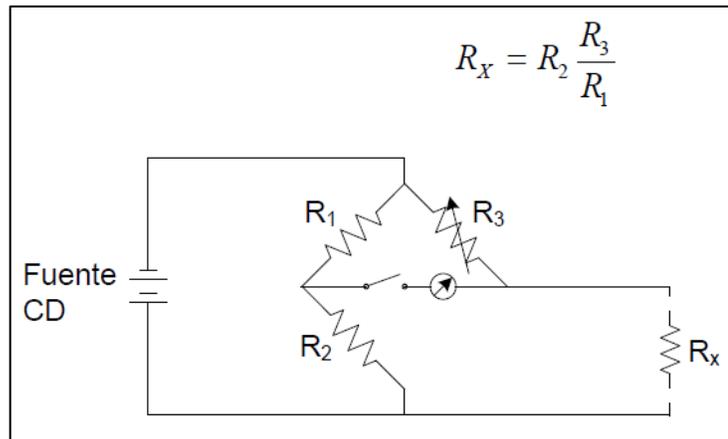


Fuente: HERNÁNDEZ, Andrés., LEDESMA, Rubén; PERERA, Vilchis. *Manual de pruebas a transformadores*. p. 30.

El equipo empleado son el puente de Wheatstone y el puente de Kelvin; ambos para medir resistencia, la diferencia radica en que el puente de Wheatstone se usa para medir resistencias de 1 a $1 \times 10^9 \Omega$ y el puente de Kelvin mide resistencias de 1×10^{-5} a 1Ω . La figura 2.4 muestra el diagrama interno de cada uno.

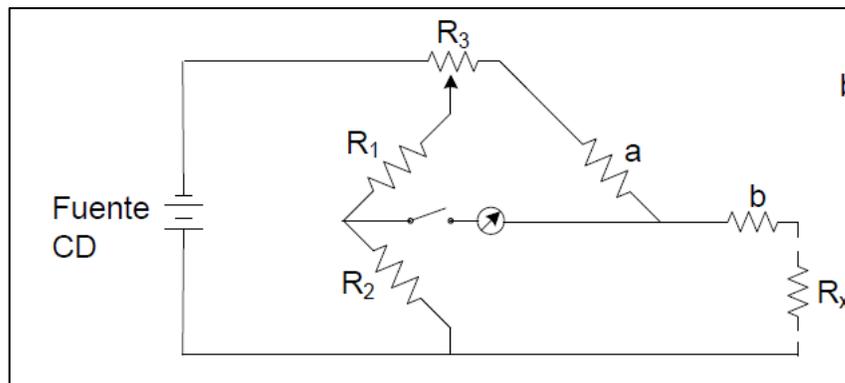
Al realizar las mediciones, es necesario eliminar errores introducidos por el conductor con el cual se conecta el instrumento y la resistencia de contacto. Para esto se utiliza el método de los cuatro hilos, figura 2.5, donde dos hilos transmiten corriente y los otros dos miden la caída de tensión en el devanado. Empleando el puente de Wheatstone, la resistencia R_X se calcula con la expresión:

Figura 83. **Puente de Wheatstone**



Fuente: HERNÁNDEZ, Andrés., LEDESMA, Rubén; PERERA, Vilchis. *Manual de pruebas a transformadores.* p. 30.

Figura 84. **Puente de Kelvin**



Fuente: HERNÁNDEZ, Andrés., LEDESMA, Rubén; PERERA, Vilchis. *Manual de pruebas a transformadores.* p. 30.

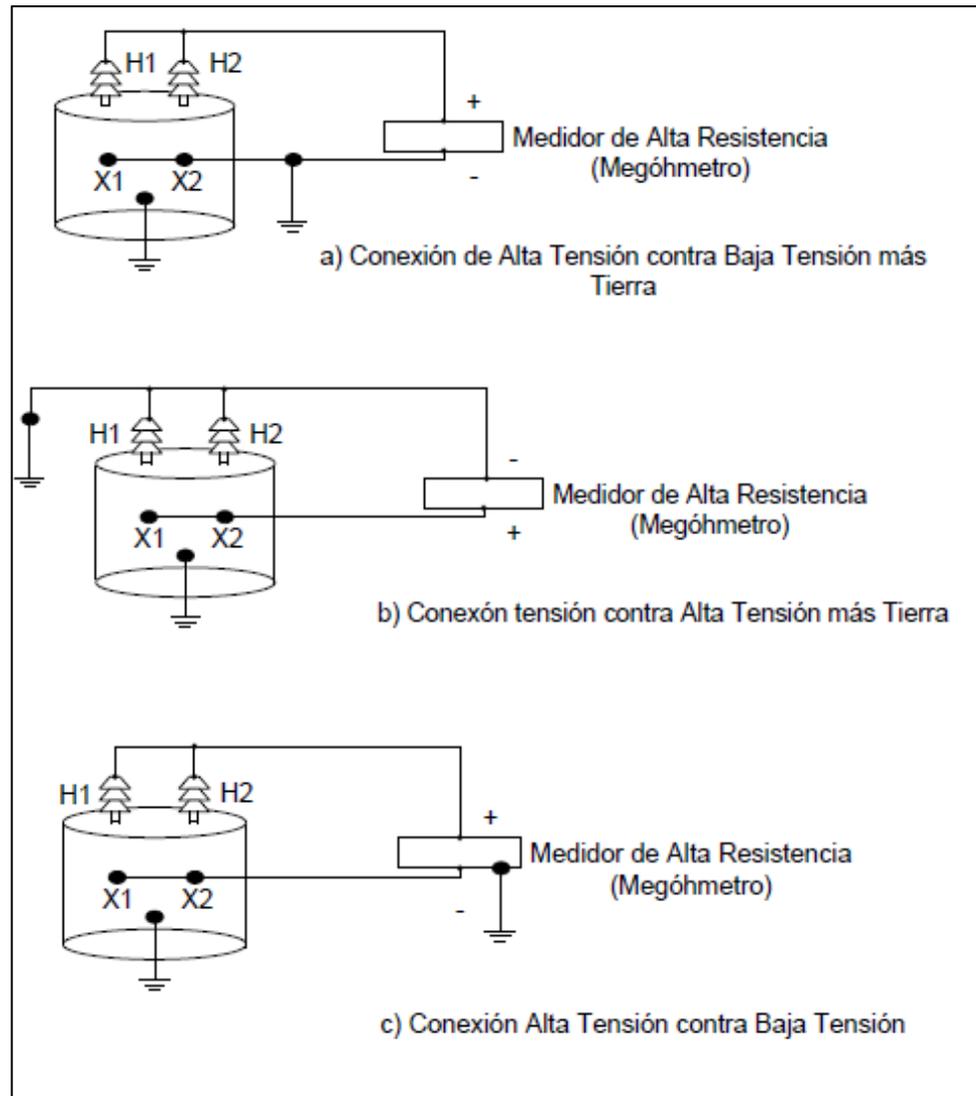
Los devanados que no están bajo prueba deberán permanecer en circuito abierto durante la prueba y así estabilizar más rápido la corriente de

alimentación. En el caso de que la fuente de C.D. sea una máquina de conmutación, los devanados fuera de prueba deben estar en cortocircuito con la finalidad de amortiguar las variaciones de tensión y eliminar vibraciones en la aguja del voltímetro. Esto se aplica para ambos métodos (utilizando el puente y el método de caída de tensión).

La prueba de resistencia de aislamiento de un transformador debe involucrar las siguientes maniobras de conexión y se representan en la siguiente figura en forma esquemática:

- Alta tensión contra baja tensión más tierra
- Baja tensión contra alta tensión más tierra
- Alta tensión contra baja tensión

Figura 85. **Esquema de conexiones de un transformador para la prueba de resistencia de aislamiento**



Fuente: HERNÁNDEZ, Andrés., LEDESMA, Rubén; PERERA, Vilchis. *Manual de pruebas a transformadores*. p. 33.

10.1.2. Prueba de resistencia de aislamiento

El objetivo de esta prueba es determinar la cantidad de humedad e impurezas que contienen los aislamientos del transformador.

La prueba de resistencia de aislamiento se realiza en fábrica y campo, después de que el transformador ha terminado su proceso de secado y se encuentra a una temperatura entre 0 °C y 40 °C. La prueba se efectúa con un aparato conocido como medidor de resistencia de aislamiento o megaóhmetro y comúnmente pero erróneamente llamado “MEGGER”, a una tensión de 1 000 V, durante 10 minutos.

El análisis de resultados se realiza con los valores obtenidos y corregidos a 20 °C; El criterio de aceptación ó de rechazo es fijado por el fabricante. Así mismo, deberá de analizarse el incremento de la resistencia entre el primer minuto y el décimo minuto. El cociente de dividir el valor de resistencia de aislamiento a 10 minutos y el valor a 1 minuto, dará un número mayor a la unidad, que se conoce como índice de polarización (IP):

$$I_p = \frac{R_{\text{aisl. 10 min}}}{R_{\text{aisl. 1 min}}}$$

Los resultados de la prueba de resistencia de aislamiento se ven afectados por la temperatura ambiente al momento de efectuar la prueba, por lo que se tienen que ajustar empleando ciertos factores de corrección (K).

Tabla LXXII. **Factores de resistencia de aislamiento por temperatura a 20 °C**

Temperatura °C	Factor "K"	Temperatura °C	Factor "K"
95	89,0	35	2,5
90	66,0	30	1,8
85	49,0	25	1,3
80	36,2	20	1,0
75	26,8	15	0,73
70	20,0	10	0,54
65	14,8	5	0,40
60	11,0	0	0,30
55	8,1	-5	0,22
50	6,0	-10	0,16
45	4,5	-15	0,12
40	3,3		

Fuente: HERNÁNDEZ, Andrés., LEDESMA, Rubén; PERERA, Vilchis. *Manual de pruebas a transformadores.* p. 32.

10.1.3. Prueba de relación de transformación

Esta prueba tiene como fin el determinar la relación entre el número de vueltas del devanado primario y el secundario, el cual establezca si la tensión suministrada se transforma de una manera exacta a la tensión deseada.

La relación de transformación se puede deducir de dividir el número de vueltas del devanado primario entre el número de vueltas del devanado secundario, al igual que dividir la tensión en el devanado primario entre la tensión del devanado secundario, ambas tensiones de línea a neutro de las fases. Esto se puede expresar con la siguiente ecuación:

$$a = \frac{N_1}{N_2} = \frac{V_1}{V_2} = \frac{I_1}{I_2}$$

Donde:

a : relación de transformación.

V_1 y V_2 : tensión de las terminales del devanado primario y secundario, voltios.

I_1 y I_2 : corrientes en el devanado primario y secundario, en amperios.

N_1 y N_2 : número de vueltas de devanado primario y secundario.

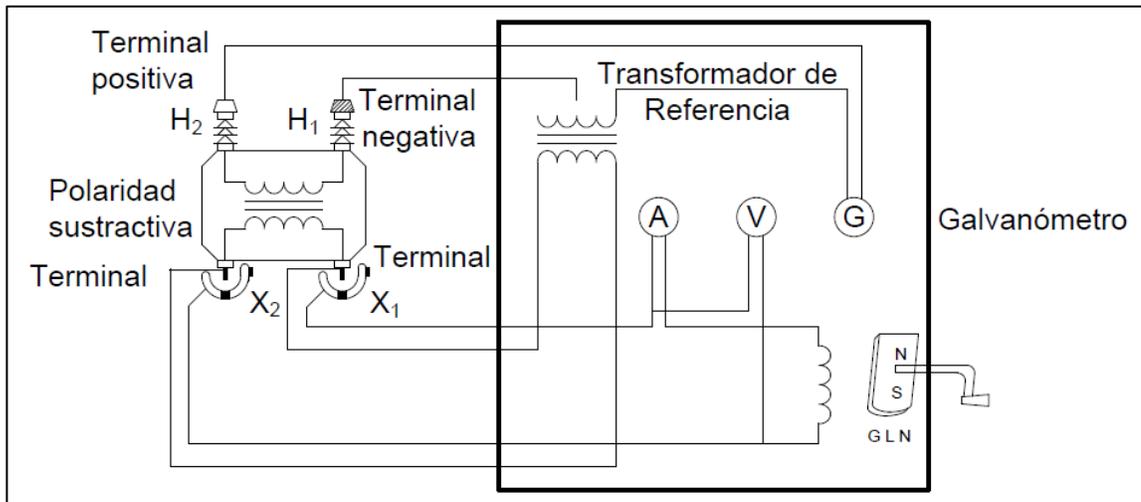
Básicamente existen tres métodos para determinar la relación de transformación de un transformador:

- Métodos de los voltímetros
- Método de los potenciómetros
- Método del transformador patrón. Transformer Turn Ratio (TTR)

Solo se mencionará el método del transformador patrón (TTR); ya que es el método más conveniente para determinar la relación de transformación a en un transformador.

El método de TTR opera bajo el principio de dos transformadores con la misma relación de transformación, que al conectarse en paralelo y ser excitados, con una pequeña diferencia en la relación de alguno, circulará una corriente relativamente grande entre ambos. En la imagen de abajo, el transformador patrón se conecta en paralelo con el transformador bajo prueba, con un galvanómetro conectado en serie con las bobinas secundarias de ambos transformadores. Al excitar las bobinas primarias y el galvanómetro no detecte deflexión (no circula corriente a través de él), se puede decir que tienen la misma relación de transformación.

Figura 86. Esquema para la prueba de TTR



Fuente: HERNÁNDEZ, Andrés., LEDESMA, Rubén; PERERA, Vilchis. *Manual de pruebas a transformadores*. p. 34.

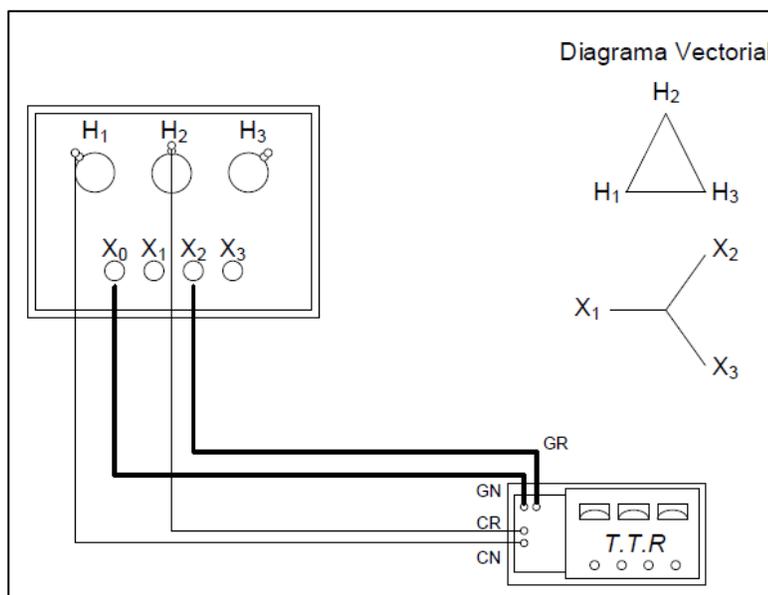
Para equilibrar el galvanómetro en el T.T.R, es necesario variar la posición de los selectores (S1, S2, S3 y S4). Al mover la posición de los electores, lo que se hace es variar el número de vueltas del devanado secundario del transformador patrón.

Es un equipo diseñado para mediciones de relación de transformación “a” en transformadores, autotransformadores y reguladores de tensión. En la figura de abajo se muestra las conexiones de prueba, conectando un segundo T.T.R. si se requiere una mayor relación. El T.T.R. es práctico para analizar las siguientes condiciones en los transformadores:

- Comprobar la relación de transformación en equipos nuevos, reparados o rebobinados.

- Identificar y determinar terminales, derivaciones (taps), y su conexión interna.
- Determinar y comprobar polaridad, continuidad y falsos contactos.
- Pruebas de rutina y detección de fallas incipientes.
- Identificar espiras en cortocircuito.

Figura 87. **Diagrama de conexiones para la prueba de TTR y polaridad en un transformador delta-estrella**



Prueba	Conexiones				Mide
	CN	CR	GN	GR	
1	H ₁	H ₂	X ₀	X ₂	Fase 2
2	H ₂	H ₃	X ₀	X ₃	Fase 3
3	H ₃	H ₁	X ₀	X ₁	Fase 1

Fuente: HERNÁNDEZ, Andrés., LEDESMA, Rubén; PERERA, Vilchis. *Manual de pruebas a transformadores*. p. 35.

Para interpretar los resultados es necesario calcular el porcentaje de diferencia que existe entre los valores medidos y los teóricos, con ayuda de la siguiente ecuación:

$$\%Diferencia = \frac{\text{Valor teórico} - \text{Valor medido}}{\text{Valor teórico}} \times 100$$

Este porcentaje de diferencia en el cálculo no debe superar el 0,5 %.

10.1.4. Prueba de potencial aplicado

Esta prueba verifica la clase y cantidad de material aislante de los devanados correspondiente sean los adecuados, y así asegurar que el transformador resistirá los esfuerzos eléctricos a los que se estará sometido durante su operación.

Para iniciar la prueba se aplicará una tensión con una frecuencia de 60 hz durante un minuto, iniciándose con un valor no mayor a un cuarto de establecido como tensión de prueba (ver tabla abajo). Posteriormente se elevará hasta alcanzar la tensión requerida en un tiempo aproximado de 15 segundos. Para suspender la tensión, se reducirá en forma gradual hasta alcanzar por lo menos un cuarto de la tensión máxima aplicada en un tiempo no mayor de 5 segundos.

Si la tensión es retirada súbitamente con ayuda de un interruptor, los aislamientos pueden dañarse debido a una tensión transitoria mayor que la aplicada. Salvo en el caso de alguna falla es aceptable lo anterior. Cuando el mismo devanado tiene dos o más clases de aislamiento, como son devanados conectados en estrella o monofásicos, que tienen aislamiento reducido

progresivamente al neutro, la tensión de prueba es el correspondiente a la clase de aislamiento de este último.

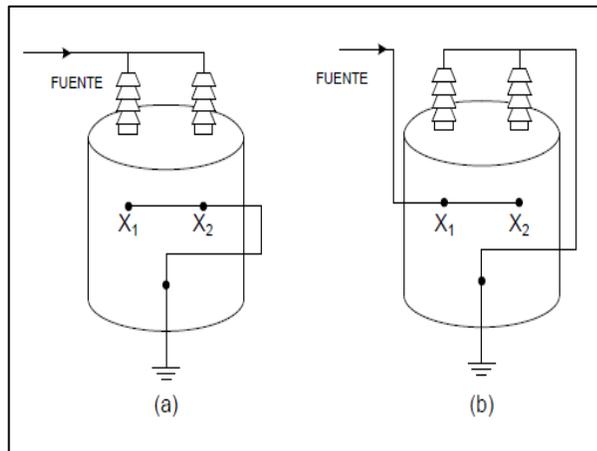
Tabla LXXIII. Tensión de prueba para transformadores sumergidos en aceite de acuerdo con su nivel de aislamiento

Tensión de prueba de acuerdo con el nivel de aislamiento			
Clase de aislamiento kV	Tensión de prueba (valor eficaz) kV	Clase de aislamiento kV	Tensión de prueba (valor eficaz) kV
1,2	10	161	325
2,5	15	196	395
5	19	215	430
8,7	26	230	460
15	34	315	630
18	40	345	690
25	50	375	750
34,5	70	400	800
46	95	430	860
69	140	460	920
92	185	490	980
115	230	520	1040
138	275	545	1090

Fuente: HERNÁNDEZ, Andrés., LEDESMA, Rubén; PERERA, Vilchis. *Manual de pruebas a transformadores*. p. 37.

En esta prueba, todas las terminales de un mismo devanado se conectan entre sí. El devanado bajo prueba se conecta a la terminal de alta tensión del transformador de prueba y todas las otras terminales de los devanados restantes se conectan a tierra junto con el tanque, como se muestra en la siguiente imagen:

Figura 88. **Conexiones para la prueba de potencial aplicado**



Fuente: HERNÁNDEZ, Andrés., LEDESMA, Rubén; PERERA, Vilchis. *Manual de pruebas a transformadores*. p. 37.

- Transformador monofásico con su devanado primario bajo prueba
- Transformador monofásico con su devanado secundario bajo prueba

La manera en la que se pueden detectar las fallas son las siguientes:

- Al incrementarse la corriente repentinamente durante la prueba existe la presencia de una falla a tierra o entre los devanados de alta y baja tensión.
- Si existe ruido o algún zumbido en el interior del tanque, será debido a una distancia crítica o un exceso de humedad.
- En el caso de presentarse humo y burbujas, indica la existencia de una falla a tierra o entre los devanados de alta y baja tensión, pero si solo se observan burbujas, no necesariamente indicarán una falla ya que puede

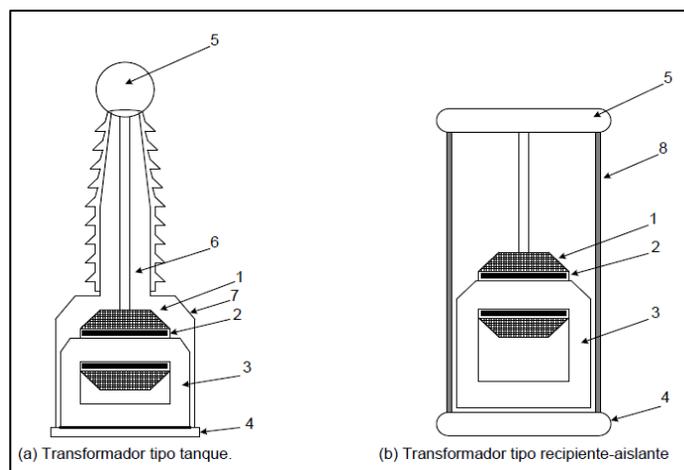
existir aire atrapado en el devanado; por lo que se recomienda repetir la prueba.

- Los transformadores usados en la prueba de laboratorio de alta tensión son de bajos rangos de potencia, pero con relaciones de transformación muy grandes.

En estos transformadores tienen normalmente una terminal del devanado de alta tensión aterrizado a tierra, utilizado de esa manera para referencia hacia el mismo. En otros circuitos se utilizan transformadores completamente aislados.

Los equipos adicionales que aportan en la prueba son: el regulador de tensión, sistema de medición, voltímetro de esferas y resistencias limitadoras de corriente.

Figura 89. **Corte transversal de transformadores de prueba**



Fuente: HERNÁNDEZ, Andrés., LEDESMA, Rubén; PERERA, Vilchis. *Manual de pruebas a transformadores*. p. 39.

- (1) Devanado de Alta Tensión
- (2) Devanado de Baja Tensión
- (3) Núcleo Magnético
- (4) Base
- (5) Terminal Alta Tensión
- (6) Boquilla
- (7) Tanque Metálico
- (8) Recipiente aislado

Quando las esferas del voltímetro están calibradas para la tensión de prueba se procede a aplicar dicha tensión, partiendo desde un mínimo hasta alcanzar la tensión de flameo, en cuyo instante se toma la lectura de voltímetro. Es necesario repetir esta prueba como mínimo tres veces, con intervalos no mínimos de 15 segundos. El valor de las lecturas tomadas no deberá diferir del 3 % y su promedio se considerará como el correspondiente a la tensión de prueba.

Realizado lo anterior se conecta el transformador bajo prueba y al voltímetro de esferas se le da un 10 % más de distancia para evitar que en el transcurso de la prueba se establezca un arco entre sus esferas. Cuando hay varios transformadores con las mismas características estos pueden ser sometidos a prueba al mismo tiempo conectándolos entre sí en paralelo, siempre y cuando el transformador de prueba tenga la potencia suficiente. La potencia requerida para probar un transformador está, determinada por la siguiente ecuación:

$$kVA = 2\pi fCV^2 \times 10^3$$

Donde:

C: capacitancia a tierra del transformador bajo prueba, en faradios

V: tensión de prueba, en voltios

f: frecuencia de prueba, en Hertz

10.1.5. Prueba de potencial inducido

El fin de esta prueba es el de comprobar si el aislamiento entre capas, vueltas y secciones de los devanados son de la calidad requerida, así como verificar el aislamiento entre bobinas y tierra.

La prueba es al doble de la tensión nominal y hasta completar 7 200 ciclos. El flujo máximo al que opera el núcleo está determinado por la ecuación general del transformador.

$$\Phi_{\max} = \frac{E}{4,44 fN}$$

Al aplicar una tensión del 200 %, el flujo aumentará en la misma proporción y para limitarlo se tendrá que aumentar en igual forma la frecuencia. Es decir, cuando el transformador esté diseñado para operar a 60 Hz, la prueba se podrá ejecutar a 120 Hz y su duración será de 60 segundos. Cuando la prueba se realice con una frecuencia mayor a los 120 Hz, el esfuerzo dieléctrico en los devanados será mayor, por lo que la prueba se ha limitado a 7 200 ciclos. Por tal razón, el tiempo de la prueba depende de la frecuencia del generador utilizado. Con este criterio se ha formulado la tabla de abajo, con los valores de frecuencia más comunes y su tiempo de duración.

Tabla LXXIV. **Tiempos establecidos por las normas ANSI C57.72 para la prueba de potencial inducido**

Frecuencia (Hz)	Duración de la prueba (s)
120	60
180	40
240	30
360	20
400	18

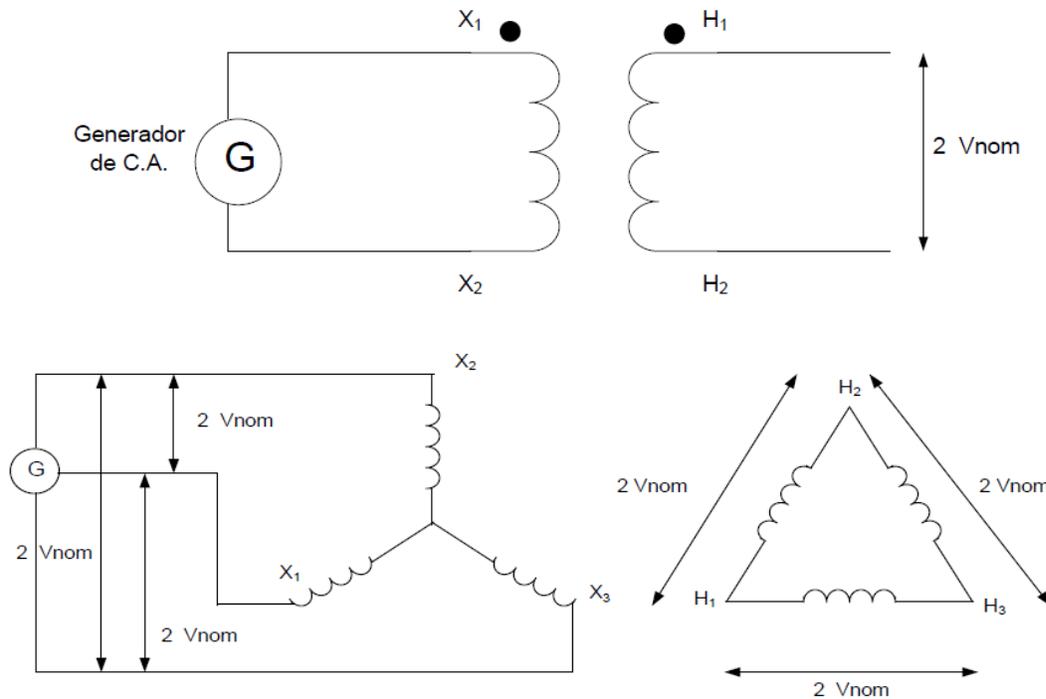
Fuente: HERNÁNDEZ, Andrés., LEDESMA, Rubén; PERERA, Vilchis. *Manual de pruebas a transformadores*. p. 41.

La prueba se inicia aplicando una tensión menor o igual a la cuarta parte del valor de la tensión de prueba, incrementándose posteriormente hasta alcanzar la tensión plena en un tiempo no mayor de 15 segundos. Se sostiene la tensión de prueba durante el tiempo especificado en la tabla anterior; y para suspender la prueba, se reduce gradualmente la tensión hasta alcanzar por lo menos una cuarta parte de su valor en un tiempo no mayor de 5 segundos, después de lo anterior se podrá interrumpir la alimentación.

Al igual que en la prueba de potencial aplicado, la prueba de potencial inducido sólo podrá ser suspendida repentinamente en caso de falla, ya que, de otra manera se puede dañar los aislamientos por transitorios de sobretensión mayores que el de prueba.

Cuando los transformadores tienen un aislamiento uniforme en sus devanados se aplica el doble de la tensión nominal, induciéndose una tensión tal que los volts por vuelta son dos veces el nominal. Los esquemas eléctricos para aplicar la prueba de potencial inducido se presentan en las siguientes figuras:

Figura 90. **Esquemas representativos para uso de la prueba a transformadores monofásicos y trifásicos con aislamientos uniformes**

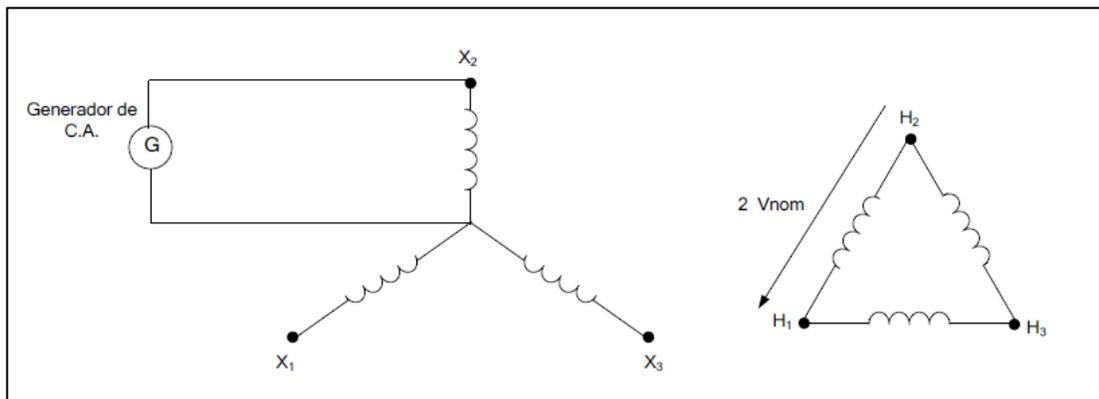


Fuente: HERNÁNDEZ, Andrés., LEDESMA, Rubén; PERERA, Vilchis. *Manual de pruebas a transformadores*. p. 41.

En caso de que la fuente de excitación sea monofásica y el transformador al cual se someterá a prueba sea trifásico, la prueba debe realizarse por fases, como lo representa la figura de abajo, debiéndose probar independientemente cada una de ellas. En los transformadores con aislamiento reducido al neutro, y que, en la prueba de potencial aplicado se prueban con la tensión correspondiente al nivel de aislamiento del propio neutro, se aplicará una tensión de tal forma que se induzca entre las terminales de mayor clase de

aislamiento y tierra (no necesariamente entre terminales y neutro) una tensión igual al que le corresponde en la prueba de potencial aplicado.

Figura 91. **Circuito representativo de la prueba de un transformador trifásico, conectado en delta su alta tensión**



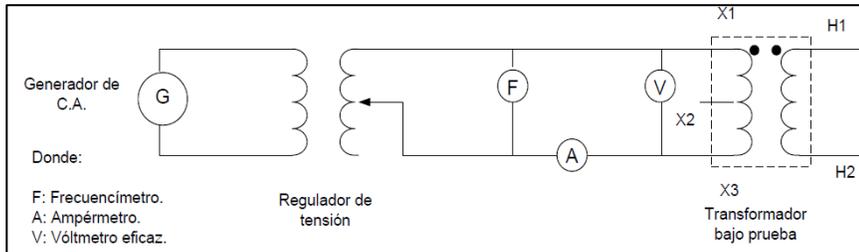
Fuente: HERNÁNDEZ, Andrés., LEDESMA, Rubén; PERERA, Vilchis. *Manual de pruebas a transformadores*. p. 42.

Los métodos de prueba más comunes para transformadores con aislamientos reducidos al neutro, son los siguientes:

- Método delta cerrada
- Método delta abierta
- Método cierre

El circuito utilizado para aplicar la prueba de potencial inducido, se indica en la figura siguiente:

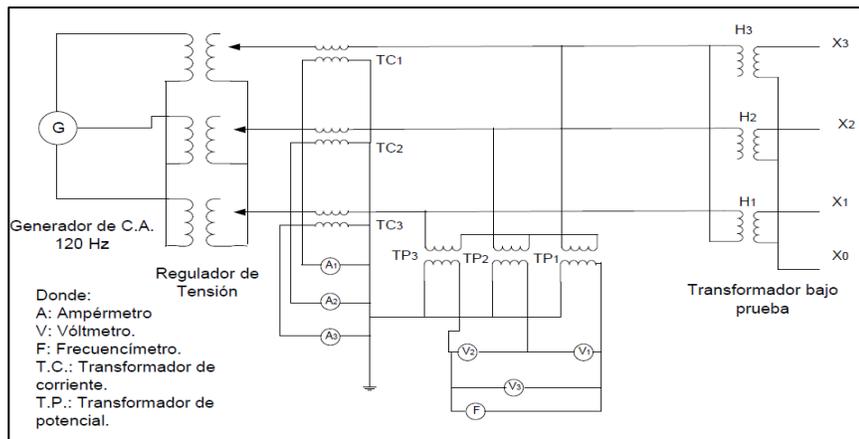
Figura 92. **Esquema eléctrico para aplicar la prueba de potencial inducido a un transformador monofásico, con alimentación al devanado de baja tensión**



Fuente: HERNÁNDEZ, Andrés., LEDESMA, Rubén; PERERA, Vilchis. *Manual de pruebas a transformadores.* p. 43.

Si fuese un transformador trifásico el esquema de conexión sería la siguiente figura:

Figura 93. **Esquema eléctrico para la prueba de potencial inducido a un transformador trifásico**



Fuente: HERNÁNDEZ, Andrés., LEDESMA, Rubén; PERERA, Vilchis. *Manual de pruebas a transformadores.* p. 43.

Los medios por los que se pueden detectar una falla, son los siguientes:

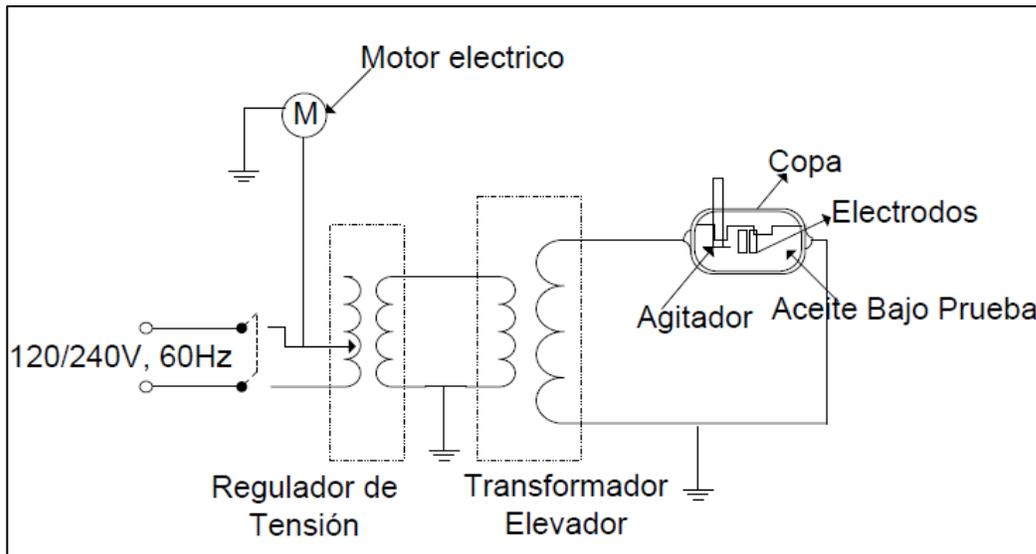
- Cuando la corriente se incrementa bruscamente durante la prueba, existe la evidencia de falla en el devanado, ya sea entre vueltas o entre capas.
- Si se presenta un ruido intenso en el interior del tanque, la falla posible puede deberse a distancias cortas de los devanados o partes vivas contra el tanque. Si el ruido presentado es amortiguado o en forma de zumbido, la causa puede ser por distancias críticas o por la existencia de humedad.
- La presencia de humo y burbujas en el aceite es prueba inequívoca de falla entre vueltas y capas del devanado. Cuando solo se presentan burbujas no es posible asegurar la existencia de falla, ya que estas pueden haber estado atrapadas entre el devanado.

10.1.6. Prueba de ruptura dieléctrica de aceite

El objetivo de esta prueba es determinar que el aceite del transformador utilizado cumple con las características dieléctricas requeridas.

La prueba se efectúa con el equipo llamado “probador de aceite”, que consiste de un transformador elevador, un regulador de tensión, un voltímetro indicador, un interruptor y la copa estándar patrón para la prueba. La copa patrón consiste de un recipiente de baquelita o de vidrio refractado, dentro de la cual se alojan dos electrodos en forma de discos de 25,4 mm de diámetro, separados una distancia entre 2,54 mm y, con las caras perfectamente paralelas, ver la siguiente figura:

Figura 94. **Esquema de los principales componentes de un probador de rigidez dieléctrica**



Fuente: HERNÁNDEZ, Andrés., LEDESMA, Rubén; PERERA, Vilchis. *Manual de pruebas a transformadores*. p. 45.

La prueba se lleva a cabo llenando la copa con aceite hasta que los discos o electrodos queden cubiertos completamente y al nivel marcado en la copa; posteriormente se cierra el interruptor del aparato, el cual previamente se habrá conectado a una fuente de 127 V. Luego se va incrementando gradualmente la tensión en el aparato con el regulador, aproximadamente a una velocidad de 3 kV por cada segundo, hasta que el aceite contenido entre los electrodos falle; consistiendo esta falla en el brinco del arco eléctrico, entre los electrodos, con lo cual se cortocircuitan abriéndose el interruptor de alimentación de la fuente de energía eléctrica.

Mientras se va incrementando el potencial, el operador irá registrando las lecturas en kV alcanzadas hasta cuando ocurra la ruptura de aislamiento; en

este momento la prueba concluye y el operador anotará en su registro el valor de los kV más alto alcanzado. Al vaciar la muestra de aceite en la copa de prueba, está deberá dejarse reposar durante unos tres minutos antes de probarlo, con el objeto de que se escapen las burbujas de aire que puedan estar contenidas en el aceite.

A cada muestra se le efectuarán tres pruebas de ruptura, agitando y dejando reposar la muestra un mínimo de un minuto, después de cada prueba. Los valores obtenidos se promediarán y el valor obtenido del promedio será el representativo de la muestra. Este promedio es válido siempre que ninguna prueba sea diferente en más de 5 kV, si existe una variación mayor deberán efectuarse más pruebas con nuevas muestras.

Cuando se prueba aceite muy sucio, deberá lavarse la copa con un buen solvente y secarla perfectamente; posteriormente, tener la precaución al obtener una muestra, ya que, se debe enjuagar la copa dos o tres veces con el mismo aceite por muestrear. Normalmente una rigidez dieléctrica de 18 kV es considerada como baja, 25 kV o mayor como buena. Un aceite seco, limpio y nuevo soporta normalmente 35 kV.

Cuando un aceite rompe a menos de 22 kV, se debe proceder a su acondicionamiento por medio de un filtro prensa y una bomba centrífuga para aceite, o unidad regeneradora de aceite al vacío. Al filtrar un aceite, éste debe subir su rigidez dieléctrica a un valor mínimo de 22 kV para transformadores de distribución no nuevos. Algunas veces, puede suceder que en transformadores que han estado fuera de servicio por mucho tiempo, se encuentren húmedos tanto los devanados como el aceite. Si al filtrar el aceite no se elimina la humedad de los devanados, en este caso, hay que someter las bobinas a un proceso de secado para evitar una falla de aislamiento. Aunque en el filtro

prensa se elimine la humedad, así como partículas finas de sedimentos y carbón, puede ocurrir que después de pasar varias veces al aceite por el filtro no suba su valor dieléctrico al deseado, entonces, se recomienda sustituirlo por aceite nuevo.

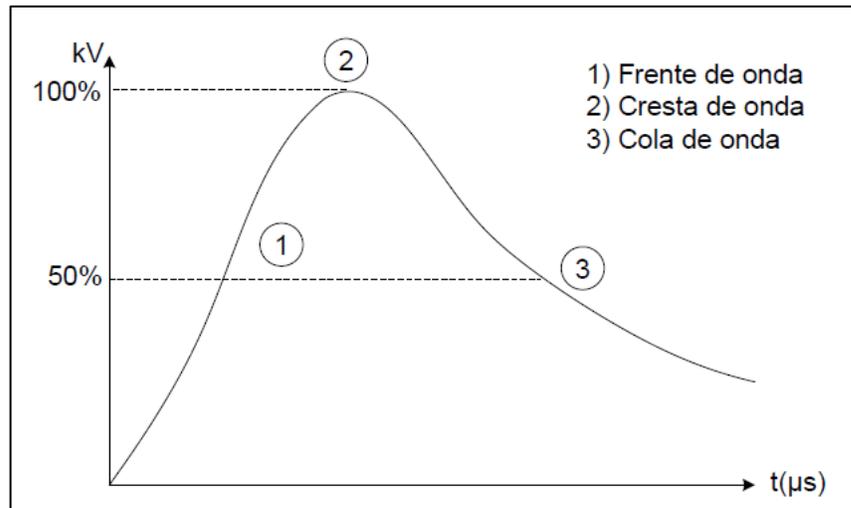
10.1.7. Prueba de impulso

El objetivo de esta prueba es que en muchas ocasiones las fallas en los transformadores son causadas por descargas electro atmosféricas, es fundamental saber si el aislamiento del transformador puede soportar dichas descargas a que está sometido durante su operación.

Para proteger un transformador de las descargas atmosféricas es necesario ver, primeramente, que tipo de onda se produce. En base a muchas experiencias y años de estudios se determinó que estas descargas son de corta duración, ya que, desde el momento en que se inicia hasta que llega a su valor máximo, tarda un tiempo de 1 a 20 μs , y el tiempo en que su valor desciende a cero es del orden de 10 a 90 μs . Pero la mayoría de estos transitorios tarda entre 1 y 5 μs , donde 1,2 es el tiempo en μs que tarda una onda normalizada a llegar a su valor máximo y entre 10 y 40 μs en descender a un 50 % de su valor pico.

Los niveles básicos de aislamiento se establecieron tomando como patrón una onda de 1,2/50 μs , donde 1,2 es el tiempo en μs que tarda una onda normalizada en llegar a su valor de cresta y 50 μs es el tiempo en que la onda decae a la mitad de su valor máximo a partir de su origen. Las partes de onda descrita anteriormente se ilustran en la siguiente imagen:

Figura 95. **Representación de una onda de impulso completa**



Fuente: HERNÁNDEZ, Andrés., LEDESMA, Rubén; PERERA, Vilchis. *Manual de pruebas a transformadores*. p. 46.

Los disturbios producidos por descargas atmosféricas pueden ser representados, por tres tipos básicos de ondas; onda completa, onda cortada y frente de onda. Al efectuar una prueba, normalmente se omite la prueba de frente de onda y sólo se aplican en el siguiente orden, una onda completa reducida, la cual debe estar entre el 50 y el 70 % del valor de la onda completa, posteriormente, se aplican dos ondas cortas, las cuales son del 115 % del valor de la onda completa, y finalmente, se aplica una onda completa. La onda reducida en este caso, sólo sirve para compararla con la onda completa y establecer diferencias que puedan indicar una falla.

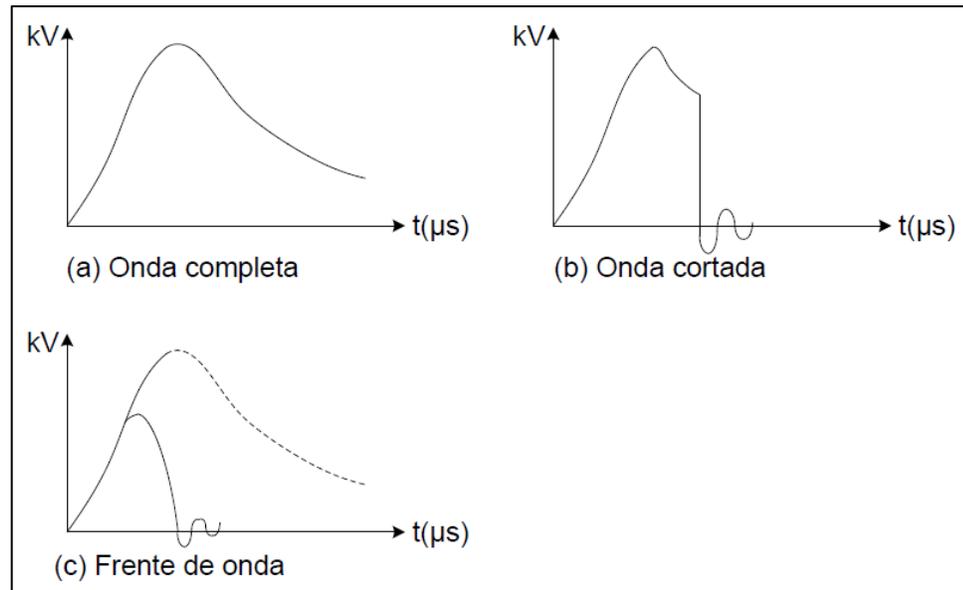
La aplicación de la onda completa en el transformador es para verificar que éste soportará los disturbios producidos en la línea de transmisión al caer en ellas ciertas descargas atmosféricas, ya que estos disturbios viajan por dicha línea hacia el transformador, en cuyo viaje la onda original es cambiada a causa

de los efectos corona y efectos capacitivos, Cuando la onda llega al transformador tiene un tiempo aproximado de 1,2 μs de frente y de 50 μs de cola.

La onda cortada es aplicada, debido a que cuando la onda se aproxima al transformador, en algunas ocasiones se corta, drenándose su tensión a tierra. Esto es, a causa del bajo aislamiento que existe en las subestaciones; ya que, en estas partes, el aislamiento es más débil que en la línea de transmisión y, además, se encuentran instalados apartarrayos. Esta onda es de un 15 % mayor en magnitud que la onda completa y su tiempo de duración es aproximadamente de 1 a 3 μs .

La prueba de frente de onda es aplicada para predecir el comportamiento del transformador, cuando se vea sometido a una descarga atmosférica en forma directa, ya sea que caiga sobre él o muy cerca. Esta onda sube muy rápidamente hasta producir un arco, causando así un transitorio de pendiente pronunciada con una duración del orden 0,025 a 1 μs y una magnitud de 50 % más que la onda completa. Las tres ondas mencionadas anteriormente se muestran en las figuras siguientes:

Figura 96. **Tipos de forma de onda que son aplicadas en la prueba de impulso**



Fuente: HERNÁNDEZ, Andrés., LEDESMA, Rubén; PERERA, Vilchis. *Manual de pruebas a transformadores*. p. 47.

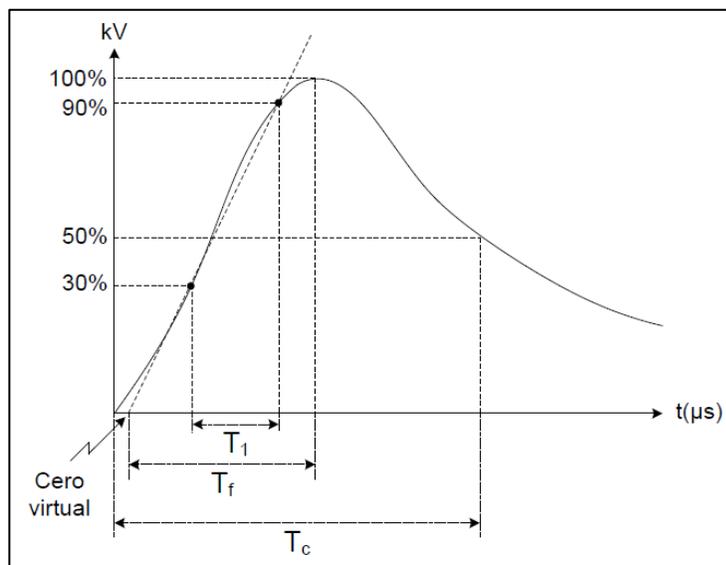
Una onda de impulso normalizada es aquella que tiene un tiempo de frente de $1.2 \mu\text{s}$ con una tolerancia de $\pm 30 \%$, un tiempo de cola de $50 \mu\text{s}$ con una tolerancia de $\pm 20 \%$ y sólo un 3% de tolerancia en su magnitud establecida. El tiempo de frente de onda se obtiene trazando una línea recta que pase por los puntos situados entre el 30 y 90% de la magnitud de la onda. La línea recta se alarga hasta cruzar el eje del tiempo y a este nuevo punto se le llama cero virtual. El tiempo de frente será el comprendido entre el cero virtual y el punto donde la recta llega al 100% de la magnitud de la onda. Esto se muestra en la figura abajo mostrada, donde:

T1= tiempo que tarda la onda en llegar del 30 % al 90 % de su valor de cresta

Tc= tiempo que tarda la onda en decaer a un 50 % de su valor pico

Tf= tiempo de frente

Figura 97. **Diagrama de trazos para determinar si una onda es normalizada**



Fuente: HERNÁNDEZ, Andrés., LEDESMA, Rubén; PERERA, Vilchis. *Manual de pruebas a transformadores*. p. 48.

En la siguiente tabla se especifican las magnitudes de las ondas de impulso aplicadas a los transformadores sumergidos en aceite y de acuerdo a su nivel de aislamiento.

Tabla LXXV. **Magnitud de las ondas de impulso normalizadas**

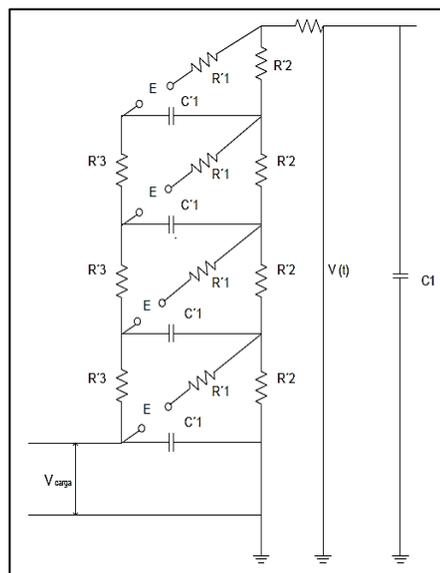
Clase de aislamiento (kV)	Onda completa	Onda corta	
	Nivel básico de impulso (kV cresta)	Magnitud (kV cresta)	Tiempo de corte μ s
1,2	30	36	1
2,5	45	54	1,5
5,0	60	69	1,5
8,7	75	88	1,6
15	95	110	1,8
18	125	145	2,25
25	150	175	3
34,5	200	230	3
46	250	290	3
60	300	345	3
69	350	400	3
92	450	520	3
115	550	630	3
138	650	750	3
161	750	865	3
180	825	950	3
196	900	1 035	3
215	975	1 120	3
230	1 050	1 210	3
260	1 175	1 350	3
287	1 300	1 500	3
315	1 425	1 640	3
345	1 550	1 780	3
375	1 675	1 925	3
400	1 800	2 070	3
430	1 925	2 220	3
460	2 050	2 360	3
490	2 175	2 500	3
520	2 300	2 650	3
545	2 425	2 800	3

Fuente: HERNÁNDEZ, Andrés., LEDESMA, Rubén; PERERA, Vilchis. *Manual de pruebas a transformadores.* p. 49.

Los generadores de impulso están formados por una serie de capacitores ($C'1$), los cuales son cargados en paralelo y descargados en serie por medio de explosores (E). Estos capacitores se cargan a través de una resistencia de carga ($R' 3$), los cuales deben de ser de un valor mucho más grande que las resistencias de cola ($R' 2$), para que no influyan apreciablemente en el circuito al momento de la descarga.

Un arreglo completo de un generador de impulso de varios pasos se representa en la siguiente imagen:

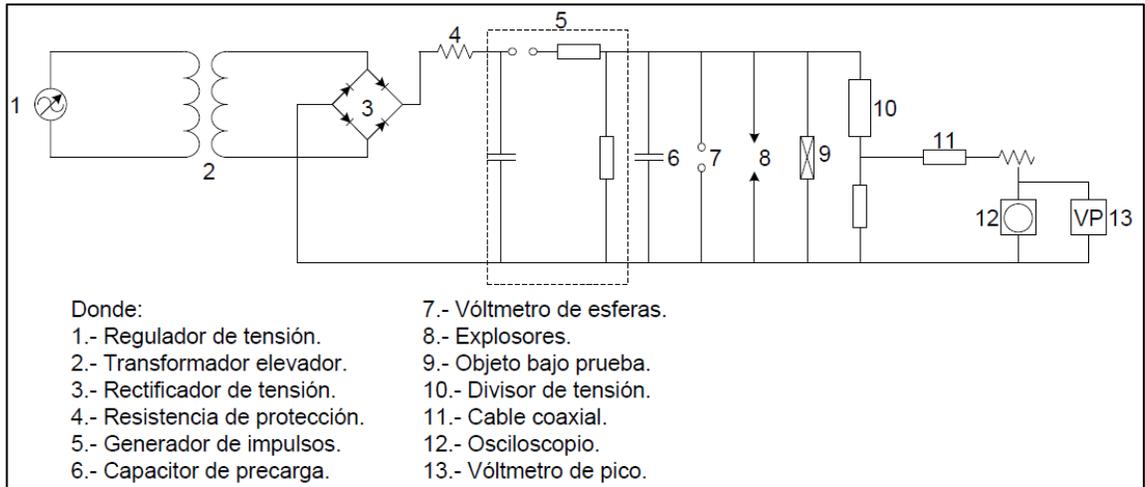
Figura 98. **Esquema eléctrico de un generador de impulso**



Fuente: HERNÁNDEZ, Andrés., LEDESMA, Rubén; PERERA, Vilchis. *Manual de pruebas a transformadores*. p. 50.

El diagrama unifilar del circuito para efectuar la prueba de impulso se muestra en la siguiente figura:

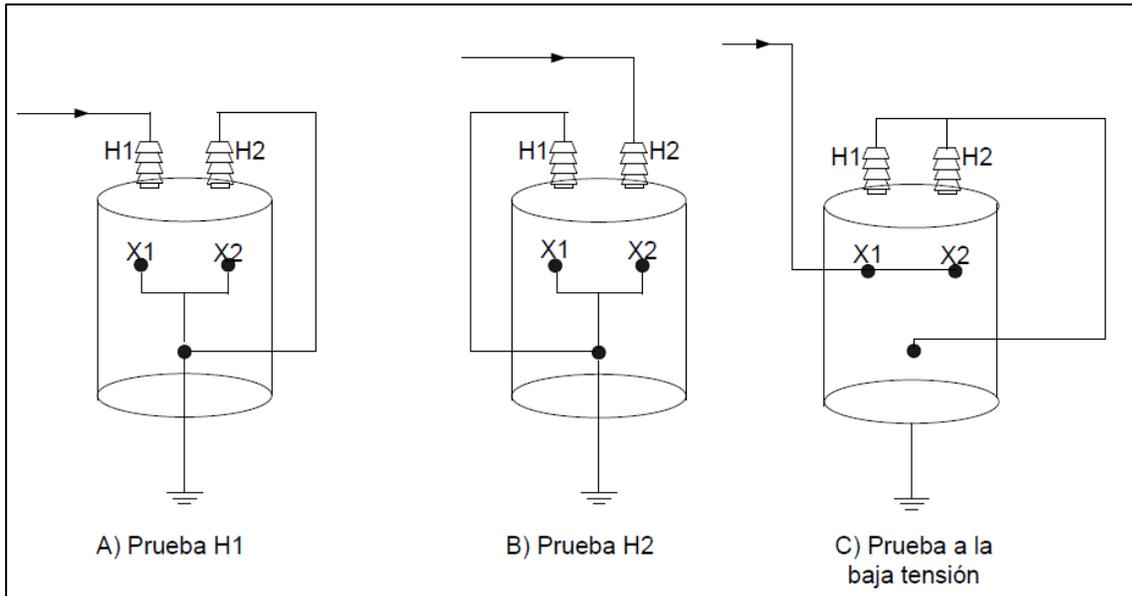
Figura 99. Esquema eléctrico para efectuar una prueba de impulso



Fuente: HERNÁNDEZ, Andrés., LEDESMA, Rubén; PERERA, Vilchis. *Manual de pruebas a transformadores*. p. 50.

Generalmente cada una de las terminales de los devanados se debe probar por separado. Las terminales del mismo devanado que no están siendo probadas deben conectarse directamente a tierra, así como también las terminales de los otros devanados que no están bajo prueba, con el fin de limitar altas tensiones inducidas. Estas conexiones se muestran en las siguientes figuras:

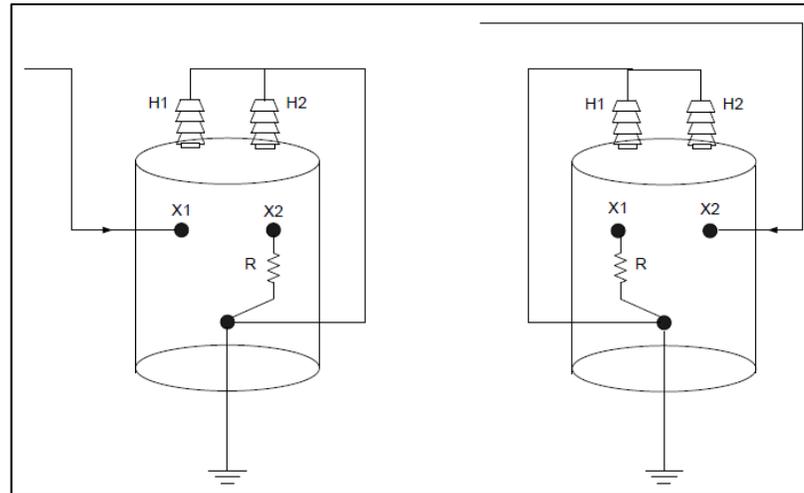
Figura 100. **Conexiones en un transformador para la prueba de impulso**



Fuente: HERNÁNDEZ, Andrés., LEDESMA, Rubén; PERERA, Vilchis. *Manual de pruebas a transformadores*. p. 51.

Como se observa en la figura (c) anterior, el devanado de baja tensión está puentado. Esto es aceptado cuando los devanados tienen impedancias tan bajas que la tensión requerida en los 40 μ s, no se puede obtener con el equipo disponible, debido a la carga tan grande que representa (Eficiencias muy bajas). Otra forma de probar devanados de baja impedancia es interconectando una resistencia no mayor de 500 ohms en la terminal a tierra del devanado, ver figura de abajo:

Figura 101. **Formas de conexión para efectuar una prueba de impulso, más rigurosa en el devanado de baja tensión**



Fuente: HERNÁNDEZ, Andrés., LEDESMA, Rubén; PERERA, Vilchis. *Manual de pruebas a transformadores*. p. 51.

10.1.8. Prueba de factor de potencia

El objetivo de la prueba es evaluar las condiciones del aislamiento de los devanados del transformador, es recomendado para detectar humedad y suciedad dentro de ellos. El factor de potencia está ligado directamente con la temperatura del transformador por lo que se refieren los resultados a una temperatura base de 20 °C como comparador.

Para realizar esta prueba se deben seguir con las siguientes recomendaciones:

- El transformador debe estar aislado de líneas, o todo tipo de conexión incluyendo neutro y sistemas de puesta a tierra.

- Las boquillas deben estar limpias y secas.
- Colocar puentes entre las terminales de las boquillas de cada devanado.
- Colocar el instrumento de manera adecuada y firme y a una distancia prudente.
- El instrumento debe estar aterrizado.
- Los taps del transformador deben colocarse en la posición 1.
- La humedad debe ser menor al 75 % en el momento de la prueba.
- Los rangos de las tensiones de prueba se presentan en la siguiente tabla:

Tabla LXXVI. **Tensiones recomendadas para la prueba de factor de potencia en transformadores de distribución y potencia llenos con aceite**

Rango de tensión del devanado (kV)	Tensión de prueba (kV)
12 o Más	10
4,04 a 8,72	5
2.4 a 4.8	2
Debajo de 2,4	1

Fuente: AGUILERA, Gustavo. *Pruebas y mantenimiento de transformadores*. p. 14.

Tabla LXXVII. **Tensiones de prueba recomendados para transformadores de distribución y potencia sumergidos en aceite, que se desean probar en la ausencia de este**

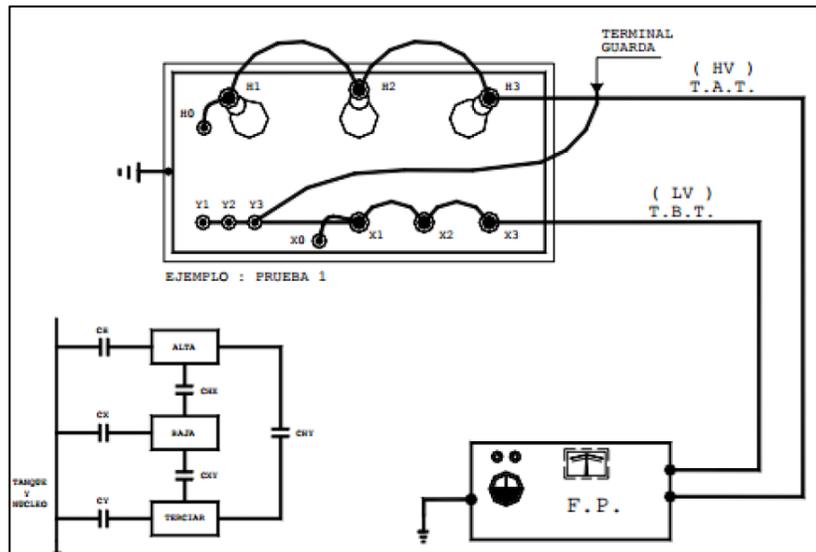
Rango de tensión del devanado en delta (kV)	Tensión de prueba (kV)
161 o más	10
115 a 138	5
34 a 69	2
12 a 25	1
Debajo de 12	0,5
12 o más	1
Debajo de 12	0,5

Fuente: AGUILERA, Gustavo. *Pruebas y mantenimiento de transformadores*. p. 14.

La tensión aplicada debe estar entre los límites del 5 % al 10 % de la tensión nominal del aislamiento (ANSI/IEEE C57.12.00-1980). Se puede probar bajo presión atmosférica de aire o nitrógeno, pero nunca bajo vacío.

La manera para realizar la medición se muestra en la siguiente imagen, la cual indica como colocar el dispositivo y las conexiones del transformador:

Figura 102. Prueba de factor de potencia del aislamiento



Fuente: AGUILERA, Gustavo. *Pruebas y mantenimiento de transformadores*. p. 16.

El criterio de utilizar para considerar un valor de Factor de Potencia aceptable, para un transformador con aislamiento clase A y sumergido en aceite, el valor debe ser de 0,5 a 1,0 %, a una temperatura de 20 °C.

Para valores mayores al 1,0 % de Factor de Potencia, se recomienda investigar la causa que lo origina, que puede ser provocada por degradación del aceite aislante, humedad o suciedad en los aislamientos o por posible deficiencia de alguna de las boquillas. Revisar la estadística de valores obtenidos en pruebas anteriores, con el objeto de analizar la tendencia en el comportamiento de dichos valores. Si se detecta que éstos se han ido incrementando, debe programarse un mantenimiento general.

10.2. Pruebas fisicoquímicas a transformadores

La celulosa del aislamiento de los devanados y el mismo aceite mineral dentro de la cuba del transformador sufren desgaste por envejecimiento y aplicación de calor. Tres son los factores que aceleran el envejecimiento: humedad, oxígeno y calor. La humedad aparece en el aceite debido a residuos de aire en el proceso de llenado, infiltración de aire atmosférico y descomposición de la celulosa y el aceite. La producción de agua se produce principalmente en puntos calientes en el transformador.

El aceite mineral se compone de una mezcla de hidrocarburos de los grupos químicos CH_3 , CH_2 y CH . La descomposición del aceite mineral de origen da lugar a los siguientes gases:

- Hidrógeno (H_2)
- Metano (CH_4)
- Etano (C_2H_6)
- Etileno (C_2H_4)
- Acetileno (C_2H_2)

A partir de las investigaciones de WD Halstead en 1973, se asocian los gases con determinados niveles energéticos de los eventos que los producen:

- Eventos de baja energía: se forman hidrógeno, metano y etano. Temperaturas $< 500^\circ\text{C}$ y descargas parciales.
- Eventos de media energía: se forma gas etileno. Temperaturas entre 500°C y $1\,000^\circ\text{C}$.
- Eventos de alta energía: se forma acetileno. Temperaturas arriba de $1\,000^\circ\text{C}$.

En el caso del aislamiento, este generalmente contiene celulosa, la cual desprende dióxido de carbono (CO₂), para eventos de baja energía y monóxido de carbono (CO), para eventos de mediana y alta energía.

Cierta cantidad de gases está siempre disuelta en el aceite, al interpretar los resultados del análisis es importante compararlos con registros históricos para observar aumentos o con límites aceptados en la industria.

Por ejemplo, sumando la cantidad de hidrógeno, metano y etano en partículas por millón (ppm) es posible utilizar la siguiente tabla.

Tabla LXXVIII. **PPM del estado del aislante del transformador**

PPM	Estado del aislante del transformador
0-500	Satisfactorio
500-1 000	Monitoreo necesario
>1 000	Descomposición significativa. Monitoreo constante
>2 500	Descomposición significativa. Necesario identificar falla.

Fuente: SIVAJI, Chakravorti., DEBANGSHU, Dey; BISWENDU, Chatterjee. *Recent trends in the condition monitoring of transformers.* p. 124.

La concentración de gases aumenta debido al envejecimiento del transformador, los niveles normales producto de estudios estadísticos se muestran a continuación:

Tabla LXXIX. **Concentración de gases del transformador**

Gas (ppm)	<4 año	4 a 10 años	>10 años
Hidrógeno	100-150	200-300	200-300
Metano	50-70	100-150	200-300
Etano	30-50	100-150	800-1000
Etileno	100-150	150-200	200-400
Acetileno	20-30	30-50	100-150
Monóxido de Carbono	200-300	400-500	600-700
Dióxido de Carbono	3 000-3 500	4 000-5 000	9 000-12 000

Fuente: SIVAJI, Chakravorti., DEBANGSHU, Dey; BISWENDU, Chatterjee. *Recent trends in the condition monitoring of transformers.* p. 125.

Una vez se hayan detectado cantidades excesivas de un determinado gas en la muestra de aceite, se puede utilizar la siguiente tabla para empezar el diagnóstico:

Tabla LXXX. **Posibles fallas de acuerdo a los gases clave**

Gases clave	Posible falla
Metano y etano	Sobrecalentamiento gradual
Dióxido y monóxido de carbono	Transformador sobrecargado o sobrecalentado
Etileno	Sobrecalentamiento en conexiones
Monóxido de carbono	Sobrecalentamiento en el aislamiento con celulosa
Hidrógeno	Descarga de Corona, electrólisis del agua o corrosión
Hidrógeno con monóxido o dióxido de carbono	Descarga de corona en el aislamiento con celulosa o severo sobrecalentamiento
Hidrógeno y metano	Descargas de corona o descargas parciales en el aceite
Hidrógeno y metano con trazas de etano y etileno	Chispas descomponiendo el aceite
Hidrógeno, metano, dióxido y monóxido de carbono, sin acetileno	Chispas descomponiendo el aislamiento con celulosa

Continuación de la tabla LXXX.

Hidrógeno y Acetileno	Arco en el aceite
Grandes cantidades de Hidrógeno	Arco de alta energía en el aceite
Grandes cantidades de hidrógeno, metano y etileno	Arco de alta temperatura focalizado
Grandes cantidades de hidrógeno, metano y etileno con dióxido y monóxido de carbono	Arco de alta temperatura afectando el aceite y el aislamiento con celulosa

Fuente: SIVAJI, Chakravorti., DEBANGSHU, Dey; BISWENDU, Chatterjee. *Recent trends in the condition monitoring of transformers.* p. 126.

Otro método de diagnóstico es el método de razones de Roger. Este método tiene hasta un 80 % de eficacia en el diagnóstico de transformadores de potencia. El método de razones utiliza la razón entre las cantidades de gases disueltos; estas cantidades son muy pequeñas y es preciso contar con cantidades suficientes de gases para garantizar que no se han dado lecturas erróneas, los límites aceptables son los siguientes:

Tabla LXXXI. **Gases principales y su concentración**

Gases Principales	Concentración (ppm)
Monóxido de carbono (CO)	350
Metano (CH ₄)	120
Hidrógeno (H ₂)	100
Etano (C ₂ H ₆)	65
Etileno (C ₂ H ₄)	50
Acetileno (C ₂ H ₂)	35

Fuente: SIVAJI, Chakravorti., DEBANGSHU, Dey; BISWENDU, Chatterjee. *Recent trends in the condition monitoring of transformers.* p. 127.

Con los datos en niveles aceptables se calculan las razones siguientes:

$$R1 = \frac{\text{Metano}}{\text{Hidrógeno}}, R2 = \frac{\text{Acetileno}}{\text{Etileno}}, R3 = \frac{\text{Etileno}}{\text{Etano}}, R4 = \frac{\text{Etano}}{\text{Metano}}$$

Las razones calculadas se traducen a códigos con la siguiente tabla:

Tabla LXXXII. **Códigos de las razones calculadas**

Radio	Rango	Código	Rango	Código
R1	≤0,1	5	≥1 y <3	1
	>0.1 y <1	0	≥3	2
R2	<0,5	0	≥0,5 y <3	1
	≥3	2		
R3	<1	0	≥1 y <3	1
	≥3	2		
R4	<1	0	≥	1

Fuente: SIVAJI, Chakravorti., DEBANGSHU, Dey; BISWENDU, Chatterjee. *Recent trends in the condition monitoring of transformers.* p. 129.

Con los códigos se recurre a la siguiente tabla de diagnóstico:

Tabla LXXXIII. **Tabla de diagnóstico**

Tipo de falla	R1	R2	R3	R4
Deterioro normal	0	0	0	0
Descarga Parcial	5	0	0	0
Sobrecalentamiento <150°C	≥1	0	0	0
Sobrecalentamiento entre 150°C y 200°C	≥1	0	0	1
Sobrecalentamiento entre 200°C y 300°C	0	0	0	1
Calentamiento general de los conductores	0	0	1	0
Corrientes circulantes en conductores	1	0	1	0
Corrientes parásitas en el núcleo, tanque.	1	0	2	0
Conexiones sobrecalentadas	1	0	2	0
Flashover	0	1	0	0

Continuación de la tabla LXXXIII.

Arco	0	≥1	≥1	0
Chispas continuas	0	2	2	0
Descarga parcial con tracking	5	≥1	0	0

Fuente: SIVAJI, Chakravorti., DEBANGSHU, Dey; BISWENDU, Chatterjee. *Recent trends in the condition monitoring of transformers.* p. 130.

En algunas ocasiones los valores de los códigos podrían quedar fuera de la tabla, esta es la consecuencia de un método con valores discretos. Existe un método para considerar valores continuos: el triángulo de Duval revisado. El triángulo de Duval tiene siete categorías para identificar el origen de los gases en el aceite:

Tabla LXXXIV. **Código de las categorías del triángulo de Duval**

Problema	Código
Descarga Parcial	PD
Descarga de baja energía	D1
Descarga de alta energía	D2
Mezcla de fallas eléctricas y térmicas	DT
Fallas térmicas <300 °C	T1
Fallas térmicas entre 300 °C y 700 °C	T2
Fallas Térmicas >700 °C	T3

Fuente: SIVAJI, Chakravorti., DEBANGSHU, Dey; BISWENDU, Chatterjee. *Recent trends in the condition monitoring of transformers.* p. 131.

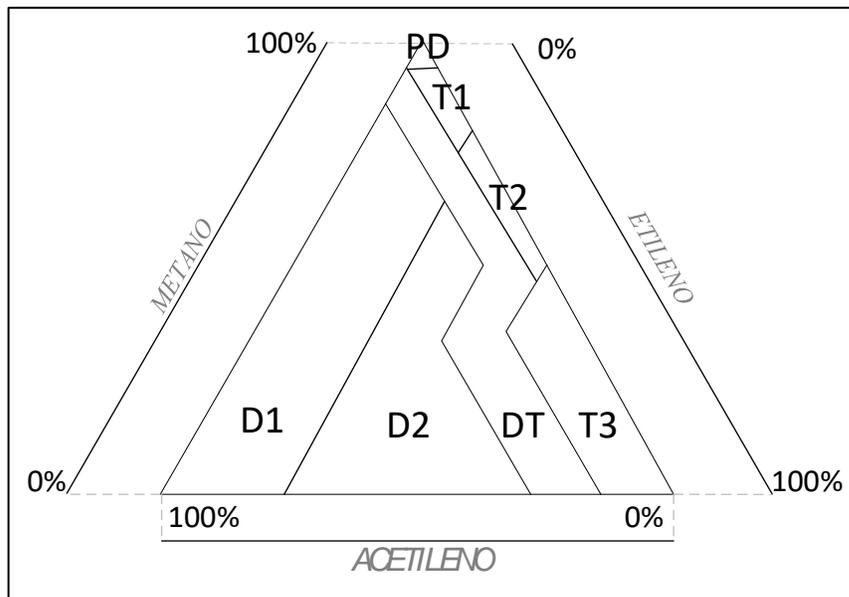
El triángulo de Duval se reproduce a continuación, para efectuar mediciones en el triángulo es recomendable obtener una impresión técnica y detallada del mismo. Se utilizan los porcentajes relativos de metano, etileno y acetileno calculados de la siguiente forma:

$$\% \text{metano} = \frac{\text{metano}_{\text{ppm}}}{\text{metano}_{\text{ppm}} + \text{etileno}_{\text{ppm}} + \text{acetileno}_{\text{ppm}}}$$

$$\% \text{etileno} = \frac{\text{etileno}_{\text{ppm}}}{\text{metano}_{\text{ppm}} + \text{etileno}_{\text{ppm}} + \text{acetileno}_{\text{ppm}}}$$

$$\% \text{acetileno} = \frac{\text{acetileno}_{\text{ppm}}}{\text{metano}_{\text{ppm}} + \text{etileno}_{\text{ppm}} + \text{acetileno}_{\text{ppm}}}$$

Figura 103. Triangulo de Duval



Fuente: SIVAJI, Chakravorti., DEBANGSHU, Dey; BISWENDU, Chatterjee. *Recent trends in the condition monitoring of transformers.* p. 132.

- Eficacia del diagnóstico por gases disueltos

Si el diagnóstico es correcto o no depende del error analítico con el que el laboratorio entrega los resultados. Un error menor al 10 % es aceptable. Con un

error del 10 % al 40 % hay gran incertidumbre y con errores mayores a 40 % no es posible obtener un diagnóstico fiable.

- Grado de polimerización

Otra medición útil para determinar el estado del aislamiento del transformador es el índice de polimerización. El papel utilizado como aislante es 90 % celulosa, la celulosa es un polímero formado por monómeros, el número de monómeros es conocido como grado de polimerización (GP). Después del proceso de secado al que es sometido el aislamiento, el GP es de alrededor de 950. La celulosa se descompone por degradación térmica, degradación oxidante y degradación hidrolítica. Aunque la degradación afecta más la resistencia a la tensión del papel que su rigidez dieléctrica; puede causar el fallo del equipo.

Existen métodos directos para la medición del GP, pero requieren muestras del papel aislante, esto no es funcional para mantenimientos preventivos del transformador. La descomposición de la celulosa no sólo ocasiona óxidos carbónicos (CO y CO₂) sino también derivados del componente aromático denominado furan. El contenido de furan en el aceite puede ser utilizado para estimar el estado del aislamiento. Hay que considerar que el papel no se descompone de manera uniforme, y el desgaste en puntos calientes será superior al que se estime en la prueba de GP. Medidas empíricas avalan los siguientes intervalos de diagnóstico:

Tabla LXXXV. **Condición del aislamiento a través de la cantidad de furan**

Cantidad de furan en mg/l	Condición del aislamiento
< 0,1	Aceptable
Entre 0,1 y 0,25	Cuestionable
>0,25	Inaceptable

Fuente: SIVAJI, Chakravorti., DEBANGSHU, Dey; BISWENDU, Chatterjee. *Recent trends in the condition monitoring of transformers.* p. 133.

Uno de los componentes del furan es el furfural (2FAL), con la cantidad de 2FAL expresada en mg/kg de aceite se puede estimar el GP con la siguiente fórmula experimental europea:

$$GP = \frac{7\ 100}{8,88 + 2FAL}$$

- Tiempo de vida restante del transformador

El tiempo de vida de un transformador se puede calcular desde distintos enfoques:

- Tiempo de vida física: referida al tiempo en que el transformador ya no podrá operar dadas las condiciones de carga actuales.
- Tiempo de vida técnica: tiempo en que será necesario reemplazar el transformador por razones técnicas, como mantenimiento excesivo o inexistencia de repuestos.

- Tiempo de vida económica: el equipo se deprecia y el costo del mantenimiento se incrementa, con el tiempo será eficiente en el costo reemplazar el transformador por una unidad nueva.

Con el valor del grado de polimerización (GP) se puede estimar el porcentaje de vida restante del transformador con la siguiente fórmula de Bandyopadhyay:

$$\%VR = -381,91574 + 72,053012 * \ln(GP)$$

Con el valor del 2FAL expresado en partículas por billón (ppb) y el valor total de furan en ppb, se puede estimar el porcentaje de vida restante con la siguiente fórmula de Bandyopadhyay:

$$\%VR = (10,598376 - 0,092978923 * \sqrt{2FAL})^2 \rightarrow \text{trans, tipo } 55 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$\%VR = (11,10373 - 0,15201543 * \sqrt{\text{furan}})^2 \rightarrow \text{trans, tipo } 65 \text{ } ^\circ\text{C}$$

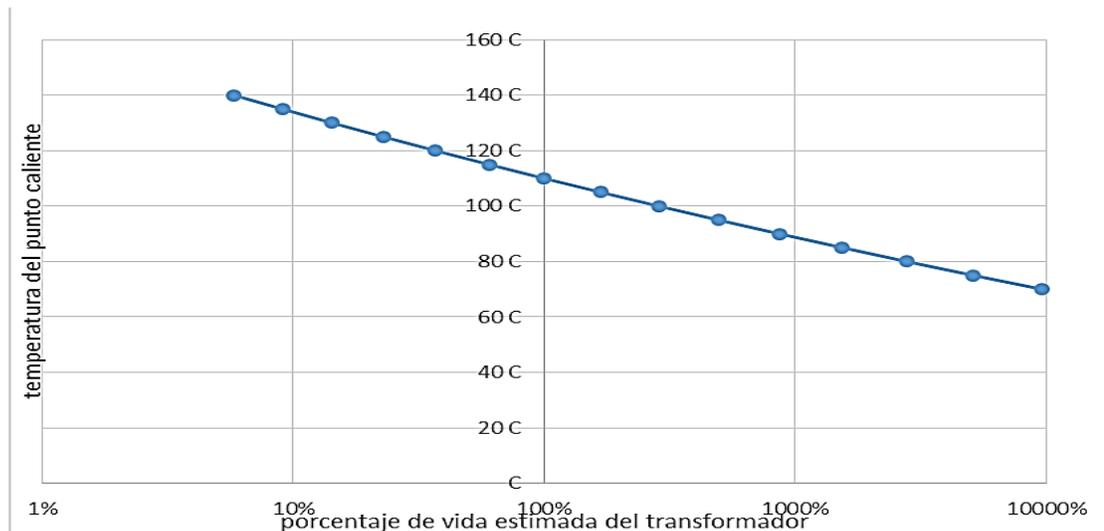
Un método establecido por la IEEE (C57.92-1981) para estimar el tiempo de vida en pu (= vida esperada/vida normal), proporciona la siguiente ecuación para aislamientos de celulosa:

$$\text{Vida}_{pu} = 9,8 \times 10^{-18} e^{\left(\frac{15\,000}{\Theta_H + 273}\right)}$$

Donde Θ_H es la temperatura del punto caliente del devanado. Esta es la denominación que se aplica al punto más caliente en el devanado de un transformador. La fórmula corresponde a la gráfica siguiente. Para este gráfico se ha considerado que la temperatura ambiente es de 30 °C, el aislamiento

soporta una elevación de 65 °C y que hay un gradiente hacia el punto caliente de no más de 15 °C. Así, a 110 °C el transformador tiene una esperanza de vida del 100 % de su vida normal. Las elevaciones de temperatura ocasionan la disminución de la vida del transformador, en el gráfico se aprecia que la vida esperada para las condiciones indicadas baja a menos del 10 % de la vida normal alrededor de los 135 °C, y al 1% a los 160 °C.

Figura 104. **Temperatura del punto caliente vrs vida del transformador**



Fuente: SIVAJI, Chakravorti., DEBANGSHU, Dey; BISWENDU, Chatterjee. *Recent trends in the condition monitoring of transformers.* p. 134.

CONCLUSIONES

1. La normativa en esta auditoría energética define como estructurar los sistemas que ayuden al aprovechamiento, utilización y mejora en su uso, como se realiza una auditoría energética, sus principios y requisitos, adicional las normas complementarias para determinar los valores adecuadas del funcionamiento del sistema eléctrico de la institución.
2. En base a las mediciones realizadas se percató que la DGC, no cuenta con la iluminación adecuada establecida por el acuerdo gubernativo 229-2014, y son muy pocas áreas las que cumplen con lo requerido.
3. La norma NEC 2017 establece que los tableros no deben superar una variación de voltaje del 5 %, lo cual fue bastante notorio en varias mediciones realizadas, las cuales representan pérdidas térmicas en los conductores.
4. Las corrientes de fase tienen un desbalance del 12 %, el cual no debe excederse del 10 %, porque afecta al sistema en cuanto a calentamiento de conductores, conectores y protecciones, adicionalmente origina corrientes por el neutro.
5. La termografía es uno de los métodos más efectivos en el momento de realizar un mantenimiento predictivo, no requiere de conexión física, trabaja a distancia del dispositivo. Las fallas son llamadas puntos calientes, y se deben al sobrecalentamiento de un dispositivo cuando experimenta un aumento de la resistencia debido a un falso contacto,

corrosión, entre otros. expresado por medio del calor debido a su mala conducción.

6. Los dispositivos electrónicos como computadoras, servidores, entre otros. Las cuales son herramientas cotidianas en la labor diaria de la DGC, son alimentadas por fuentes no lineales y conmutadas, estas mismas inyectan al sistema eléctrico distorsiones de la onda senoidal, los cuales son llamados distorsiones armónicas, estas causan un incremento a la corriente rms, lo cual genera sobrecargas, perdidas suplementarias que aceleran el envejecimiento en conductores y en la mayoría de casos su sobredimensionamiento, transformadores, entre otros. Al igual que la tensión causando perturbaciones en equipos más sensibles. Las armónicas más dañinas al sistema son las impares entre el orden de la 3ra, 9na y 15va, ya que estas van sumándose en el neutral. Estos problemas se pueden prevenir con el uso de fuentes más modernas las cuales cuentan con filtros incorporados dentro de sí mismas para desvanecer el problema las distorsiones en el sistema, al igual que la medición, cálculo e instalación de filtros pasivos, activos e híbridos.

7. El factor de potencia es de los parámetros más importantes al momento de medir, este proporciona la relación de consumo versus energía aprovechada y la no aprovechada. El valor en el que la DGC se encuentra es de 0,96 promedio, e indica que tiene pocos dispositivos inductivos los cuales pueden inferir en este factor y que tendrían que ser corregidos con un banco de capacitores previamente dimensionados y que se aprovecha de gran manera la energía proporcionada por la EEGSA.

8. Una variación de las cargas en sistema eléctrico representa un desbalance, ya sea desde el punto de vista de la tensión y de la corriente suministrada los cuales pueden traer resultados como la aparición de corriente en el neutral y sobrecargas de fase o fases de acuerdo al tipo de desbalance que presente.
9. Como parte de los sistemas para salvaguardar a las personas en el momento de realizar cualquier tipo mantenimiento incluyendo su equipo de protección personal, se encuentra la puesta a tierra, la cual consiste en instalar por debajo de cierta distancia en la superficie terrestre, una varilla de cobre, una malla y una malla con electrodos, los cuales tiene como fin eliminar fallos como corrientes de fuga, descargas electrostáticas, entre otros.
10. El pararrayos también forma parte de los sistemas de seguridad, puede evitar a que una o varias descargas electroatmosféricas no lleguen a dañar personas, edificios, antenas, etc. Se debe diseñar un sistema de puesta a tierra muy eficiente y de baja impedancia, debido a que las descargas electroatmosféricas normalmente son de alta corriente y frecuencia, y lo que se pretende es reducir la cantidad de tensión final en el conductor de bajada a tierra y a la malla para que se puede disipar en el menor tiempo posible. El tipo de cebado seleccionado es elemental, porque mejora la trayectoria en el momento de la descarga.
11. Los sistemas fotovoltaicos son concepciones modernas de la obtención de las ondas electromagnéticas del sol, principal fuente de energía del planeta, a través de paneles, que son funcionales y amigables con el ambiente. Estos pueden aportar parcial o total de la necesidad energética de la institución dependiendo de la cantidad de presupuesto

del proyecto, espacio para su instalación, cantidad de radiación solar anual para mantener la producción constante, si es un sistema que contará con un medidor bidireccional o almacenará energía en bancos de baterías.

12. El ahorro de energía es el fin que logra cualquier persona o institución, la cual está comprometida con la mejora constante de su actuar, de sus dispositivos y por último su sistema eléctrico en búsqueda de la reducción del costo de su facturación mensual, que tiene como fin la mejora ambiental, la reducción de CO₂, que como secuela trae la disminución de uso de derivados del petróleo (en el caso de las termoeléctricas), entre otras.

RECOMENDACIONES

1. Se debe hacer realizar un nuevo levantamiento eléctrico debido a que no se cuenta con planos actualizados de fuerza e iluminación, para tener mejor detalle de la situación actual de los circuitos.
2. Se deben balancear las cargas en los tableros de distribución debido al desbalance existente en el tablero principal el cual tiene como resultado la corriente de neutro que existe actualmente.
3. Se debe contar con un manual de mantenimientos los cuales programen y detallen tanto los procesos de supervisión, como las reparaciones y sustituciones de elementos o materiales que ya no se encuentren en buenas condiciones.
4. Se deben hacer pruebas esporádicas para determinar el funcionamiento óptimo de la coordinación protecciones en el momento de un cortocircuito.
5. Se debe medir la puesta a tierra por lo menos 1 veces al año, para determinar las condiciones de la impedancia del aterrizaje y la inspección ocular de las uniones indiferentemente sea su tipo.
6. Se debe dar limpieza a los paneles solares constantemente con el fin de capturar la mayor parte de la radiación solar y no sea reducida su producción debido a polvo, suciedad, entre otros.

7. Se deben instalar dispositivos eléctricos los cuales tengan un gran aprovechamiento de la energía, con el fin de la reducción del consumo de la misma, al igual que dispositivos que generen en una mínima o insignificante proporción de armónicos en la red del sistema eléctrico de la institución con el fin de aumentar la calidad energética del lugar.
8. Se deben realizar termografías de una manera constante para determinar orígenes de las fallas o poder determinar sobrecargas temporales en los dispositivos actualmente instalados en la DGC.
9. Debido a que la Dirección General de Caminos se encuentra ubicada en un edificio perteneciente al patrimonio histórico del país, y puede sufrir daños de manera parcial o total debido a descargas electroatmosféricas, es indispensable la instalación de un pararrayos de manera pronta, para protegerlo de este tipo de fenómenos naturales.
10. Considerar las medidas de eficiencia energética que se plantearon anteriormente las cuales aportarían en una cantidad significativa a la reducción del costo la facturación mensual de la DGC. Las cuales son:
 - Instalación de paneles solares los cuales aportan una reducción de un 30 % al consumo total de la institución.
 - Cambio de lámparas fluorescentes a lámparas led, que reduciría a un 26,77 % la carga de energía de la DGC.
 - Y la puesta en marcha del plan de ahorro con los empleados del lugar, este aportaría un 20 % en el consumo generado por equipos de oficina,

este se vería reflejado en una pequeña proporción, pero sin inversiones, ni gastos adicionales.

11. Realizar el mantenimiento preventivo al transformador Padmounted (300 KVA), las cuales determinaran sus pérdidas, el tiempo de vida, entre otros. Estas pruebas como mínimas deberán ser:
 - Pruebas fisicoquímicas.
 - Pruebas eléctricas no destructivas. Como: pruebas de aislamiento, factor de potencia, entre otras.

BIBLIOGRAFÍA

1. BOYLESTAD, Robert. *Introducción al análisis de circuitos*. 10a ed. México: Pearson Educación, 2004. 1 220 p.
2. Certificación, A. E. *Norma UNE 21.186, protección de estructuras, edificaciones y zonas abiertas mediante pararrayos con dispositivos de cebado*. España: AENOR, 1996. 60 p.
3. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. *Normas de calidad del servicio de transporte y sanciones*. Guatemala: CNEE, 1999. 8 p.
4. _____. *Normas técnicas del servicio de distribución*. Guatemala: CNEE, 1999. 11 p.
5. COMMISSION, I. E. *Protection against lightning - Part 2: Risk management*. Ginebra, Suiza: IEC, 2010. 20 p.
6. Fundación Aquae. *Los gases de efecto invernadero*. [en línea]. <<https://www.fundacionaquae.org/emisiones-de-gases-de-efecto-invernadero/>>. [Consulta: 19 de mayo de 2019].
7. GRAINGER, John; STEVENSON, Willian. *Análisis de sistemas de potencia*. 1a ed. Naucalpan de Juárez, México: McGraw-Hill, 1996. 574 p.

8. IEEE Power Engineering Society. *IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding STD 80-2000*. USA: IEEE-SA Standards Board, 2000. 200 p.
9. INSIVUMEH. *Niveles cerámicos*. [en línea]. <<https://es.scribd.com/document/413520808/Mapa-Isoceramico-de-Guatemala-Jaguar>>. [Consulta: 11 de octubre de 2019].
10. Institute of Electrical and Electronics Engineers, Std 519. *IEEE recommended practice and requirements for harmonic control in electric power systems*. New York, USA: IEEE. 2014. 29 p.
11. Instituto Nacional Estadounidense de Estándares ANSI. *Standard for maintenance testing specifications*. Miami, USA: ANSI, 2011. 65 p.
12. Ministerio de Trabajo y Previsión Social. *Acuerdo Gubernativo 229-2014. Reglamento de Salud y Seguridad Ocupacional*. Guatemala: MTPS, 2014. 82 p.
13. MOLINA CASTAÑEDA, José Estuardo. *Criterios para selección, diseño, montaje y compración de costos en pararrayos para edificaciones aplicados en Guatemala*. Trabajo de graduación de Ing. Eléctrica. Facultad de Ingeniería. Universidad de San Carlos de Guatemala, 2004. 137 p.
14. National Fire Protection Association. *National electrical code*. [en línea]. <[https://www.barnesandnoble.com/w/national-electrical-code-2017-edition-nfpa/1126331263?ean=9781455912773#:~:text=NFPA%2070%20National%20Electrical%20Code,grounding%2C%20and%](https://www.barnesandnoble.com/w/national-electrical-code-2017-edition-nfpa/1126331263?ean=9781455912773#:~:text=NFPA%2070%20National%20Electrical%20Code,grounding%2C%20and%20)>

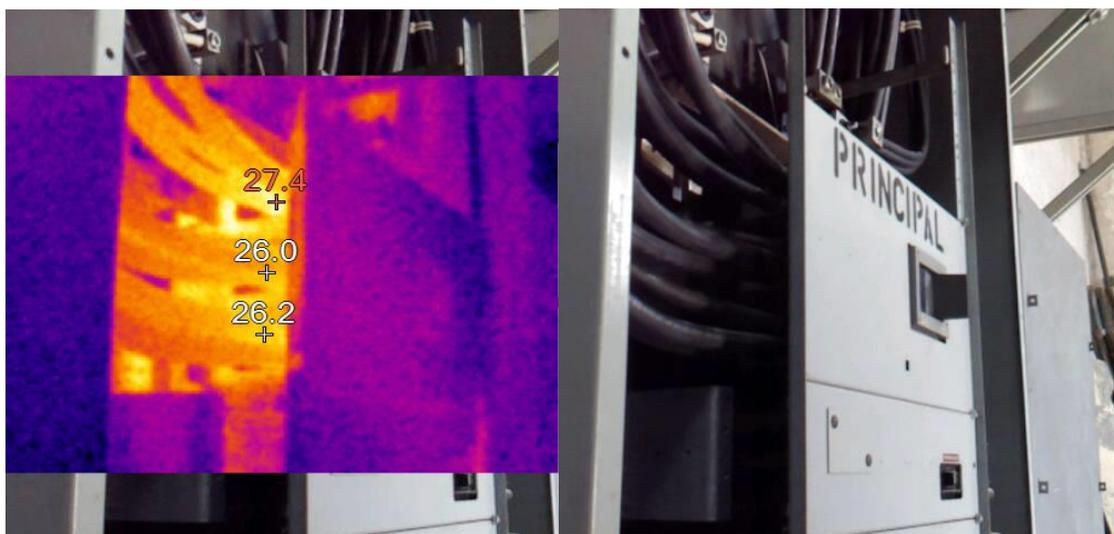
20installation%20of%20equipment>. [Consulta: 22 de septiembre de 2019].

15. PROCOBRE. *Sistemas de puestas a tierra*. [en línea]. <<https://valerings.ac.wordpress.com/2011/08/29/sistemas-de-puesta-a-tierra-procobre/>>. [Consulta: 4 de noviembre de 2019].
16. Ruelsa. *Sistema de puesta a tierra -Teoría, diseño, medición y mantenimiento*. [en línea]. <<https://www.ruelsa.com/notas/tierras/pe50.html>>. [Consulta: 25 de mayo de 2019].
17. SIVAJI, Chakravorti., DEBANGSHU, Dey. y BISWENDU, Chatterjee. *Recent trends in the condition monitoring of transformers*. 1a ed. Kolkata, India: Springer, 2013. 506 p.

APÉNDICES

Apéndice 1. Tablero principal de la DGC

Este tablero es el que proporciona toda la energía necesaria para el funcionamiento de la Dirección General de Caminos (Planta Central).

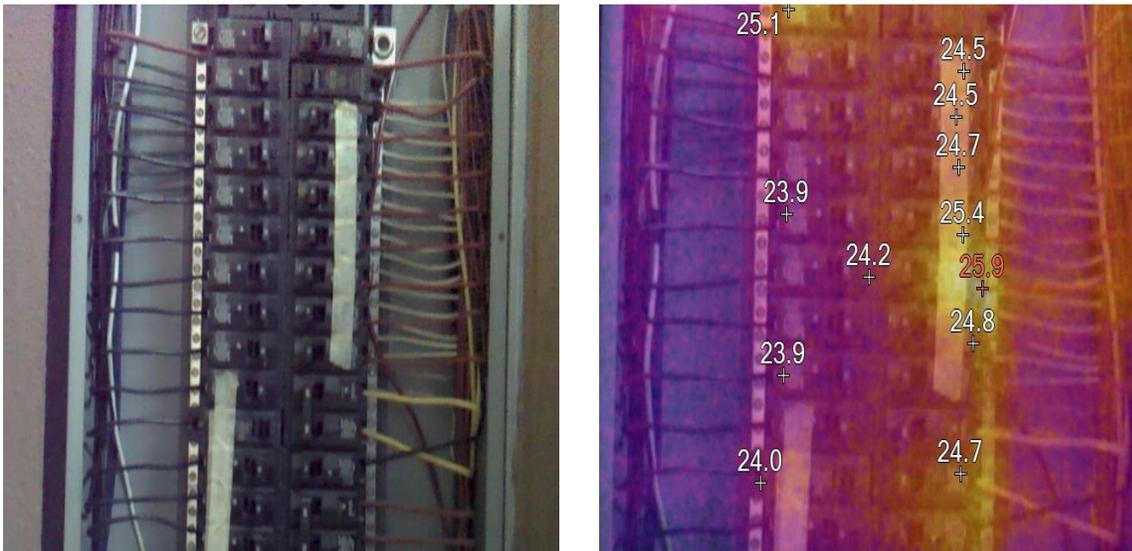


Fuente: elaboración propia.

El tablero principal no presenta ninguna anomalía ya que su temperatura en las fases de entrada con una máxima de 27,4 °C y una mínima de 26,0 °C los cuales no superan los 40 °C de la norma.

Apéndice 2. **Dirección General y Secretaria General (tablero de distribución)**

Tablero que como su nombre lo indica alimenta los circuitos de fuerza e iluminación de la Dirección General y la Secretaria General.

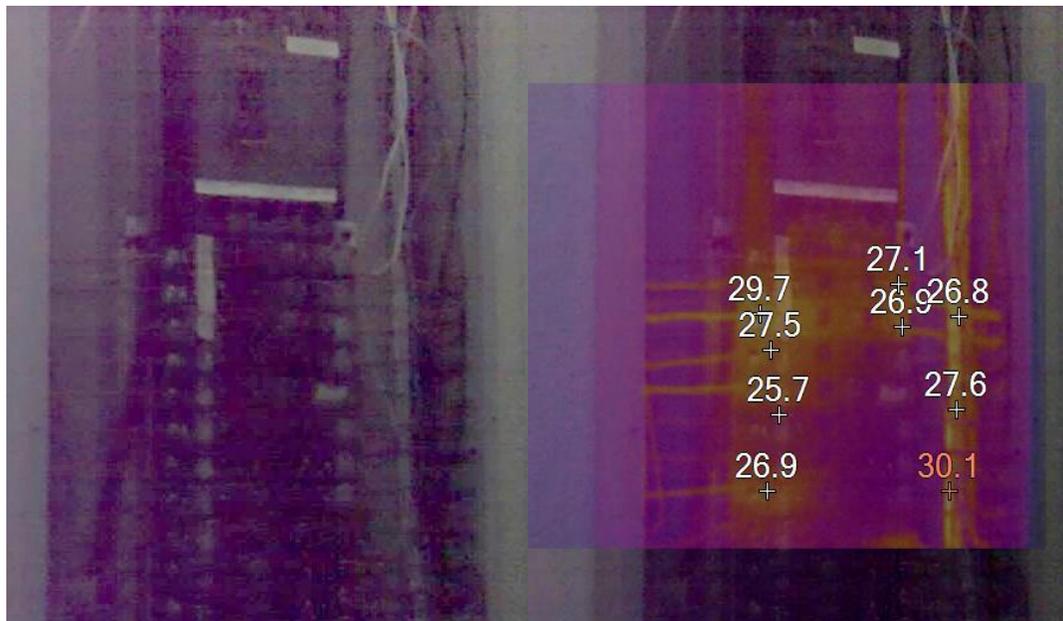


Fuente: elaboración propia.

El tablero principal no presenta ninguna anomalía ya que su temperatura en las fases de entrada con una máxima de 25,9 °C y una mínima de 23,9 °C los cuales no superan los 40 °C de la norma.

Apéndice 3. División administrativa (tablero de distribución)

Tablero que como su nombre lo indica alimenta los circuitos de fuerza e iluminación de la Dirección General y la Secretaria General.

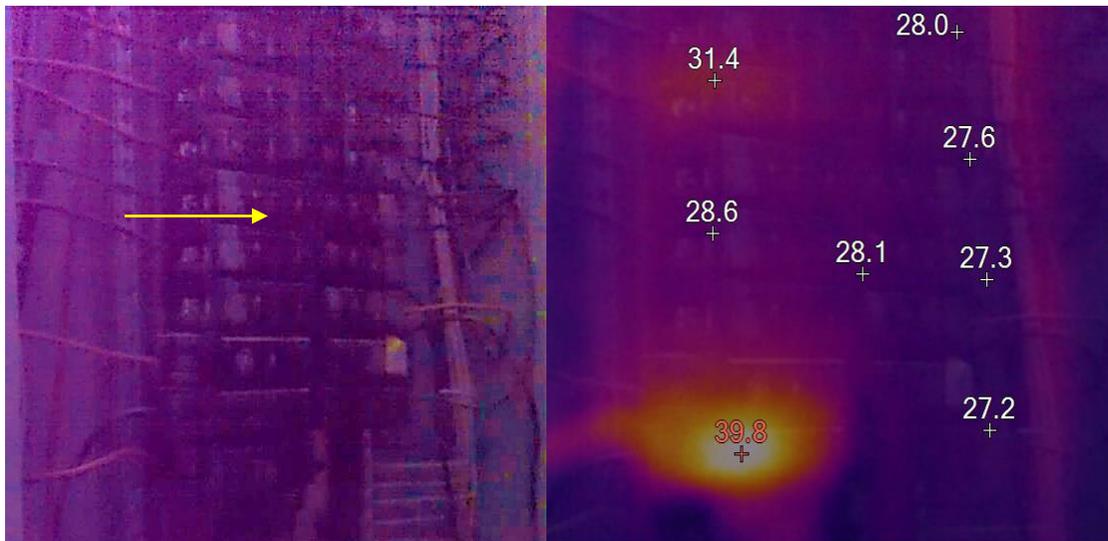


Fuente: elaboración propia.

El tablero de distribución no presenta ninguna anomalía ya que su temperatura en las fases de entrada con una máxima de 30,1 °C y una mínima de 25,7 °C los cuales no superan los 40 °C de la norma. Aunque tendría que hacer un chequeo debido a que la barra de neutro presenta un ligero calentamiento ya que es la máxima del tablero.

Apéndice 4. División planificación y estudios 1 (tablero de distribución)

Tablero que como su nombre lo indica alimenta un sector de los circuitos de fuerza e iluminación de la División de planificación y estudios 1.



Fuente: elaboración propia.

El tablero de distribución presenta dos anomalías o fallas porque su temperatura en los *brakers* de dos circuitos presentan una máxima de 39,8 °C y una segunda máxima de 31,4 °C, el primero esta cerca de superar los 40 °C de la norma, y el resto aun permanece dentro de los parametros de temperatura.

Apéndice 5. **División planificación y estudios 2 (tablero de distribución)**

Tablero que como su nombre lo indica alimenta un sector de los circuitos de fuerza e iluminación de la División de planificación y estudios 2.

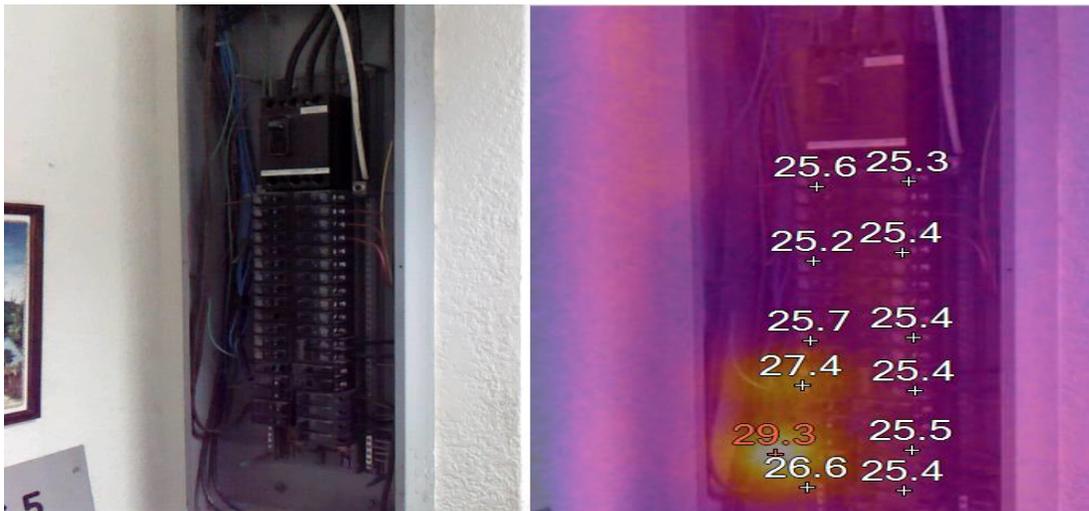


Fuente: elaboración propia.

El tablero de distribución no presenta fallas ya que su temperatura en los *brakers* de dos circuitos presentan una máxima de 24,2 °C, y una mínima de 27,3 °C, los cuales no superan los 40 °C de la norma. Por lo consecuente el resto aun permanece dentro de los parametros de temperatura. La temperatura de 28,7 °C, solo representa el reflejo del sol sobre el tablero y la medicion se encuentra fuera del mismo.

Apéndice 6. **División de supervisión de construcciones (tablero de distribución)**

Tablero que como su nombre lo indica alimenta los circuitos de fuerza e iluminación de la División de Supervisión de Construcciones.

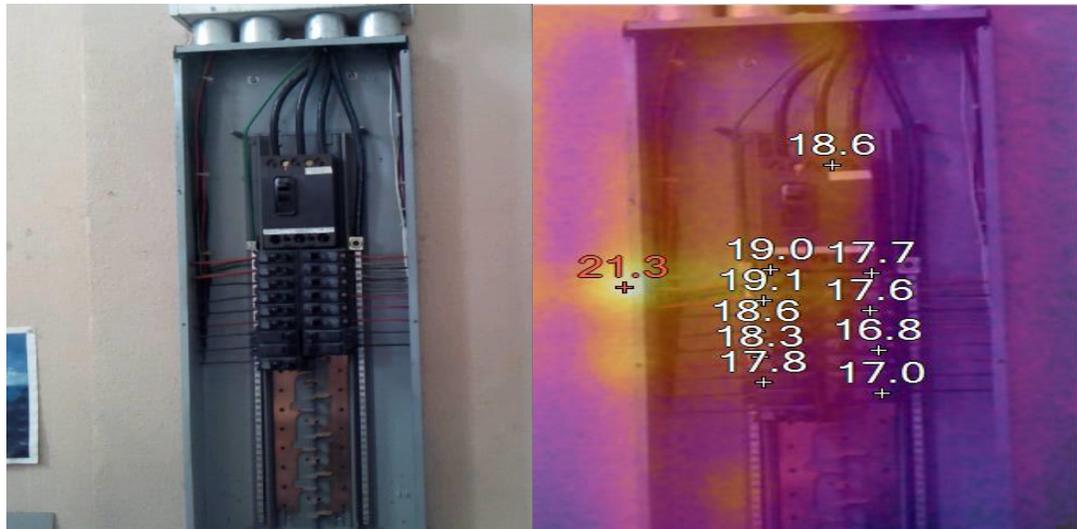


Fuente: elaboración propia.

El tablero de distribución no presenta ninguna anomalía ya que su temperatura encontrada sobre los *brakers* marca una temperatura máxima de 29,3 °C y una mínima de 25,2 °C los cuales no superan los 40 °C de la norma.

Apéndice 7. Unidad de Asesoría Jurídica (tablero de distribución)

Tablero que como su nombre lo indica alimenta los circuitos de fuerza e iluminación de la Unidad de Asesoría Jurídica.

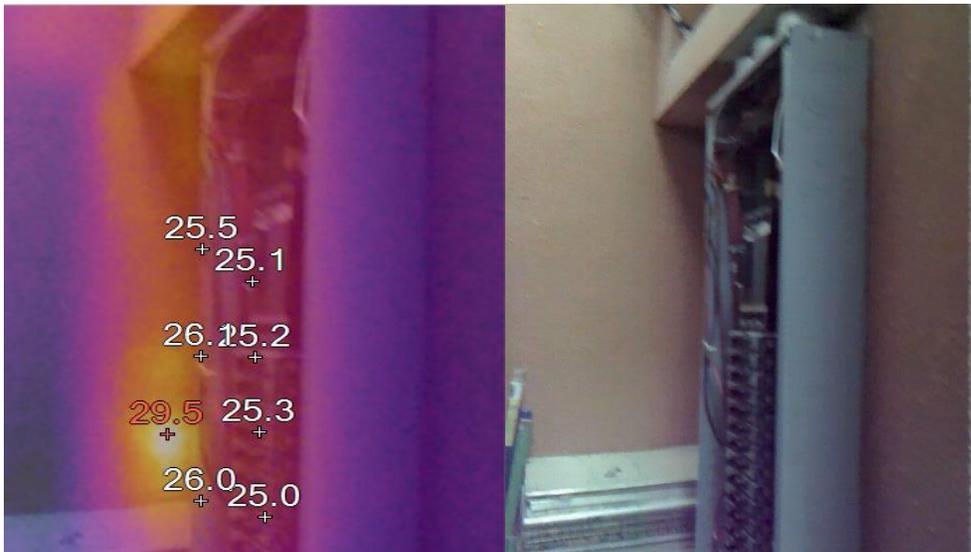


Fuente: elaboración propia.

El tablero de distribución no presenta ninguna anomalía ya que su temperatura encontrada sobre los *brakers* marca una temperatura máxima de 19,1 °C y una mínima de 17,0 °C los cuales no superan los 40 °C de la norma.

Apéndice 8. División financiera (tablero de distribución)

Tablero que como su nombre lo indica alimenta los circuitos de fuerza e iluminación de la División Financiera.

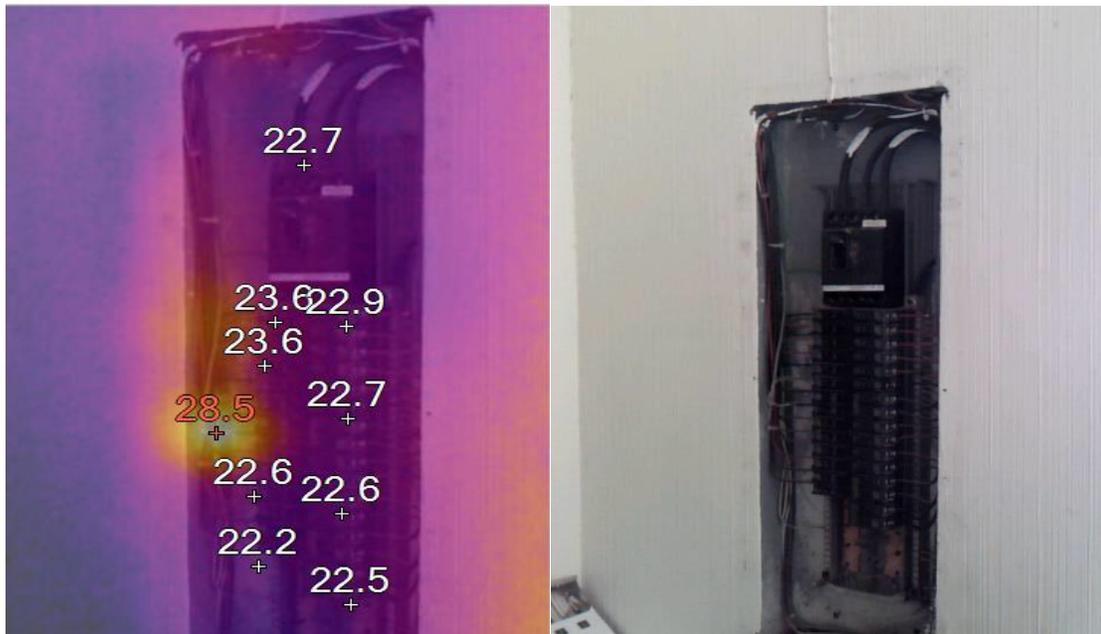


Fuente: elaboración propia.

El tablero de distribución no presenta ninguna anomalía ya que su temperatura encontrada sobre los *brakers* marca una temperatura máxima de 26,2 °C y una mínima de 15,2 °C los cuales no superan los 40 °C de la norma.

Apéndice 9. **Auditórium (tablero de distribución)**

Tablero que como su nombre lo indica alimenta los circuitos de fuerza e iluminación del auditórium.

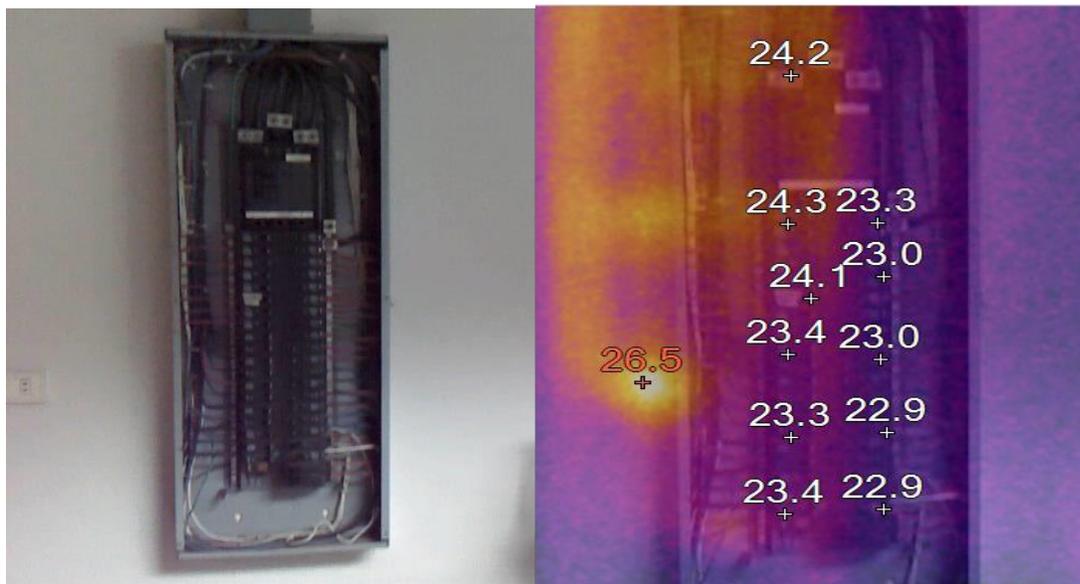


Fuente: elaboración propia.

El tablero de distribución no presenta ninguna anomalía, la temperatura encontrada sobre los *brakers* marca una temperatura máxima de 28,5 °C y una mínima de 22,5 °C los cuales no superan los 40 °C de la norma.

Apéndice 10. **División de Mantenimiento por Administración (tablero de distribución)**

Tablero que como su nombre lo indica alimenta los circuitos de fuerza e iluminación de la División de Mantenimiento por Administración.

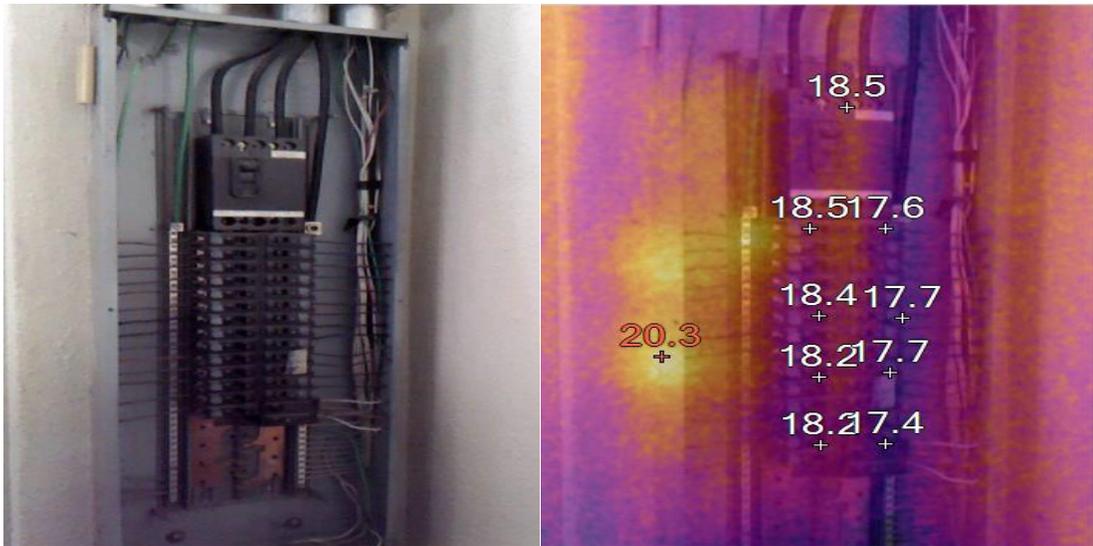


Fuente: elaboración propia.

El tablero de distribución no presenta ninguna anomalía, la temperatura encontrada sobre los *brakers* tiene una máxima de 24,3 °C y una mínima de 22,9 °C, estos no superan los 40°C de la norma. El valor termico de 26,5 °C solo representa el reflejo de la iluminación encontrada en el lugar.

Apéndice 11. Auditoría Interna (tablero de distribución)

Tablero que como su nombre lo indica alimenta los circuitos de fuerza e iluminación de Auditoría Interna.



Fuente: elaboración propia.

El tablero de distribución no presenta ninguna anomalía, la temperatura encontrada sobre los *brakers* tiene una máxima de 18,5 °C y una mínima de 17,4 °C, y no superan los 40°C de la norma. El valor termico de 20,3 °C solo representa el reflejo de la iluminación encontrada en el lugar.

Apéndice 12. **Multirestaurantes (tablero de distribución)**

Tablero que como su nombre lo indica alimenta los circuitos de fuerza e iluminación de los multirestaurantes.

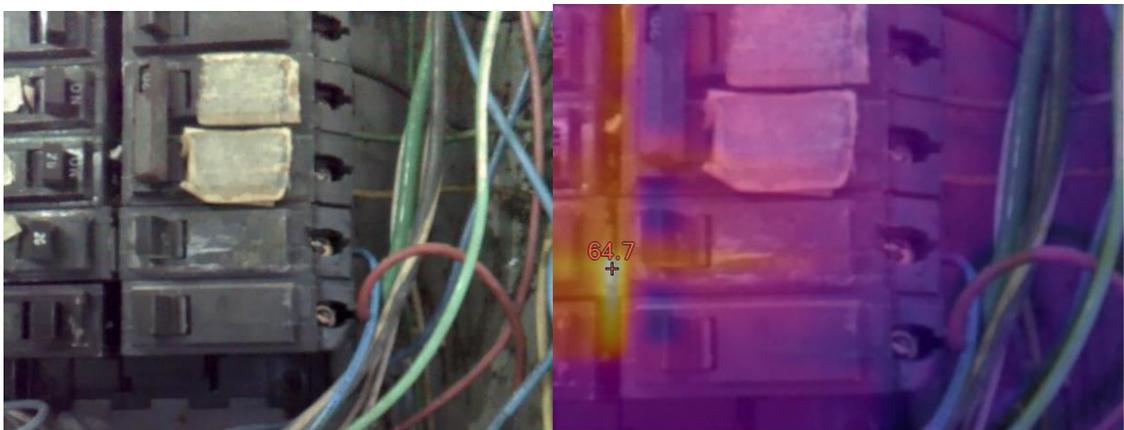


El tablero de distribución presenta una temperatura máxima de 47,6 °C y una mínima de 27,6 °C. siendo el valor máximo el que si supera los 40 °C de la norma, por lo que a este tablero se le hicieron variadas tomas termográficas, dando como resultado otros valores de temperatura en las siguientes gráficas: Como uno de los resultados se encuentra que la fase C ya presenta un calentamiento debido a que su temperatura 36,2 °C, ya es bastante cercana a los 40 °C. Adicional a ello se encuentra la máxima temperatura de 41,5 °C lo cual indica fallas, tales como sobrecarga, falso contacto o breaker defectuoso. Por lo cual se continuo con la verificación del tablero y se obtuvieron las siguientes termografías y resultados.

Continuación del apéndice 12.

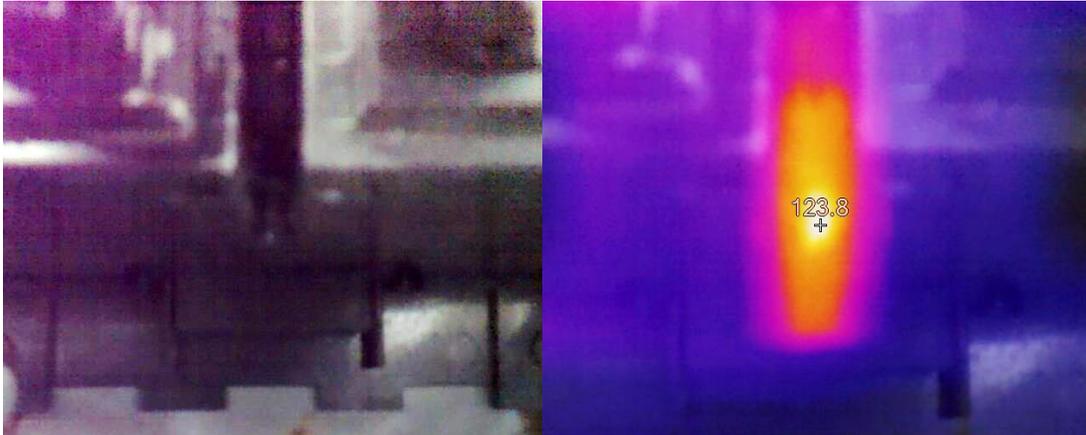


Analizando el valor desde una postura más cercana la temperatura varió y aumento a una maximo de 64,7 °C debido a tener una toma con mayor presición.

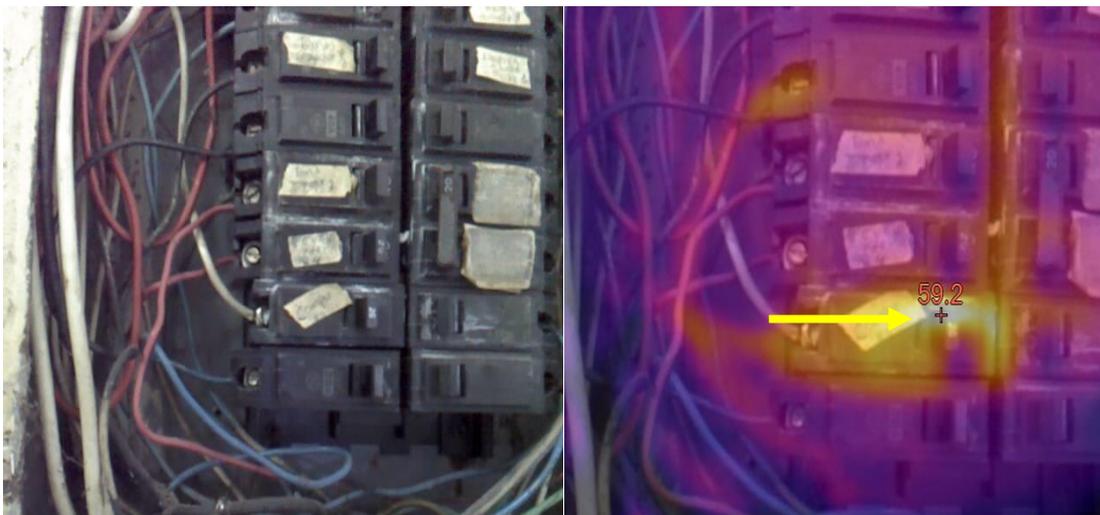


Al mismo tiempo se solicito el uso de la mayor parte de electrodomesticos, microondas, entre otros. Tratando de obtener el mayor consumo y hacer un chequeo de la temperatura en ese momento por lo cual, presento lo siguiente:

Continuación de apéndice 12.



En la parte final de este tablero se volvió hacer una toma termográfica con las condiciones anteriores y se obtuvo que la temperatura ascendió hasta los 123,8 °C, este ya es un nivel crítico en la barra. Se tomó el breaker más cercano a la barra y presento la siguiente condición:

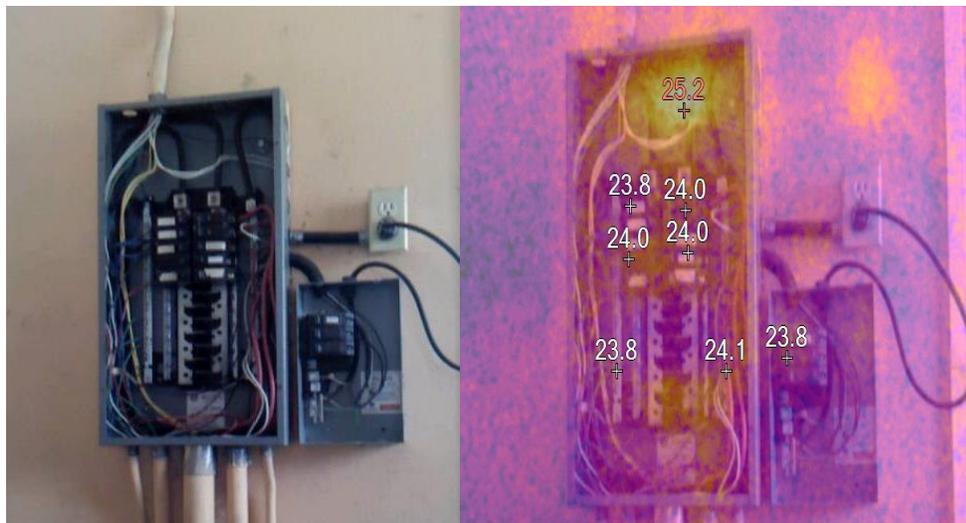


Fuente: elaboración propia.

Uno de los *breaker* presenta una temperatura de 59,2 °C, y demuestra que la barra ya transmite la temperatura hasta el interruptor de circuitos, que podría ser debido a un mal contacto, breaker mal dimensionado, debido a eso tolera la sobrecarga o simplemente, su sistema de disparo de dejar de funcionar.

Apéndice 13. Departamento de Combustibles y Lubricantes (tablero de distribución)

Tablero que como su nombre lo indica alimenta los circuitos de fuerza e iluminación del Departamento de Combustibles y Lubricantes.

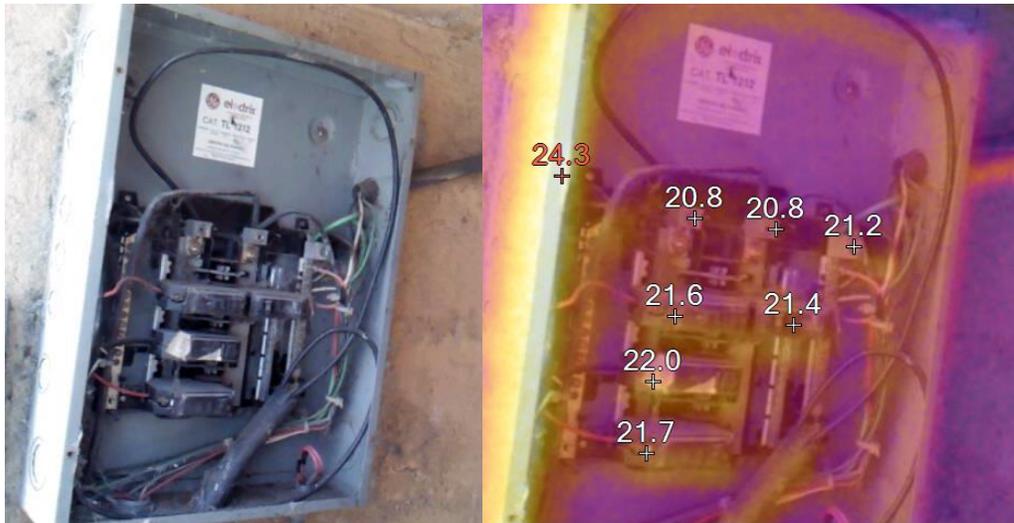


Fuente: elaboración propia.

El tablero de distribución no presenta ninguna anomalía, la temperatura encontrada sobre los *brakers* marca una temperatura máxima de 24,1 °C, y una mínima de 3,8 °C, estos no superan los 40 °C de la norma. El valor termico de 25,2 °C solo representa el reflejo de la iluminación encontrada en el lugar.

Apéndice 14. Iluminación externa posterior (tablero de distribución)

Tablero que como su nombre lo indica alimenta los circuitos de fuerza e iluminación del Departamento de Combustibles y Lubricantes.

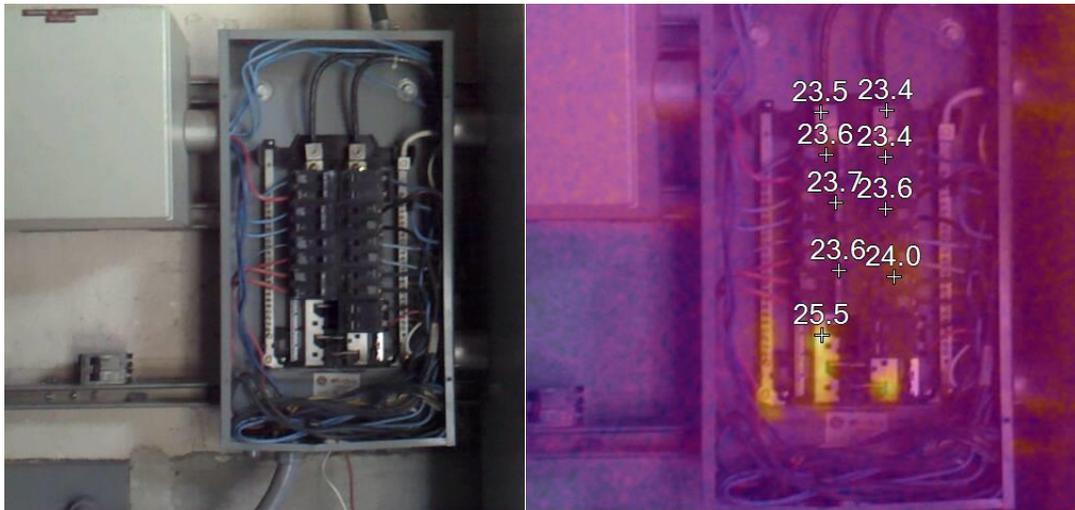


Fuente: elaboración propia.

El tablero de distribución no presenta ninguna anomalía, la temperatura encontrada sobre los *brakers* marca una temperatura máxima de 22,0 °C, y una mínima de 21,2 °C, los cuales no superan los 40 °C de la norma. El valor termico de 24,3 °C solo representa el reflejo de la iluminacion solar encontrada en el lugar.

Apéndice 15. Iluminación externa frontal (tablero de distribución)

Tablero que como su nombre lo indica alimenta los circuitos de fuerza e iluminación del Departamento de Combustibles y Lubricantes.



Fuente: elaboración propia.

El tablero de distribución no presenta ninguna anomalía porque la temperatura encontrada sobre los *brakers* presenta una máxima de 24,0 °C y una mínima de 23,4 °C los cuales no superan los 40 °C de la norma. El valor termico de 25,5 °C solo representa el reflejo de la iluminación encontrada en el lugar.

