



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

**ESTUDIO DE CALIDAD DE ENERGÍA Y ELABORACIÓN DEL MANUAL DE
PROCEDIMIENTOS PARA MANTENIMIENTO ELÉCTRICO PREVENTIVO Y
PREDICTIVO, EN EL HOSPITAL NACIONAL PEDRO DE BETHANCOURT**

Teddy Vittorio Ramírez Arrazola

Asesorado por el Ing. Selvin Alexander González Velásquez

Guatemala, octubre de 2021

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**ESTUDIO DE CALIDAD DE ENERGÍA Y ELABORACIÓN DEL MANUAL DE
PROCEDIMIENTOS PARA MANTENIMIENTO ELÉCTRICO PREVENTIVO Y
PREDICTIVO, EN EL HOSPITAL NACIONAL PEDRO DE BETHANCOURT**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

TEDDY VITTORIO RAMÍREZ ARRAZOLA

ASESORADO POR EL ING. SELVIN ALEXANDER GONZALEZ VELASQUEZ

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELÉCTRICO

GUATEMALA, OCTUBRE 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. Kevin Vladimir Cruz Lorente
VOCAL V	Br. Fernando José Paz González
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Inga. Aurelia Anabela Cordova Estrada
EXAMINADOR	Ing. Armando Alonso Rivera Carrillo
EXAMINADOR	Ing. Kenneth Issur Estrada Ruiz
EXAMINADOR	Ing. Natanael Jonathan Requena Gómez
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez.

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

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

ESTUDIO DE CALIDAD DE ENERGÍA Y ELABORACIÓN DEL MANUAL DE PROCEDIMIENTOS PARA MANTENIMIENTO ELÉCTRICO PREVENTIVO Y PREDICTIVO, EN EL HOSPITAL NACIONAL PEDRO DE BETHANCOURT

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 15 de noviembre de 2019.

Teddy Vittorio Ramírez Arrazola

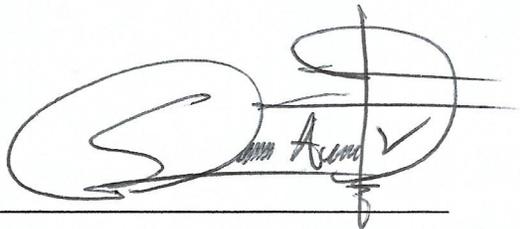
Guatemala 27 de noviembre del 2,020

Estimados:

Unidad de Ejercicio Profesional Supervisado (EPS), de la Universidad de San Carlos de Guatemala.

Por este medio hago constar que he revisado y evaluado el proyecto de graduación de 6 meses de **“ESTUDIO DE CALIDAD DE ENERGÍA Y ELABORACIÓN DEL MANUAL DE PROCEDIMIENTOS PARA MANTENIMIENTO ELÉCTRICO PREVENTIVO Y PREDICTIVO, EN EL HOSPITAL NACIONAL PEDRO DE BETHANCOURT”** del estudiante TEDDY VITTORIO RAMÍREZ ARRAZOLA, con CUI: 2161743170101 y Carné: 201114797, así mismo apruebo y me hago co-responsable por el contenido del mismo. No quedando ningún pendiente:

Atentamente:


F _____

Ing. Selvin Alexander González Velásquez

Colegiado: 8546



Guatemala, 07 de julio de 2021.
Ref.EPS.DOC.272.07.2021.

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

Estimado Ingeniero Argueta Hernández.

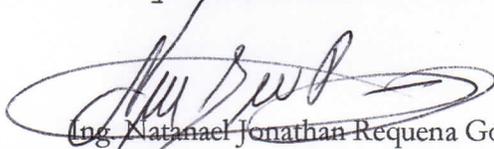
Por este medio atentamente le informo que como Supervisor de la Práctica del Ejercicio Profesional Supervisado (E.P.S.), del estudiante universitario **Teddy Vittorio Ramírez Arrazola** de la Carrera de Ingeniería Eléctrica, Registro Académico No. **201114797** y CUI **2161 74317 0101**, procedí a revisar el informe final, cuyo título es **“ESTUDIO DE CALIDAD DE ENERGÍA Y ELABORACIÓN DEL MANUAL DE PROCEDIMIENTOS PARA MANTENIMIENTO ELÉCTRICO PREVENTIVO Y PREDICTIVO, EN EL HOSPITAL NACIONAL PEDRO DE BETHANCOURT”**.

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

Sin otro particular, me es grato suscribirme.

Atentamente,

“Id y Enseñad a Todos”


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



c.c. Archivo
NJRG/ra



Guatemala 07 de julio de 2021.
Ref.EPS.D.115.07.2021.

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

Estimado Ingeniero Rivera Carrillo.

Por este medio atentamente le envío el informe final correspondiente a la práctica del Ejercicio Profesional Supervisado, (E.P.S) titulado **"ESTUDIO DE CALIDAD DE ENERGÍA Y ELABORACIÓN DEL MANUAL DE PROCEDIMIENTOS PARA MANTENIMIENTO ELÉCTRICO PREVENTIVO Y PREDICTIVO, EN EL HOSPITAL NACIONAL PEDRO DE BETHANCOURT"** que fue desarrollado por el estudiante universitario, **Teddy Vittorio Ramírez Arrazola**, quien fue debidamente asesorado por el Ing. Selvin Alexander González Velázquez y supervisado por el Ing. Natanael Jonathan Requena Gómez.

Por lo que habiendo cumplido con los objetivos y requisitos de ley del referido trabajo y existiendo la aprobación del mismo por parte del Asesor y del Supervisor de EPS, en mi calidad de 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 107.2021.
17 DE JUNIO 2021.

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

Señor Director:

**Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
ESTUDIO DE CALIDAD DE ENERGÍA Y ELABORACIÓN DEL
MANUAL DE PROCEDIMIENTOS PARA MANTENIMIENTO
ELÉCTRICO PREVENTIVO Y PREDICTIVO, EN EL HOSPITAL
NACIONAL PEDRO DE BETHANCOURT, del estudiante
Teddy Vittorio Ramírez Arrazola, que cumple con los requisitos
establecidos para tal fin.**

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
ID Y ENSEÑAD A TODOS

Ing. José Anibal Silva de los Angeles
Coordinador de Electrotécnica



sro



REF. EIME 110. 2021.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante; TEDDY VITTORIO RAMÍREZ ARRAZOLA titulado: ESTUDIO DE CALIDAD DE ENERGÍA Y ELABORACIÓN DEL MANUAL DE PROCEDIMIENTOS PARA MANTENIMIENTO ELÉCTRICO PREVENTIVO Y PREDICTIVO, EN EL HOSPITAL NACIONAL PEDRO DE BETHANCOURT, procede a la autorización del mismo.

Ing. Armando Ajonso Rivera Carrillo



GUATEMALA, 20 DE JULIO 2021.



USAC
TRICENTENARIA
Universidad de San Carlos de Guatemala

Decanato
Facultad de Ingeniería
24189101 - 24189102
secretariadecanato@ingenieria.usac.edu.gt

DTG. 504-2021

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 Mecánica Eléctrica, al Trabajo de Graduación titulado: **ESTUDIO DE CALIDAD DE ENERGÍA Y ELABORACIÓN DEL MANUAL DE PROCEDIMIENTOS PARA MANTENIMIENTO ELÉCTRICO PREVENTIVO Y PREDICTIVO, EN EL HOSPITAL NACIONAL PEDRO DE BETHANCOURT**, presentado por el estudiante universitario: **Teddy Vittorio Ramírez Arrazola**, y después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:

Inga. Anabela Cordova Estrada
Decana



Guatemala, octubre de 2021

AACE/cc

ACTO QUE DEDICO A:

Dios

Por permitirme alcanzar esta meta y darme inspiración en los momentos difíciles.

Mis padres

Jesús Ramírez y Margarita Arrazola, serán siempre mi inspiración para seguir adelante, en especial a mi madre que siempre conté con su apoyo incondicional.

Mis hermanos

Alexander, Meliza e Ivonne Ramírez Arrazola, por formar parte de esta meta y de mi vida. Con todo el cariño que siempre nos ha unido.

AGRADECIMIENTOS A:

Universidad de San Carlos de Guatemala	Por ser la casa de estudios que me brindó la oportunidad de forjarme como profesional.
Facultad de Ingeniería	Por proporcionarme los conocimientos fundamentales para desempeñarme como ingeniero eléctrico.
Supervisor de Unidad de Ejercicio Profesional Supervisado	Ingeniero Natanael Requena por haberle dado seguimiento, supervisión a mi proyecto de graduación y haberme apoyado en lo que estuvo a su alcance.
Asesor	Ingeniero Selvin Gonzales, por haber aceptado ser mi asesor de este trabajo de graduación y haberme apoyado en lo que estuvo a su alcance.
Hospital Nacional Pedro de Bethancourt	Doctor Werner Mejicanos, por darme la oportunidad de realizar mi trabajo de graduación en estas instalaciones.
Todos mis amigos de la facultad de ingeniería.	Con quien compartí buenos y malos momentos. Agradeceré siempre sus consejos, apoyo y amistad.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	IX
LISTA DE SÍMBOLOS	XV
GLOSARIO	XVII
RESUMEN	XXI
OBJETIVOS.....	XXIII
INTRODUCCIÓN	XXV
1. INFORMACIÓN GENERAL.....	1
1.1. Ubicación del Hospital Nacional Pedro de Bethancourt	1
1.2. Localización.....	1
2. MARCO TEÓRICO.....	3
2.1. Números complejos.....	3
2.1.1. Teorema de De Moivre	3
2.1.2. Fórmula de Euler	4
2.1.3. Representación de impedancia	5
2.1.4. Interpretación vectorial de números complejos.....	6
2.2. Fundamentos eléctricos.....	7
2.2.1. Resistencia	7
2.2.2. Inductancia	9
2.2.3. Capacitancia.....	12
2.3. Transformador eléctrico.....	16
2.3.1. Construcción del transformador.....	16
2.3.1.1. Contrachapado magnético.....	18
2.3.1.2. Devanados secundarios	18

	2.3.1.3.	Devanados primarios	19
	2.3.1.4.	Cuba.....	19
	2.3.1.5.	Radiadores	19
	2.3.1.6.	Obleas	20
	2.3.1.7.	Depósito de expansión.....	20
	2.3.1.8.	Bornas del primario	20
	2.3.1.9.	Bornas del secundario.....	20
	2.3.1.10.	Placa característica	21
	2.3.2.	El transformador ideal	21
2.4.		Tensiones del sistema.....	24
	2.4.1.	Datos de tensión de la placa característica.....	24
	2.4.2.	Voltaje de línea a línea.....	26
	2.4.3.	Voltaje línea a neutro	30
2.5.		Teorema de Fortescue	31
	2.5.1.	Componentes simétricas	31
		2.5.1.1. Componente de secuencia positiva.....	31
		2.5.1.2. Componente de secuencia negativa	32
		2.5.1.3. Componente de secuencia cero.....	33
	2.5.2.	Componentes asimétricas	34
	2.5.3.	Relación entre las componentes simétricas y asimétricas	36
2.6.		Valores por unidad	37
	2.6.1.	Sistema monofásico y trifásico	38
	2.6.2.	Cambio de base	39
3.		MARCO METODOLÓGICO	43
	3.1.	Resistividad del terreno.....	43
		3.1.1. Método de Wenner.....	44
		3.1.2. Método de Schlumberger-Palmer.....	45

3.1.3.	Aplicación de la medición de resistividad del terreno	47
3.1.3.1.	Mediciones realizadas	49
3.1.3.2.	Resultados.....	53
3.2.	Determinación de la corriente de corto circuito.....	54
3.2.1.	Corto circuito asumiendo una barra infinita	55
3.2.2.	Cálculo de corto circuito asumiendo una barra infinita	59
3.2.2.1.	Corriente de corto circuito primario.....	61
3.2.2.2.	Corriente de corto circuito secundario	63
3.2.2.3.	Resultados.....	64
3.3.	Diseño de red de tierras	64
3.3.1.	Descripción de variables y procedimientos.....	65
3.3.2.	Datos necesarios para el diseño.....	68
3.3.3.	Aplicación de los pasos para el diseño de red de tierras.....	69
3.3.3.1.	Paso 1: datos de campo	69
3.3.3.2.	Paso 2: tamaño del conductor	70
3.3.3.3.	Paso 3: criterio de tensiones de paso y contacto	76
3.3.3.4.	Paso 4: diseño inicial	79
3.3.3.5.	Paso 5: resistencia de la red.....	80
3.3.3.6.	Paso 6: corriente de la red	80
3.3.3.7.	Paso 7: $I_G \cdot R_G < E$ contacto 50,70	84
3.3.3.8.	Paso 8: tensiones de malla y paso	85
3.3.3.9.	Paso 9: $E_m < E$ contacto 50,70	88
3.3.3.10.	Paso 10: $E_p < E$ paso 50,70	88
3.3.3.11.	Paso 11: modificar el diseño.....	89

	3.3.3.12.	Paso 12: detalles de diseño	89
3.3.4.		Empleo de la propuesta 1, para la reducción de la resistencia de malla de tierra.....	91
3.3.5.		Empleo de la propuesta 2, para la reducción de la resistencia de malla de tierra.....	95
3.3.6.		Cuál de las dos propuestas es la más recomendable.....	103
3.4.		Calidad de energía.....	104
3.4.1.		Calidad de la tensión.....	104
	3.4.1.1.	Sobretensión	105
	3.4.1.2.	Hueco de tensión	105
	3.4.1.3.	Interrupción	105
	3.4.1.4.	Límites permisibles de la tensión por periodos.....	106
	3.4.1.5.	Regulación de la tensión	107
3.4.2.		Calidad de la frecuencia.....	108
3.4.3.		Desequilibrio y asimetría de tensiones.....	109
	3.4.3.1.	Factor de desequilibrio de tensión.....	110
	3.4.3.2.	Factor de asimetría de tensión	111
3.4.4.		Desequilibrio y asimetría de corrientes	111
	3.4.4.1.	Factor de desequilibrio de corriente ...	112
	3.4.4.2.	Factor de asimetría de corriente.....	113
3.4.5.		Análisis de la potencia demandada.....	113
	3.4.5.1.	Potencia aparente (S)	114
	3.4.5.2.	Potencia real (P).....	115
	3.4.5.3.	Potencia reactiva total (Q).....	115
	3.4.5.4.	Potencia reactiva armónica (D)	116
	3.4.5.5.	Factor de potencia (FP).....	116
	3.4.5.6.	Coseno de phi ($\cos\Phi$)	117

3.4.6.	Armónicos individuales, distorsión armónica total de la tensión y corriente.....	118
3.4.6.1.	Tensión de distorsión armónica total .	119
3.4.6.2.	Tensión de armónicos individuales....	120
3.4.6.3.	Corriente de distorsión armónica total.....	121
3.4.6.4.	Corriente de armónicos individuales..	122
3.4.7.	Flicker	122
3.4.7.1.	Flicker Pst	123
3.4.7.2.	Flicker Plt.....	124
3.4.8.	Factor K del transformador	124
3.4.9.	Factor de desclasificación 1/K	127
3.4.10.	Resumen de los límites de las normas utilizadas, para la medición de la calidad de energía	128
3.4.11.	Aplicación de la medición de calidad de energía..	129
3.4.11.1.	Datos del alimentador	130
3.4.11.2.	Equipo de medición	130
3.4.11.3.	Conexión del equipo	131
3.4.11.4.	Periodo de medición de calidad de energía	133
3.4.11.5.	Medición de calidad de tensión.....	133
3.4.11.6.	Medición de la regulación de tensión. 135	
3.4.11.7.	Medición de calidad de frecuencia.....	136
3.4.11.8.	Medición desequilibrio y asimetría de tensiones	137
3.4.11.9.	Medición desequilibrio y asimetría de corrientes.....	139
3.4.11.10.	Medición de la potencia demandada .	140

3.4.11.11.	Medición de potencia compuesta de la potencia aparente.....	141
3.4.11.12.	Medición de factor de potencia y coseno de phi.....	143
3.4.11.13.	Medición tensión de distorsión armónica total.....	144
3.4.11.14.	Medición tensión armónica individual.	145
3.4.11.15.	Medición corriente de distorsión armónica total.....	149
3.4.11.16.	Medición corriente armónica individual	150
3.4.11.17.	Medición Flicker Pst	154
3.4.11.18.	Medición Flicker Plt	156
3.4.11.19.	Medición del factor K del transformador	157
3.4.11.20.	Medición factor de desclasificación 1/K.....	158
3.4.11.21.	Resumen de resultados.....	159
3.4.11.22.	Recomendaciones.....	161
3.4.11.22.1.	Mitigar el desequilibrio de la corriente	161
3.4.11.22.2.	Mitigar la asimetría de la corriente	161
3.4.11.22.3.	Mitigar la corriente de distorsión armónica total	161
3.4.11.22.4.	Mitigar la corriente armónica individual	162

	3.4.11.22.5. Mitigar el flicker de larga duración Plt.....	162
3.5.	Propuesta del mantenimiento preventivo y predictivo	163
3.5.1.	Mantenimiento con la subestación desenergizada	164
3.5.1.1.	Seguridad del personal.....	164
3.5.1.2.	Aplicación de las 5 reglas de oro	167
3.5.1.3.	Respaldo de conexiones	171
3.5.2.	Mantenimiento preventivo en subestación desenergizada	172
3.5.2.1.	Limpieza del aislamiento	172
3.5.2.2.	Limpieza del cableado	174
3.5.2.3.	Empleo de retardador de conexión galvánica	175
3.5.2.4.	Lubricación de partes móviles	177
3.5.3.	Mantenimiento predictivo en subestación desenergizada	179
3.5.3.1.	Pruebas al transformador de potencia.....	179
3.5.3.2.	Pruebas a barras principales de la subestación.....	182
3.5.4.	Entrega de la subestación desenergizada.....	184
3.5.4.1.	Revisión de conexiones en base al inciso 5.3.1.3.....	185
3.5.4.2.	Procedimiento para entregar la subestación en base a las 5 reglas de oro	185
3.5.5.	Mantenimiento con la subestación energizada	186

3.5.6.	Mantenimiento preventivo con la subestación energizada.....	186
3.5.6.1.	Verificación del torque de terminales eléctricas	187
3.5.7.	Mantenimiento predictivo con la subestación energizada.....	190
3.5.7.1.	Medición de resistencia de red de tierras	190
3.5.7.2.	Verificación de la utilidad del conductor.....	192
3.5.7.3.	Medición de calidad de energía.....	196
3.5.8.	Entrega de la subestación energizada	196
3.5.9.	Incumplimiento de la seguridad industrial.....	196
CONCLUSIONES.....		201
RECOMENDACIONES		203
BIBLIOGRAFÍA.....		205
ANEXOS.....		211

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Ubicación del Hospital Nacional Pedro de Bethancourt.....	1
2.	Localización del Hospital Nacional Pedro de Bethancourt.....	2
3.	Vector en plano imaginario	6
4.	Suma de vectores en plano imaginario.....	7
5.	Corriente de una resistencia pura	9
6.	Desfase de corriente de un inductor ideal.....	12
7.	Placas que representa un capacitor	13
8.	Desfase de corriente de un capacitor ideal.....	16
9.	Componentes del transformador de potencia	17
10.	Transformador ideal.....	22
11.	Placa característica del transformador de potencia	25
12.	Relación del devanado primario “H” con el secundario “X”	26
13.	Representación de voltajes del devanado secundario “X”	27
14.	Representación de la suma de los voltajes V_a con V_c	27
15.	Representación vectorial de la resultante de la suma vectorial de los voltajes V_a con V_c	28
16.	Componentes de secuencia positiva	32
17.	Componentes de secuencia negativa.....	33
18.	Componentes de secuencia cero	33
19.	Componentes asimétricas	34
20.	Componentes simétricas y asimétricas.....	35
21.	Representación del método de Wenner.....	44
22.	Representación del método de Schlumberger-Palmer	46

23.	Bosquejo de planta, de los puntos medidos de resistividad del terreno de la subestación del Hospital Nacional Pedro de Bethancourt	48
24.	Medición de resistividad del terreno en el punto A	50
25.	Medición de resistividad del terreno en el punto B	51
26.	Medición de resistividad del terreno en el punto C	52
27.	Diagrama de impedancia del sistema.....	56
28.	Impedancia de la línea vs corriente	57
29.	Impedancia de la línea en corto circuito	58
30.	Sistema en corto circuito con barra infinita.....	58
31.	Voltajes del sistema.....	60
32.	Diagrama del sistema en valores por unidad	62
33.	Valores de corto circuito del sistema	64
34.	Diagrama de bloques del diseño de red de tierras	67
35.	Diseño de red de conductores con varillas de tierra.....	69
36.	Diseño de la red de tierras	80
37.	Falla local dentro de subestación; neutro local conectado a tierra	81
38.	Bosquejo vista de planta de tratamiento químico	91
39.	Electrodo de tierra vertical relleno de LRM.....	93
40.	Bosquejo del diseño para el tratamiento químico	94
41.	Propuesta de ampliación de malla de tierra	96
42.	Resistencias en paralelo de mallas de tierra	97
43.	División de corrientes de mallas de tierra.....	98
44.	Calidad de la tensión para el periodo de una semana.....	106
45.	Calidad de la tensión para cualquier periodo	107
46.	Ortoedro de potencia.....	114
47.	Identificación de las fases de voltaje y corriente, del equipo de calidad de energía	131
48.	Medición correcta de la corriente.....	132

49.	Medición del voltaje y corriente del neutro.....	132
50.	Medición de las fases A, B y C del voltaje y corriente.....	133
51.	Gráfica de la medición de la tensión de las tres fases.....	134
52.	Acercamiento de la gráfica de la medición de la tensión	135
53.	Medición de regulación de tensión, de las tres fases	136
54.	Gráfica de la medición de la frecuencia	137
55.	Gráfica de la medición del desequilibrio de la tensión	138
56.	Gráfica de la medición de la asimetría de la tensión	138
57.	Gráfica de la medición del desequilibrio de la corriente.....	139
58.	Gráfica de la medición de la asimetría de la corriente	140
59.	Gráfica de demanda de potencia aparente trifásica	141
60.	Gráfica de potencia compuesta de la potencia aparente	142
61.	Gráfica de medición del factor de potencia y coseno de phi.....	143
62.	Gráfica medición de tensión de distorsión armónica total.....	144
63.	Suma de la tensión de cada armónico individual durante toda la medición, para cada fase.....	145
64.	Gráfica de tensión del armónico tercero de las tres fases	146
65.	Gráfica de la tensión del armónico quinto de las tres fases.....	147
66.	Gráfica de la tensión del armónico séptimo de las tres fases.....	148
67.	Gráfica de la tensión del armónico noveno de las tres fases.....	148
68.	Gráfica medición de corriente de distorsión armónica total	149
69.	Suma de corriente de cada armónico individual durante toda la medición, para cada fase.....	150
70.	Gráfica de corriente del armónico tercero de las tres fases.....	151
71.	Gráfica de corriente del armónico quinto de las tres fases	152
72.	Gráfica de corriente del armónico séptimo de las tres fases	152
73.	Gráfica de corriente del armónico noveno de las tres fases	153
74.	Gráfica de corriente del armónico onceavo de las tres fases	154
75.	Gráfica de medición del Flicker Pst.....	155

76.	Gráfica de medición del Flicker Plt	156
77.	Gráfica de medición del factor K de cada fase	158
78.	Gráfica de desclasificación de la potencia demandada.....	159
79.	Mantenimiento propuesto	163
80.	EPP para electricista	165
81.	Regla 1, apertura del seccionador del alimentador principal	168
82.	Regla 2, bloquear en posición de apertura los seccionadores	169
83.	Regla 3, verificar ausencia de tensión.....	169
84.	Regla 4, puesta a tierra de la línea del alimentador principal	170
85.	Regla 5, delimitar y señalizar la zona de trabajo	171
86.	Limpieza del aislamiento del primario.....	173
87.	Limpieza del aislamiento del secundario	174
88.	Acumulación de polvo o suciedad en el cableado	175
89.	Retardador de conexión galvánica	176
90.	Aplicación Penetrox A-13, en uniones de fusibles del primario	177
91.	Aceitera para lubricar piezas móviles	178
92.	Puntos de lubricación del mecanismo de apertura de cuchillas	178
93.	Equipo para medición de resistencia de aislamiento.....	183
94.	Prueba de resistencia de aislamiento de barras entre fases	183
95.	Prueba de resistencia de aislamiento de barras de fase a tierra	184
96.	Herramienta aislada, para el torque de terminales eléctricas	187
97.	Aplicación de torque en línea viva o energizada	189
98.	Medidor de resistencia de la red de tierras de tipo gancho	191
99.	Medición de resistencia de red de tierras	191
100.	Conductor del secundario del transformador.....	192
101.	Demanda de corriente por fase, de la instalación eléctrica del Hospital Nacional Pedro de Bethancourt.....	195
102.	Interior de la subestación eléctrica	197
103.	Exterior de la subestación eléctrica	198

TABLAS

I.	Resumen de las mediciones realizadas por los métodos de Wenner y Schlumberger-Palmer	53
II.	Resultados del cálculo de resistividad del terreno para las mediciones de Wenner y Schlumberger-Palmer	54
III.	Descripción de variables	65
IV.	Datos necesarios para el diseño de la red de tierras	68
V.	Constantes de materiales.....	73
VI.	Capacidad de transporte de corriente máxima.....	75
VII.	Valores de resistividad de materiales.....	77
VIII.	Impedancias equivalentes aproximadas	83
IX.	Evaluación de resultados del diseño de red de tierras	90
X.	Resultados del diseño de la ampliación de malla.....	100
XI.	Evaluación de resultados para la malla 1.....	102
XII.	Evaluación de resultados para la malla 2.....	102
XIII.	Límite de regulación de tensión, según la norma NTSD	108
XIV.	Límite de la frecuencia para sistemas interconectados.....	109
XV.	Límite de tensión para sistemas no interconectados.....	109
XVI.	Armónicos en múltiplos de la frecuencia fundamental	118
XVII.	Límite de tensión de armónicos individuales.....	120
XVIII.	Límite de corriente de armónicos individuales	122
XIX.	Valores K típicos para cada carga.....	125
XX.	Resumen de límites de las normas utilizadas, para la medición de calidad de energía.....	128
XXI.	Evaluación de calidad del voltaje, de una semana.....	134
XXII.	Límite de frecuencia para sistemas interconectados, para el 100 % de las mediciones, todo el tiempo	136
XXIII.	Evaluación del Pst.....	155

XXIV.	Evaluación del Plt de cada fase	157
XXV.	Resumen de evaluación resultados de calidad de energía.....	159
XXVI.	EPP - Acuerdo gubernativo 229-2014 reformas 33-2016.	165
XXVII.	Descripción de pruebas de diagnóstico para el transformador de potencia	180
XXVIII.	Valores de torque de pernos para conexiones eléctricas	188
XXIX.	Capacidad de transporte de corriente para conductores	194

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
C	Capacitancia.
D	Potencia reactiva harmónica.
EN	Norma Europea.
h	Orden del armónico en múltiplos enteros positivos.
I	Corriente o intensidad.
L	Inductancia.
LRM	Material de baja resistividad.
N	Número de vueltas del devanado de un transformador eléctrico.
P	Potencia activa.
p.u.	Valores por unidad.
Q	Potencia reactiva.
R	Resistencia.
S	Potencia aparente.
THD	Distorsión armónica total.
UL	<i>Underwriters Laboratories.</i>
V	Voltaje o tensión.
X	Reactancia.
Z	Impedancia.

GLOSARIO

Barra infinita	Barra que alimenta a un transformador de potencia, con capacidad de entregar corriente infinita sin sufrir caída de tensión.
Calidad de energía	Es la medición de parámetros eléctricos en una instalación, para determinar la calidad del suministro.
Choque eléctrico	También llamado como accidente eléctrico, es una lesión producida por el contacto humano de un conductor energizado.
Corto circuito	Corriente máxima que puede circular en la red, debido a una falla.
Devanado	También llamado como bobina o arrollamiento, es un alambre de cobre o aluminio enrollado en un número de vueltas establecidas por el diseño a utilizar.
EPP	Equipo de protección personal.
ETASR	<i>Engineering, Technology & Applied Science Research.</i>
Energizar	Proporcionar el suministro de corriente eléctrica, luego de permanecer sin ella.

Frecuencia fundamental	También llamada como frecuencia industrial, es la frecuencia de suministro de la tensión, a nivel local o nacional.
IEC	Comisión Electrotécnica Internacional.
IEEE	Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos.
Impedancia	Resistencia en ohm, al paso de la corriente compuesto por la suma vectorial en el plano imaginario, de la resistencia como valor real y la reactancia como valor imaginario.
NFPA	Asociación Nacional de Protección contra el Fuego.
NSTD	Normas Técnicas del Servicio de Distribución.
Número complejo	Número comprendido en el plano real e imaginario.
OMS	Organización Mundial de la Salud.
OPS	Organización Panamericana de la Salud.
Reactancia	Valor imaginario en ohm, de la oposición al paso de la corriente.
Resistencia	Valor real en ohm, de la oposición al paso de la corriente.

Tensión de contacto	Tensión a la que una persona está expuesta, al tocar los equipos de una subestación.
Tensión de malla	Tensión generada en la malla de la red de tierras, de una subestación.
Tensión de paso	Tensión a la que una persona está expuesta, al caminar encima de la retícula o cuadrícula de la red de tierras de una subestación.
Transformador eléctrico	O también llamado alimentador, transforma la tensión y corriente, a valores deseados.

RESUMEN

Este proyecto de investigación que se llevó a cabo en la subestación del Hospital Nacional Pedro de Bethancourt, en el inicio se desarrolla la teoría y los fundamentos necesarios para comprender los estudios que se llevarán a cabo en el desarrollo de los temas del marco metodológico.

Se realizaron estudios de resistividad del terreno con corto circuito para rediseñar el sistema de red de tierras, con el fin de determinar qué tan peligrosas son las tensiones para las personas durante el corto circuito y en los resultados obtenidos se determinó que la subestación era muy segura.

Se realizó un estudio avanzado de los parámetros medidos en la calidad de energía, para luego tener los fundamentos teóricos para realizar la medición y diagnosticar el estado de la instalación. La mayoría de las mediciones fueron correctas pero algunas mediciones no dieron resultados correctos, por lo que, se dan las recomendaciones para mitigar estos inconvenientes.

Por último, se desarrollan los procedimientos para llevar a cabo el mantenimiento preventivo y predictivo de la subestación en base a los estudios realizados en este trabajo, además, se dan las recomendaciones de seguridad industrial, para que el personal trabaje en condiciones seguras.

OBJETIVOS

General

Realizar estudios de las mediciones de calidad de energía, elaborar un manual de mantenimiento preventivo y predictivo de la subestación del Hospital Nacional Pedro de Bethancourt, ubicado en la aldea San Felipe de Jesús, Antigua Guatemala, Guatemala, se encuentra localizado a una altura de 1 559 metros sobre el nivel del mar, con una latitud 14°34'13,67" norte y una longitud de 90°43'54,16" oeste.

Específicos

1. Con el respaldo de métodos normados, realizar la medición de la resistividad del terreno en la subestación del Hospital Nacional Pedro de Bethancourt, para ser utilizada en el diseño de la red de tierras.
2. Determinar la corriente de cortocircuito del transformador de potencia de la subestación del Hospital Nacional Pedro de Bethancourt, por medio de un método de barra infinita, para ser utilizado en el diseño de la red de tierras y el área de protecciones.
3. Diseñar el sistema de red de tierras con el respaldo de normativas para comprobar si las tensiones de paso y contacto son seguras para el personal, tener referencia de la adecuada resistencia de la red de tierras en el mantenimiento e implementar propuestas cuando sea necesario reducir la resistencia de la red de tierras.

4. Realizar la medición de calidad de energía y evaluar los resultados por medio de los límites permisibles de las respectivas normativas, además, proponer soluciones en caso no se cumpla con ellas.
5. Evaluar la carga armónica de las instalaciones por medio de las respectivas normativas y proponer la solución para mitigar las mediciones que no cumplan con las normativas
6. Realizar la medición del factor de potencia, evaluar los resultados por medio de la respectiva normativa, Implementar análisis matemáticos para distintos casos de evaluación del factor de potencia y proponer el cálculo de la capacitancia para aumentar el factor de potencia cuando sea necesario.

INTRODUCCIÓN

El mantenimiento de la instalación eléctrica es esencial para proteger a los equipos eléctricos de futuras fallas que conllevan el impacto económico. En la subestación del Hospital Nacional Pedro de Bethancourt, se realizará el estudio técnico de calidad de energía que se implementará para llevar los procedimientos para realizar el mantenimiento preventivo y predictivo.

Previo a llevar a cabo el estudio de calidad de energía, del mantenimiento preventivo y predictivo, se desarrolla la teoría necesaria para llevar a cabo todos los temas a estudiar, fundamentando las leyes utilizadas en el ámbito eléctrico, para realizar los estudios.

Para alertar al personal a que tensiones en las cuales estará expuesto si ocurriera una falla en la subestación, es necesario determinar qué tan peligrosas son las tensiones que se generan dentro de la subestación, realizando el rediseño de la red de tierras, porque de este depende el drenado de las corrientes de corto circuito, con lo que conlleva este estudio y el de resistividad del terreno.

Será de vital importancia llevar a cabo el estudio de calidad de energía, porque permite diagnosticar si el consumo de la energía eléctrica de la instalación no sobrepasa la capacidad del alimentador principal, si los armónicos demandados por la instalación no sobrepasan los límites permisibles, si la tensión se mantiene dentro de los rangos permisibles, si la corriente como la tensión se encuentran equilibradas dentro de los rangos permisibles, todas estas mediciones serán respaldadas por las respectivas

normativas. Para comprender las mediciones ejecutadas, se realizará el estudio cuantitativo de cada medición y en las evaluaciones se trabajará un enfoque cualitativo por medio de gráficas para facilitar la evaluación de las mediciones.

Por último, se realizarán los procedimientos con las mediciones necesarias para el mantenimiento de la subestación, se implementarán procedimientos para la protección del personal con la subestación desenergizada y energizada.

1. INFORMACIÓN GENERAL

En este capítulo se desarrollará la ubicación y localización de donde se realizó la investigación.

1.1. Ubicación del Hospital Nacional Pedro de Bethancourt

El Hospital se encuentra ubicado en la aldea San Felipe de Jesús, Antigua Guatemala, Guatemala, como se muestra en la Figura 1.

Figura 1. **Ubicación del Hospital Nacional Pedro de Bethancourt**



Fuente: elaboración propia, empleando Google Earth Pro 2019.

1.2. Localización

Se encuentra a una altura de 1 559 metros sobre el nivel del mar, con una latitud $14^{\circ}34'13,67''$ norte y una longitud de $90^{\circ}43'54,16''$ oeste, en la Figura 2, se muestra la localización.

Figura 2. **Localización del Hospital Nacional Pedro de Bethancourt**



Fuente: elaboración propia, empleando Google Earth Pro- 2019.

2. MARCO TEÓRICO

Este capítulo se desarrolla la teoría necesaria para dar fundamento al estudio y servir como base o herramienta, para formular los temas a desarrollar posteriormente.

2.1. Números complejos

Los números complejos son necesarios para interpretar el comportamiento eléctrico de la corriente alterna, porque se puede representar la parte imaginaria que caracteriza la corriente alterna.

En este capítulo se desarrollan los temas necesarios para dar fundamento a al análisis matemático complejo que se realizara en este estudio, como describen a continuación.

2.1.1. Teorema de De Moivre

El teorema de De Moivre, es utilizado ampliamente para realizar operaciones matemáticas como multiplicación, división y potencias de números complejos.

En teorema de De Moivre se define que:

Si $z_1 = x_1 + iy_1 = r_1(\cos \theta_1 + i \sin \theta_1)$ y $z_2 = x_2 + iy_2 = r_2(\cos \theta_2 + i \sin \theta_2)$

Multiplicando ambas expresiones:

$$z_1 z_2 = r_1 r_2 \{\cos(\theta_1 + \theta_2) + i \sin(\theta_1 + \theta_2)\}$$

Definiendo que:

$$\frac{z_1}{z_2} = \frac{r_1}{r_2} \{\cos(\theta_1 - \theta_2) + i \sin(\theta_1 - \theta_2)\}$$

Una generalización de la ecuación anterior conduce a la siguiente serie infinita:

$$z_1 z_2 \cdots z_n = r_1 r_2 \cdots r_n \{\cos(\theta_1 + \theta_2 + \cdots + \theta_n) + i \sin(\theta_1 + \theta_2 + \cdots + \theta_n)\}$$

y si $z_1 = z_2 = \cdots = z_n = z$, la expresión anterior queda:

$$z^n = \{r(\cos \theta + i \sin \theta)\}^n = r^n (\cos(n\theta) + i \sin(n\theta))$$

Como resultado, es la generalización del teorema de De Moivre.

2.1.2. Fórmula de Euler

La fórmula de Euler es utilizada para representar específicamente la posición en el cuadrante de los números complejos, entonces:

Roger Cotes descubrió la relación entre función trigonométrica y el logaritmo definiéndola como:

$$i\theta = \ln(\cos \theta + i \sin \theta)$$

De la ecuación anterior, Leonhard Euler utilizando la función exponencial en vez de logaritmo la definió, llegando al siguiente resultado:

$$e^{i\theta} = \cos \theta + i \sin \theta \quad \text{Donde } e = 2,71828 \dots$$

Que se define, como la fórmula de Euler.

2.1.3. Representación de impedancia

La impedancia en esta sección se representada en todas sus expresiones matemáticas porque facilitara nuestra comprensión para el análisis de la corriente alterna.

La impedancia se puede definir por medio de la ley de ohm como:

$$V = IZ \quad \rightarrow \quad Z \rightarrow \frac{V}{I}$$

Con la ecuación de Euler y la ley de Ohm se puede deducir el siguiente conjunto de expresiones:

$$Z \angle \theta = Z e^{i\theta} = Z(\cos \theta + i \sin \theta) = \frac{V}{I}(\cos \theta + i \sin \theta) = \frac{V}{I} \cos \theta + i \frac{V}{I} \sin \theta = R + iX$$

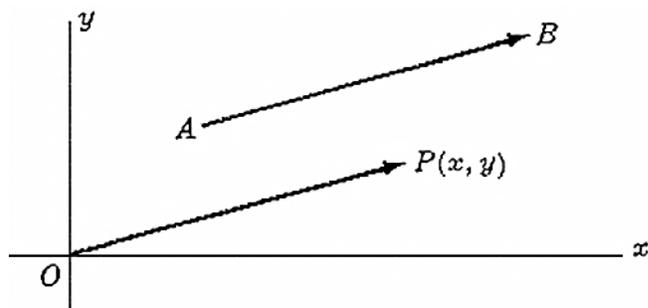
El objetivo de este es disponer del empleo de cualquiera de las expresiones, para trabajar la impedancia de la manera que más se ajuste a nuestros cálculos.

2.1.4. Interpretación vectorial de números complejos

Los números complejos deben representarse de manera matemática, como de manera gráfica, con el objetivo de tener ambas herramientas que nos facilite la comprensión o el análisis del estudio que estemos llevando a cabo.

Un número complejo $z = x + iy$ se puede considerar como un vector OP teniendo que el punto inicial es el origen O y el punto final P es el punto (x, y) , como en la Figura 3.

Figura 3. Vector en plano imaginario

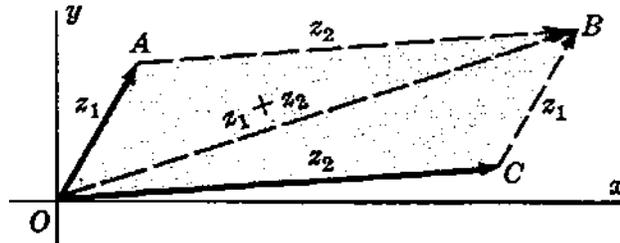


Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Paint 2009.

Algunas veces llamamos $OP = x + iy$ en vector posición de P . Dos vectores que tienen la misma longitud o magnitud y dirección, pero con puntos iniciales diferentes, tal como OP y AB en la Figura 3, se consideran iguales expresándolo como $OP = AB = x + iy$.

La suma de números complejos corresponde a la ley del paralelogramo en la suma de vectores, como se ve en la Figura 4.

Figura 4. **Suma de vectores en plano imaginario**



Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Paint 2009.

Para sumar el número complejo z_1 con z_2 , complementamos el paralelogramo $OACB$ tiene lados OA y OB de este paralelogramo corresponde a $z_1 + z_2$.

Pudiéndose definir que, sin importar la posición en el cuadrante del plano complejo, la impedancia tendrá el mismo valor.

2.2. Fundamentos eléctricos

En este apartado de describen los fundamentos eléctricos necesarios para dar base a la realización de este estudio, se desarrollan los conceptos que darán fundamento al concepto de resistencia, inductancia, capacitancia y factor de potencia, estos son necesarios para comprender los resultados que nos proporciona una medición eléctrica de cualquier índole.

2.2.1. Resistencia

La resistencia eléctrica es representada con el símbolo R , siendo la medida de la oposición al paso de corriente en un conductor eléctrico, definiéndose como el factor entre el la resistividad del material conductor ρ y la

longitud del conductor l , por el cociente del área transversal del conductor A , representado matemáticamente en la siguiente ecuación:

$$R = \frac{\rho}{A} l$$

Pero para fines prácticos difícilmente en el campo, tendremos a nuestra disposición los datos de la resistividad, longitud del conductor y área transversal del conductor, por lo que la mejor forma de obtener la resistencia es realizando la medición directa de ella. Si suponemos que el circuito es puramente resistivo, el ángulo de desfase de la impedancia será cero, como se muestra en la siguiente expresión:

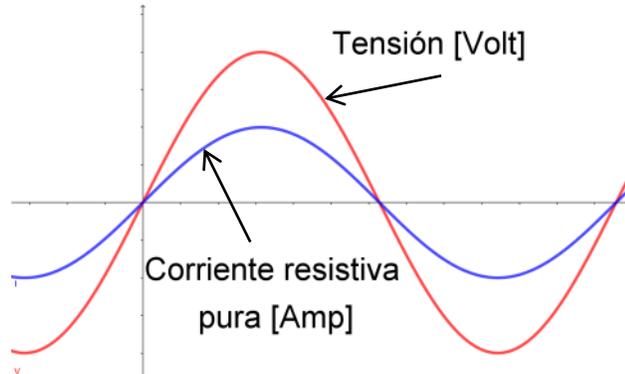
$$Z \angle 0 = \frac{V}{I} (\cos 0 + i \sin 0) = \frac{V}{I} (1 + j0) = \frac{V}{I} = R$$

Llegando a la definición de la ley de Ohm, donde:

- R es la resistencia del conductor
- V es el voltaje que se establece en el conductor
- I es la corriente que fluye en el conductor

Si suponemos un circuito eléctrico puramente resistivo representando el voltaje del sistema y la corriente resistiva, se visualiza gráficamente como se muestra en la Figura 5.

Figura 5. **Corriente de una resistencia pura**



Fuente: elaboración propia, empleando GeoGebra Clasic 2020.

La corriente resistiva tendrá un desfase de 0° , respecto a la tensión, si se da el caso contrario, se define que es una inductancia o capacitancia que causa el desfase. En los siguientes incisos se describen estos casos.

2.2.2. Inductancia

La inductancia es representada con el símbolo L , es la medida de la oposición a un cambio de corriente de un inductor o bobina que almacena energía en presencia de un campo magnético, definiéndose como el factor entre el flujo magnético Φ , la intensidad de corriente eléctrica I que circula por la bobina y el cociente del número de vueltas N del devanado, en la Figura número 13 se representan estas expresiones. Definiendo que, la inductancia depende de las características del conductor y la longitud o número de vueltas del enrollamiento. La inductancia se representa por medio de la siguiente ecuación como:

$$L = \frac{N\Phi}{I}$$

Para fines prácticos difícilmente tendremos a nuestra disposición los datos del número de vueltas del devanado y el flujo magnético que circula en el circuito magnético. Existe otra manera de representar la inductancia por medio de la reactancia inductiva X_L con la velocidad angular del sistema ω como se muestra en la siguiente expresión:

$$X_L = \omega L \rightarrow L = \frac{X_L}{\omega}$$

Para analizar el comportamiento de la corriente que pasa por la inductancia en un circuito eléctrico se procede a encontrar la representación matemática de la corriente inductiva I_L , para ello por medio de la ley de ohm tenemos que la oposición a la corriente total en un circuito eléctrico alterno es representada por medio de la impedancia Z como en la siguiente expresión:

$$Z = \frac{V}{I_T} \rightarrow I_T = \frac{V}{Z}$$

La impedancia se puede separar por la componente resistiva R y la componente imaginaria o reactancia inductiva X_L , que idealmente está atrasada con un desfase de $+90^\circ$ obteniendo la siguiente expresión:

$$Z = Z \cos(\theta) + jZ \sin\theta = \frac{V}{I_T} \cos\theta + j \frac{V}{I_T} \sin\theta = R + jX_L$$

Obteniendo la corriente total en función de la inductancia:

$$X_L = \frac{V}{I_T} \sin\theta \rightarrow I_T = \frac{V}{X_L} \sin\theta = \frac{V}{\omega L} \sin\theta$$

Para la corriente total se obtiene la siguiente expresión:

$$I_T = I_T \cos\theta + jI_T \operatorname{sen}\theta = \frac{V}{Z} \cos\theta + j \frac{V}{Z} \operatorname{sen}\theta = I_R + jI_L$$

Y la corriente inductiva será:

$$I_L = I_T \operatorname{sen}\theta = \frac{V}{Z} \operatorname{sen}\theta = \frac{V}{X_L} \operatorname{sen}^2\theta = \frac{V}{\omega L} \operatorname{sen}^2\theta$$

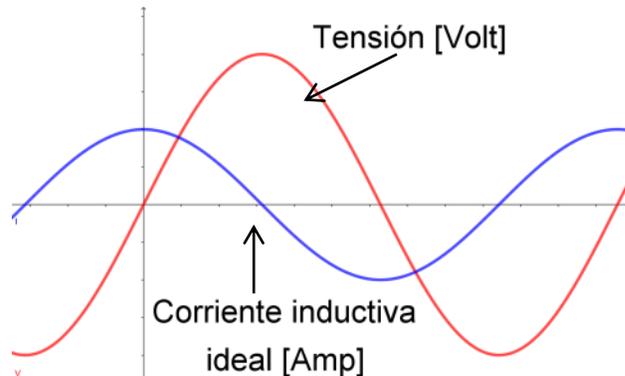
Donde:

- I_L es la corriente inductiva.
- I_T es la corriente total del sistema.
- V es voltaje del sistema.
- Z es la impedancia del sistema.
- ω es la velocidad angular del sistema que es igual a $2\pi f$.
- L es la inductancia del devanado.
- θ es ángulo de desfase entre la corriente inductiva y el voltaje.

Si representamos el voltaje del sistema con la corriente inductiva, en función de la amplitud con el ángulo de fase, suponiendo que la inductancia es

ideal, con un desfase de la corriente inductiva de $+ 90^\circ$ respecto al voltaje, se representar gráficamente como se muestra en la Figura 6.

Figura 6. **Desfase de corriente de un inductor ideal**



Fuente: elaboración propia, empleando GeoGebra Clasic 2020.

Realmente como la inductancia ideal no existe, se puede saber que el desfase para un arrollamiento nunca será $+ 90^\circ$, por lo que el ángulo de desfase será menor o a lo mucho cercano a $+ 90^\circ$.

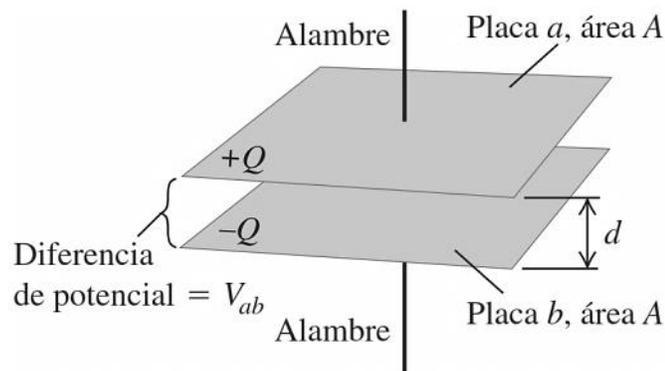
2.2.3. Capacitancia

Un capacitor es todo par de conductores separados por un material aislante. Cuando el capacitor está cargado hay cargas de igual magnitud Q con signo opuesto en los dos conductores, y el potencial V_{ab} del conductor con carga positiva con respecto al que tiene carga negativa es proporcional a Q .

La capacitancia C se puede definir como la razón de Q con V_{ab} . La unidad del SI, la unidad de capacitancia en faradios (F) es directamente proporcional a la razón de Q con V_{ab} , expresándose como $1 \text{ F} = 1 \text{ C/V}$.

Un capacitor de placas paralelas consiste en dos placas conductoras paralelas, cada una con área A , separadas por una distancia d como se muestra en la Figura 7.

Figura 7. **Placas que representa un capacitor**



Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Paint 2009.

La capacitancia sólo depende del área A y la distancia entre placas d . Para otras geometrías la capacitancia se obtiene a partir de la definición:

$$C = \frac{Q}{V_{ab}}$$

Para fines prácticos difícilmente tendremos a nuestro alcance la carga Q del capacitor, por lo que la capacitancia también puede ser representada por medio de la reactancia capacitiva X_C y la velocidad angular del sistema ω como se muestra en la siguiente ecuación:

$$X_C = \frac{1}{\omega C} \rightarrow C = \frac{1}{\omega X_C}$$

Para analizar el comportamiento de la capacitancia en un circuito eléctrico se procede a encontrar la representación matemática de la corriente capacitiva I_C , para ello por medio de la ley de ohm sabemos que la oposición a la corriente total en un circuito eléctrico alterno es representada por medio de la impedancia Z como:

$$Z = \frac{V}{I_T} \rightarrow I_T = \frac{V}{Z}$$

La impedancia se puede separar por la componente resistiva R y de la componente imaginaria o reactancia capacitiva X_C , que esta adelantada con un desfase de -90° , con estas definiciones se obtiene las siguientes expresiones:

$$Z = Z\cos\theta - jZ\sen\theta = \frac{V}{I_T}\cos\theta - j\frac{V}{I_T}\sen\theta = R - jX_C$$

Obteniendo la corriente total en función de la capacitancia:

$$X_C = \frac{V}{I_T}\sen\theta \rightarrow I_T = \frac{V}{X_C}\sen\theta = V\omega C\sen\theta$$

Y todas las expresiones para la corriente total:

$$I_T = I_T\cos\theta - jI_T\sen\theta = \frac{V}{Z}\cos\theta - j\frac{V}{Z}\sen\theta = I_R - jI_C$$

Por último tenemos que la corriente capacitiva es:

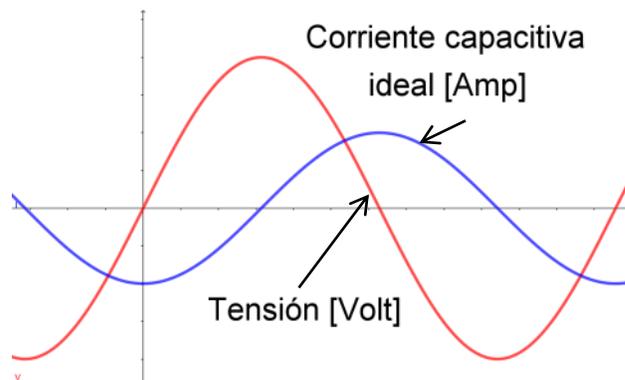
$$I_C = I_T\sen\theta = \frac{V}{Z}\sen\theta = \frac{V}{X_C}\sen^2\theta = V\omega C\sen^2\theta$$

Donde:

- I_C es la corriente capacitiva.
- I_T es la corriente total del sistema.
- V es voltaje del sistema.
- Z es la impedancia del sistema.
- w es la velocidad angular del sistema que es igual a $2\pi f$.
- C es la capacitancia.
- θ es el ángulo de desfase entre la corriente inductiva y el voltaje del sistema.

Si representamos el voltaje del sistema con la corriente capacitiva en función de sus aptitudes y ángulos de fase, suponiendo que la capacitancia es ideal de -90° respecto al voltaje, se puede representar gráficamente como se muestra en la Figura 8.

Figura 8. **Desfase de corriente de un capacitor ideal**



Fuente: elaboración propia, empleando GeoGebra Clasic 2020.

2.3. Transformador eléctrico

El transformador eléctrico es el componente principal de una subestación, de él depende la transformación de la tensión a niveles útiles para la instalación y siendo este el componente de mayor precio de la subestación.

2.3.1. Construcción del transformador

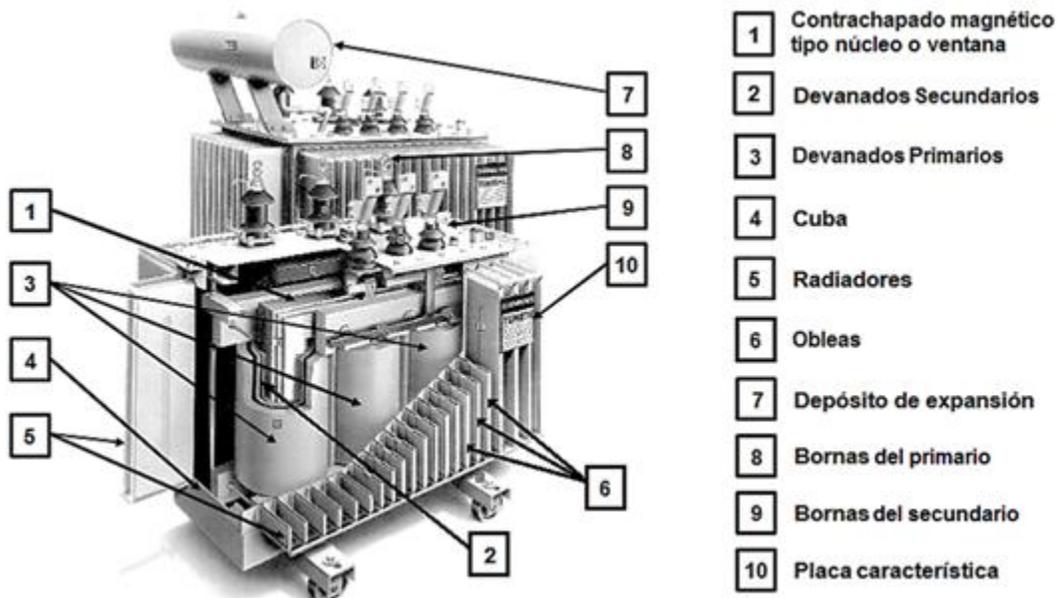
La construcción del transformador depende de gran manera de la aplicación que él tenga o de la carga que alimente. La mayoría de veces es construido de los mismos componentes que utiliza cada fabricante, solamente cambian las dimensiones, el tipo de aislante eléctrico o el dieléctrico. La disposición de la tensión de un transformador dependerá de la aplicación, si es reductor la tensión del primario será más alta que la del secundario y si es elevador, la tensión del primario será más baja que la del secundario.

Los transformadores, pueden estar contruidos para ser aislados por aceite dieléctrico (liquido) o resina (seco), dependiendo del nivel de tensión,

para transformadores tipo seco o de resina el nivel máximo de tensión es de 34 kV dependiendo del fabricante y para transformadores tipo liquido o de aceite dieléctrico los valores máximos de tensión pueden llegar a ser de hasta 1,5 MV o tensiones mayores dependiendo del fabricante. Para este estudio se hará énfasis en los transformadores tipo reductor con aislamiento de aceite dieléctrico porque es el que se está utilizando en la subestación del Hospital Nacional Pedro de Bethancourt. Una de las grandes características de este aislamiento es que además de aislar la tensión entre los componentes principales, actúa como refrigerante porque tiene contacto directo con los devanados del transformador, que son la fuente principal del calentamiento del transformador.

En la Figura 9, se muestra la imagen de la sección transversal del transformador, indicando sus componentes principales.

Figura 9. **Componentes del transformador de potencia**



Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Paint 2009.

A continuación, se describe cada uno de los componentes del transformador indicados de la Figura 9.

2.3.1.1. Contrachapado magnético

El contrachapado magnético está construido de laminaciones compuestas de acero con una pequeña aleación de silicio no mayor al 6 % dependiendo del fabricante. Las laminaciones están aisladas por una capa dieléctrica delgada, para evitar el contacto entre ellas, que es necesario para reducir las corrientes parasitas o pérdida de potencia.

El contrachapado tipo núcleo o ventana es denominado debido a que es construido de forma rectangular y en cada columna se disponen los devanados lo que lo caracteriza de tipo ventana.

El contrachapado debe estar sólidamente aterrizado a tierra, para que las corrientes parasitas puedan ser drenadas, de lo contrario, el núcleo estaría expuesto a calentamientos excesivos.

2.3.1.2. Devanados secundarios

Los devanados secundarios para transformadores reductores están expuestos a un nivel de tensión menor a los devanados primarios, están expuestos a las fallas del sistema y deben soportar el estrés eléctrico de un corto circuito. Los devanados secundarios son los primeros en ser instalados en el núcleo de un contrachapado para evitar deformar el devanado primario.

2.3.1.3. Devanados primarios

Los devanados primarios para transformadores reductores están expuestos a un mayor nivel de tensión que los devanados secundarios, a diferencia de los devanados secundarios ellos esta expuestos a una menor corriente de corto circuito. Los devanados primarios están instalados después en los devanados secundarios.

2.3.1.4. Cuba

La cuba del transformador es la pieza que contiene el aceite dieléctrico, es donde se encuentran sumergidos los devanados del transformador, el núcleo o contrachapado, entre otros. Proporciona soporte mecánico para todos los componentes, tanto internos como externos a ella.

La cuba del transformador debe ser totalmente sellada o hermética, para evitar que el aceite adquiera humedad, debe estar sólidamente aterrizada para que se drenen las corrientes inducidas debido al flujo disperso, de los devanados y el núcleo.

2.3.1.5. Radiadores

Los radiadores ayudan a irradiar el calor al ambiente exterior, por medio de la convección natural del aceite dieléctrico, tiende a elevarse cuando se calienta, circula por la parte superior del radiador entrando por las obleas. Al enfriarse el aceite dieléctrico, tiende a bajar y de esta forma se repite el ciclo constantemente.

2.3.1.6. Obleas

Las obleas son parte del radiador, por medio de ellas se enfría el aceite dieléctrico ya sea por convección natural o aire forzado por medio de ventiladores. Las obleas son la pieza más frágil del transformador, debido a que son fabricadas de acero lo más delgado para irradiar el calor del aceite dieléctrico y soportar esfuerzos mecánicos.

2.3.1.7. Depósito de expansión

El depósito de expansión es utilizado en transformadores de potencia debido a que el aceite al calentarse tiende a expandirse, por medio de él se adquiere capacidad extra o mayor volumen para que el aceite pueda expandirse libremente a un menor costo, resultando más efectivo que fabricar una cuba de mayor volumen y costo.

2.3.1.8. Bornas del primario

Las bornas o pasatapas del primario son el intermediario para aislar los conductores que transportan la energía eléctrica con la cuba. Por medio de ellas son conectados directamente los conductores que alimentan al transformador.

2.3.1.9. Bornas del secundario

Las bornas o pasatapas del secundario son el intermediario para aislar los conductores que alimentan la red de distribución con la cuba. Por medio de ellas son conectados directamente los conductores que distribuyen la energía eléctrica a la red.

2.3.1.10. Placa característica

La placa característica generalmente esta remachada en la parte externa del transformador, con el fin de proporcionar los datos necesarios para el mantenimiento, proporciona las tensiones de funcionamiento que puede soportar, entre otros datos importantes.

2.3.2. El transformador ideal

Para comprender de una manera sencilla un transformador ideal, se tomará como ejemplo un transformador de núcleo monofásico como el que se muestra en la Figura 10, siendo N_1 con N_2 el número de vueltas de los devanados primario y secundario. El devanado primario está conectado a una fuente de voltaje variable en el tiempo v_1 , el devanado secundario está abierto para representar este caso, no existe ningún tipo de pérdida magnética, por estos motivos se postula lo siguiente:

- El núcleo del transformador tiene ninguna resistencia al paso del flujo magnético, circulando totalmente en el núcleo.
- El núcleo no genera pérdidas magnéticas.
- La resistencia del devanado primario y secundario es cero o no se generan pérdidas en ellos.

Según la ley de inducción de Faraday, el voltaje aplicado v_1 en el devanado genera un flujo magnético en el núcleo que a la vez se genera otra fem e_1 , en cada espira del mismo devanado que oponiéndose al voltaje aplicado, pero contrario al devanado secundario se induce un flujo magnético

que genera la fmm e_2 y que se opone al voltaje generado v_2 , deduciéndose lo siguiente:

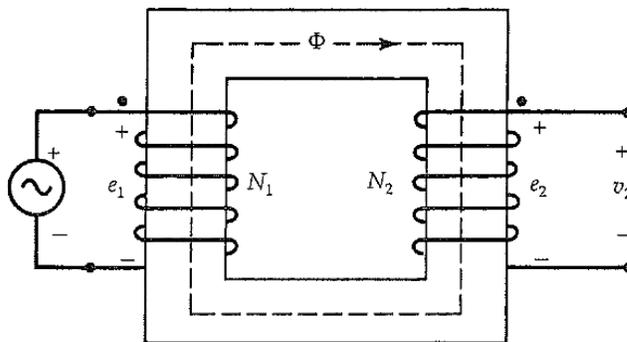
$$e_1 = N_1 \frac{d\Phi}{dt}$$

La fmm inducida en el secundario será:

$$e_2 = N_2 \frac{d\Phi}{dt}$$

Para que exista inducción, la polaridad de la corriente debe ser indicada con puntos, como se aprecia en la Figura 10.

Figura 10. Transformador ideal



Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Paint 2009.

Para el transformador ideal, las fmm inducidas e_1 con e_2 son iguales en las terminales v_1 con v_2 , teniendo que el cociente entre e_1 con e_2 , será:

$$\frac{v_1}{v_2} = \frac{e_1}{e_2} = \frac{N_1}{N_2}$$

Estableciéndose que la relación entre las fmm inducidas primaria con secundaria es igual a la relación del número de espiras de estos devanados. La relación de transformación entre el primario con secundario se representa con la variable a por razones prácticas de cálculo teniendo que:

$$\frac{N_1}{N_2} = a$$

Si al transformador ideal le agregamos carga en el devanado secundario se establece una corriente i_2 , tanto como el voltaje como la fmm inducida en devanado primario como secundario se mantendrán sin ninguna variación porque son ideales, teniendo que la fmm en el secundario respecto a la corriente es $N_2 i_2$, debe ser igual y opuesta a la fmm inducida primaria $N_1 i_1$, deduciéndose la siguiente expresión:

$$N_1 i_1 = N_2 i_2$$

Que a su vez es igual a:

$$\frac{i_2}{i_1} = \frac{N_1}{N_2} = \frac{v_1}{v_2} = a$$

Estableciéndose la relación entre la tensión con corriente:

$$\frac{v_1}{v_2} = \frac{i_2}{i_1}$$

Y de la relación anterior se obtiene la relación de la potencia del primario con el secundario:

$$v_1 i_1 = v_2 i_2$$

$$P_1 = P_2$$

Con la expresión de la relación entre la potencia del primario con el secundario, el postulado del transformador ideal se comprueba, al no existir pérdidas, siendo la potencia de entrada es la misma que la potencia de salida.

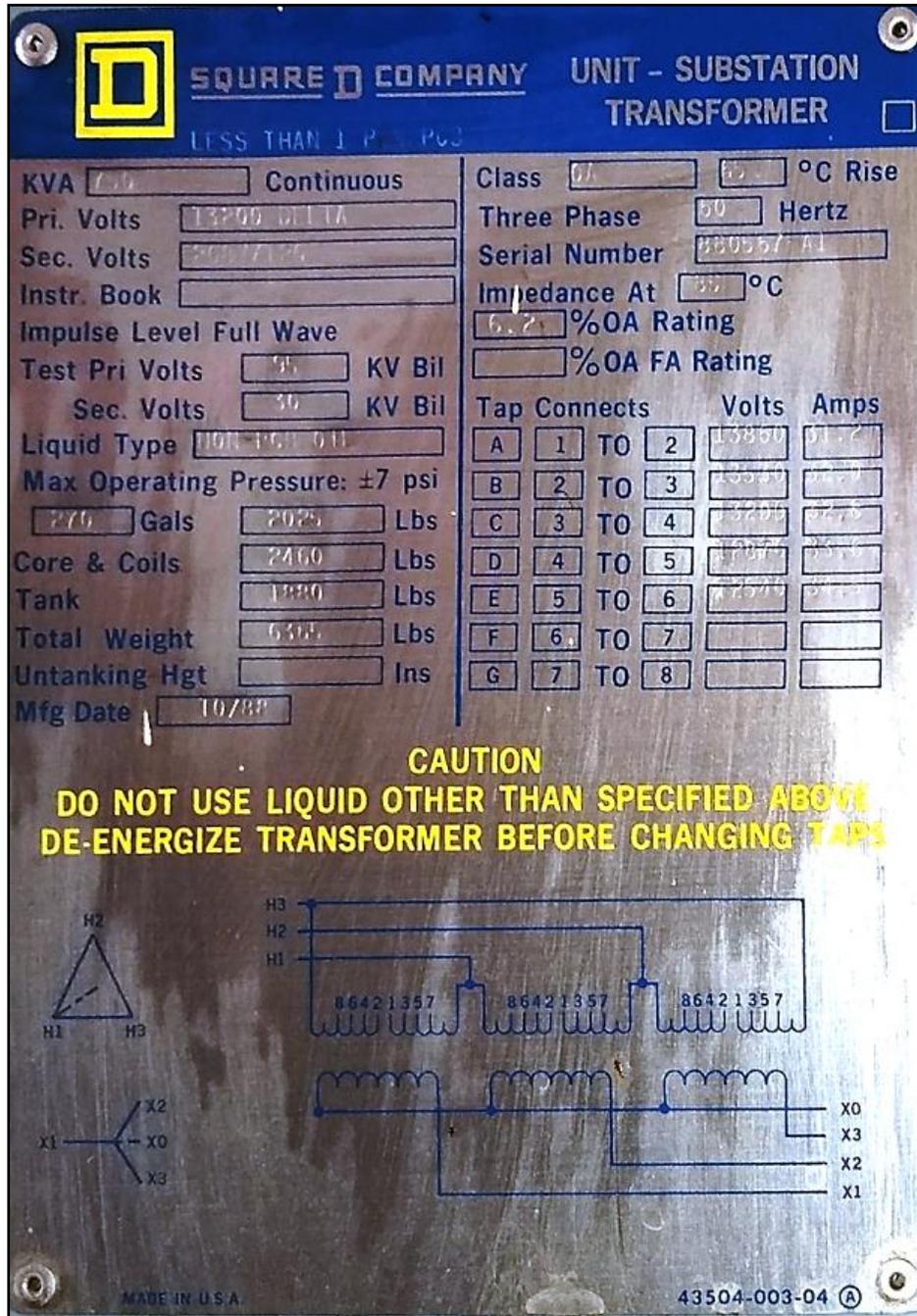
2.4. Tensiones del sistema

Las tensiones de una instalación eléctrica son establecidas por el transformador o alimentador, siendo necesario acudir a la placa característica del fabricante para establecer las tensiones de operación del transformador. En este inciso, se trata de comprender y establecer la tensión de línea como de fase, siendo necesario comprender ciertos criterios, que se describirán en los siguientes apartados.

2.4.1. Datos de tensión de la placa característica

La placa característica del transformador generalmente es remachada en una posición que lo más visible para el personal de mantenimiento, es necesaria para obtener la referencia de tensión de operación, conexión del transformador, proporcionar los datos necesarios para futuros mantenimientos entre otros. En la Figura 11, se muestra la imagen de la placa característica del transformador del Hospital Nacional Pedro de Bethancourt.

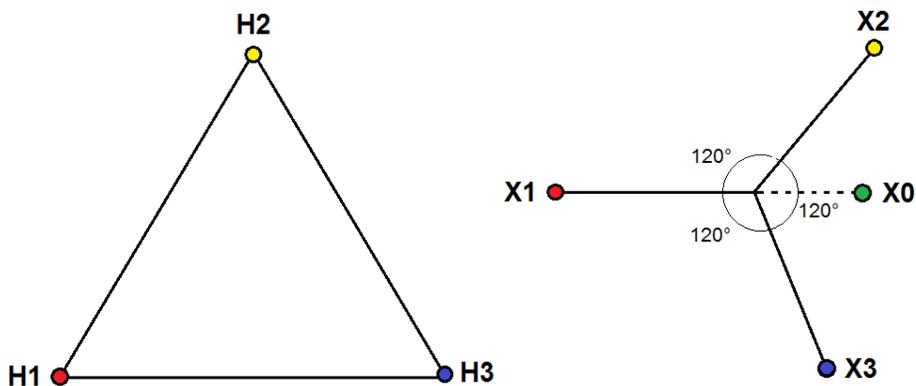
Figura 11. Placa característica del transformador de potencia



Fuente: Elaboración propia, subestación eléctrica, hospital nacional Pedro de Bethancourt.

En la Figura número 11, se encuentra la configuración del conexionado del transformador del lado primario como secundario, esta configuración debe ser interpretada vectorialmente para poder comprender los voltajes que tendremos a nuestra disposición. En la Figura 12, se muestra la interpretación de la relación que existe en el devanado primario “H” con el secundario “X”.

Figura 12. **Relación del devanado primario “H” con el secundario “X”**



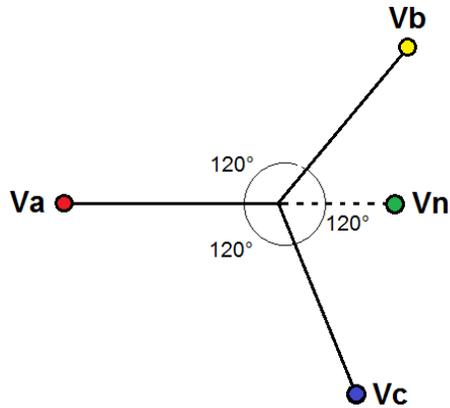
Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Paint 2009.

2.4.2. Voltaje de línea a línea

Para el voltaje de línea a línea del sistema, nos interesa analizar es el del devanado secundario “X”, porque de él se derivan los voltajes que alimentarán nuestra instalación.

Se representa en la Figura 13, las fases de los devanados “X” con su respectivo ángulo de fase de cada voltaje.

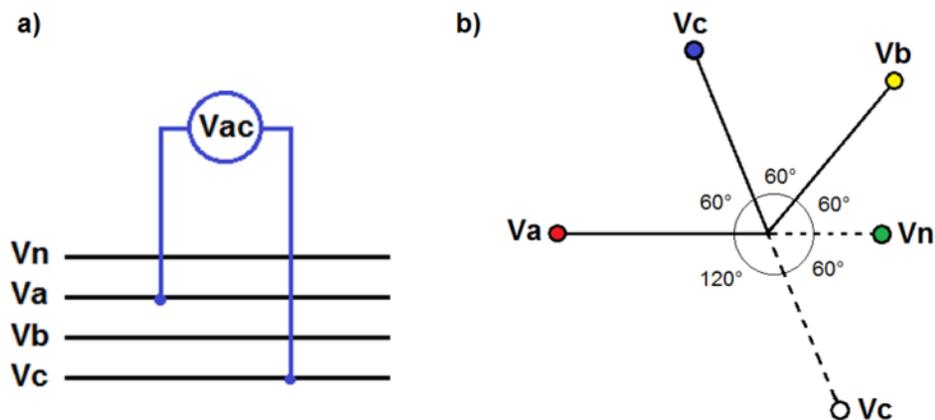
Figura 13. **Representación de voltajes del devanado secundario “X”**



Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Paint 2009.

De la Figura 13 se define que voltaje de línea a línea del lado secundario “X”, es la suma vectorial de dos voltajes monofásicos desfasados uno de otro un ángulo de 120° , para este arreglo trifásico, esta interpretación se representa vectorialmente como se muestra en la Figura 14.

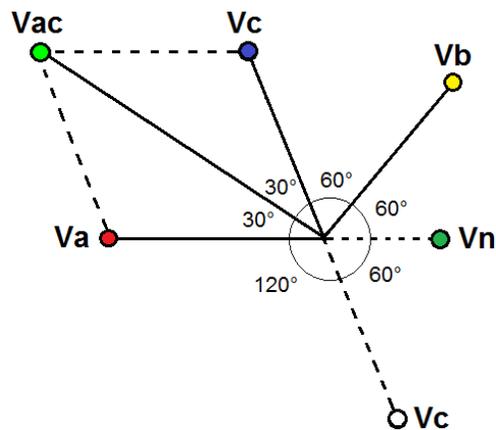
Figura 14. **Representación de la suma de los voltajes Va con Vc**



Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Paint 2009.

En la Figura 14 en el inciso a), se representa la medición del voltaje entre V_a con V_c y en el inciso b) la suma vectorial del voltaje V_a con V_c , en esta el voltaje V_c se invirtió 180° porque se toma la medición en ambas líneas, sumándose vectorialmente ambos voltajes, esta suma dará una resultante mostrada vectorialmente en la Figura 15.

Figura 15. **Representación vectorial de la resultante de la suma vectorial de los voltajes V_a con V_c .**



Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Paint 2009.

Para encontrar el voltaje V_{ac} descrito en la Figura 15, es necesario establecer que el voltaje de línea a neutro es igual a:

$$V_{LN} = V_a = V_b = V_c$$

Con el criterio anterior, se procede a realizar la suma vectorial de $V_a + V_c$, el ángulo de V_a es de 180° y el ángulo de V_c es de 120° , teniendo que:

$$V_{ac} = V_a \angle 180^\circ + V_c \angle 120^\circ$$

Sustituyendo V_{LN} para V_a con V_c :

$$V_{ac} = V_{LN} \angle 180^\circ + V_{LN} \angle 120^\circ$$

Operando la suma vectorial:

$$V_{ac} = V_{LN} \cos(180^\circ) i + V_{LN} \sin(180^\circ) j + V_{LN} \cos(120^\circ) i + V_{LN} \sin(120^\circ) j$$

$$V_{ac} = V_{LN}(-1)i + V_{LN}(0)j + V_{LN} \left(-\frac{1}{2}\right)i + V_{LN} \left(\frac{\sqrt{3}}{2}\right)j$$

$$V_{ac} = -V_{LN} \left(\frac{3}{2}\right)i + V_{LN} \left(\frac{\sqrt{3}}{2}\right)j$$

Obteniendo el módulo por teorema de Pitágoras, tenemos que:

$$|V_{ac}|^2 = \left(-\frac{3}{2} \cdot V_{LN}\right)^2 + \left(\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot V_{LN}\right)^2$$

$$|V_{ac}| = \sqrt{V_{LN}^2 \left(-\frac{3}{2}\right)^2 + V_{LN}^2 \left(\frac{\sqrt{3}}{2}\right)^2} = V_{LN} \sqrt{\left(-\frac{3}{2}\right)^2 + \left(\frac{\sqrt{3}}{2}\right)^2} = V_{LN} \sqrt{3}$$

Y el voltaje entre V_a con V_c será:

$$V_{ac} = V_{LN} \sqrt{3}$$

Se define que el voltaje V_{ac} es el voltaje línea a neutro por el factor de la raíz de 3, que es igual voltaje de línea a línea, en cualquier combinación de

las fases por la simetría que existe en el sistema trifásico y se obtiene la siguiente expresión:

$$V_{LL} = V_{ac} = V_{ab} = V_{bc}$$

Por último, se tiene que el voltaje de línea a línea de cualquier combinación entre fases es:

$$V_{LL} = V_{LN}\sqrt{3}$$

2.4.3. Voltaje línea a neutro

En el apartado anterior se dedujo, que el voltaje de línea a línea es igual al voltaje de línea a neutro por el factor de la raíz de tres, con despejar esta expresión se establece el voltaje de línea a neutro:

$$V_{LN} = \frac{V_{LL}}{\sqrt{3}}$$

Se concluye que el voltaje de línea a neutro para este alimentador es el cociente entre el voltaje de línea a línea y el factor de raíz de tres.

Fue necesario establecer las tensiones del alimentador o transformador, para tener la seguridad o fiabilidad de instalar los equipos eléctricos para esta tensión al sistema y establecer que disponibilidad de tensiones tendremos de la red trifásica.

2.5. Teorema de Fortescue

Para el análisis de las corrientes de falla de sistemas trifásicos es necesario utilizar el teorema de Fortescue, como es mencionado en el capítulo 11 del libro “*Análisis de sistemas de potencia*”¹, que consiste en que tres componentes simétricas o balanceadas están compuestas por tres componentes asimétricas o desbalanceadas, estas al sumarlas vectorialmente, volverán a dar como resultado las componentes simétricas.

Generalmente solo tendremos acceso al registro de valores asimétricos, teniendo este teorema la facilidad obtener los valores simétricos del sistema trifásico. A continuación, se describen a detalle las componentes simétricas y asimétricas.

2.5.1. Componentes simétricas

Las componentes simétricas se derivan de tres componentes que son de secuencia positiva, secuencia negativa y secuencia cero. Estas componentes son descritas en este apartado por medio de la corriente, pero de la misma manera se representan las tensiones. A continuación, se describen a detalle estas componentes:

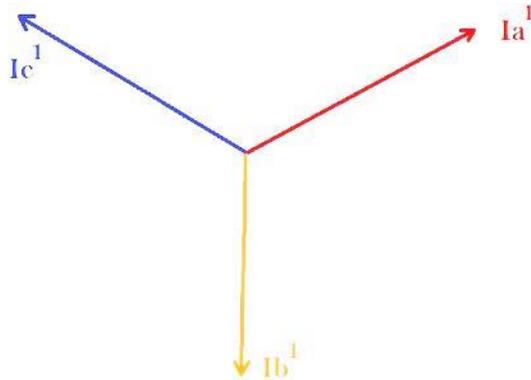
2.5.1.1. Componente de secuencia positiva

Esta componente circula en la misma dirección respecto a la fuente. La magnitud es la misma en las tres fases y con un desfase simétrico de 120° entre fases. Esta componente es causada por un corto circuito trifásico o cargas

¹ McGraw-Hill, William Stevenson. *Análisis de sistemas de potencia*. p. 391.

trifásicas, la notación para identificarlas es por medio de un superíndice uno. En la Figura 16, se describe vectorialmente cada una de las tres fases.

Figura 16. **Componentes de secuencia positiva**

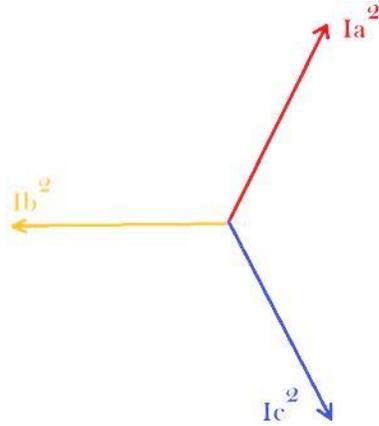


Fuente: Elaboración propia, empleando Microsoft Paint 2009.

2.5.1.2. **Componente de secuencia negativa**

Esta componente circula en dirección inversa respecto a la fuente. La magnitud es la misma en las tres fases, con un desfase simétrico de 120° , el desfase, es el resultante angular debido a la suma vectorial entre dos fases, esta es causada por un corto circuito entre dos fases o cargas bifásicas, la notación para identificarlas es por medio de un superíndice dos, como se muestra en la figura 17.

Figura 17. **Componentes de secuencia negativa**

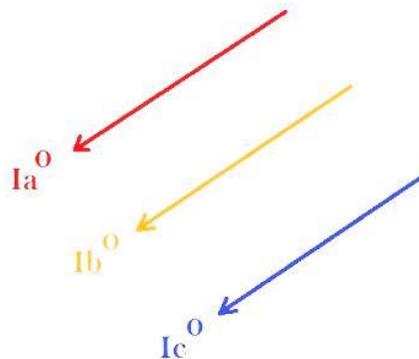


Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Paint 2009.

2.5.1.3. **Componente de secuencia cero**

La componente de secuencia cero, circula positivamente respecto a la fuente drenándose hacia el neutro. La magnitud es la misma en las tres fases y con desfase de cero entre ellas, esta componente es causada por un corto circuito a neutro o por cargas monofásicas, la notación para identificarlas es por medio de un superíndice cero, como se muestra en la Figura 18.

Figura 18. **Componentes de secuencia cero**



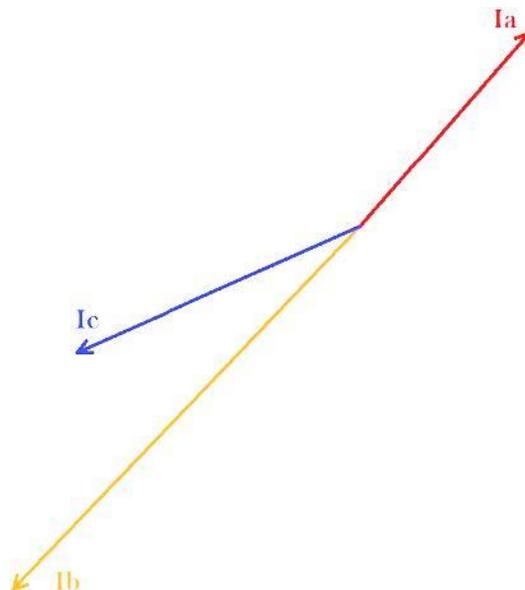
Fuente: Elaboración propia, empleando Microsoft Paint 2009.

2.5.2. Componentes asimétricas

Según el teorema de Fortescue, las componentes asimétricas representan las componentes simétricas de cada fase en una sola componente o son la resultante de la suma vectorial de las componentes simétricas. La desventaja de tener a disposición solamente estas componentes, es que no es posible determinar las corrientes o tensiones que pueden originar las fallas o las cargas en el sistema, siendo necesario convertirlas a componentes simétricas.

Prácticamente las componentes asimétricas representan el total de la corriente o tensión del sistema. En la Figura 19, se muestra la suma vectorial de las tres componentes de la corriente simétrica de cada fase, para este caso estudiado, las magnitudes y ángulo de fase pueden cambiar, dependiendo de cada falla o carga.

Figura 19. **Componentes asimétricas**

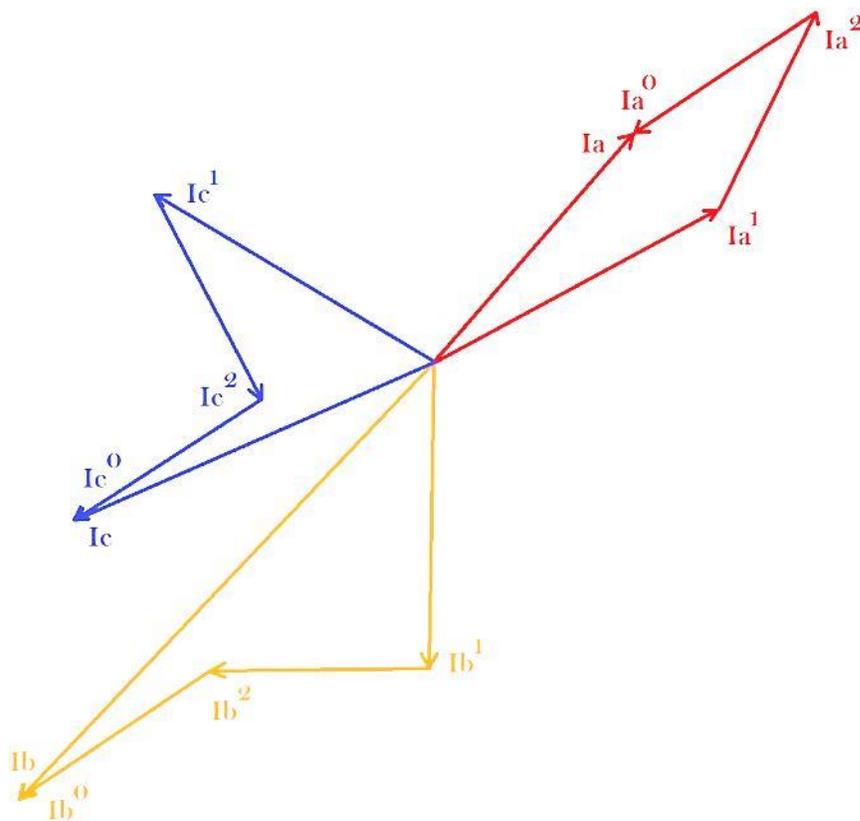


Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Paint 2009.

Al visualizar las componentes asimétricas en el plano vectorial, se nota claramente que las magnitudes y los ángulos de cada fase para este caso, están muy lejos de ser similares.

Para una mejor comprensión, en la Figura 20 se muestran en el mismo plano vectorial, las componentes simétricas y asimétricas.

Figura 20. **Componentes simétricas y asimétricas**



Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Paint 2009.

En el siguiente apartado se establece la relación matemática que existe entre las componentes simétricas y asimétricas.

2.5.3. Relación entre las componentes simétricas y asimétricas

Según el teorema de Fortescue las componentes asimétricas tienen relación entre las componentes simétricas y son expresadas matemáticamente por medio del siguiente conjunto de ecuaciones:

$$I_a = I_a^0 + I_a^1 + I_a^2$$

$$I_b = I_a^0 + I_a^1 \angle 240^\circ + I_a^2 \angle 120^\circ$$

$$I_c = I_a^0 + I_a^1 \angle 120^\circ + I_a^2 \angle 240^\circ$$

Se han representado por medio de la corriente las componentes simétricas y asimétricas, pero estas mismas ecuaciones también se pueden utilizar para representar los voltajes. Al representar el conjunto de ecuaciones de forma matricial tenemos que:

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 \angle 240^\circ & 1 \angle 120^\circ \\ 1 & 1 \angle 120^\circ & 1 \angle 240^\circ \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a^0 \\ I_a^1 \\ I_a^2 \end{bmatrix}$$

Teniendo que:

$$M = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 \angle 240^\circ & 1 \angle 120^\circ \\ 1 & 1 \angle 120^\circ & 1 \angle 240^\circ \end{bmatrix}$$

Y despejando las componentes simétricas se tiene que:

$$\begin{bmatrix} Ia^0 \\ Ia^1 \\ Ia^2 \end{bmatrix} = M^{-1} \begin{bmatrix} Ia \\ Ib \\ Ic \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1\angle 120^\circ & 1\angle 240^\circ \\ 1 & 1\angle 240^\circ & 1\angle 120^\circ \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Ia \\ Ib \\ Ic \end{bmatrix}$$

Al operar la matriz de las componentes simétricas en función de las asimétricas, se obtiene que:

$$Ia^0 = \frac{1}{3}(Ia + Ib + Ic)$$

$$Ia^1 = \frac{1}{3}(Ia + Ib\angle 120^\circ + Ic\angle 240^\circ)$$

$$Ia^2 = \frac{1}{3}(Ia + Ib\angle 240^\circ + Ic\angle 120^\circ)$$

Finalmente se obtuvieron dos grupos de ecuaciones para encontrar las componentes simétricas teniendo las asimétricas y viceversa, dependerá de cada caso el uso de cada grupo de ecuaciones.

2.6. Valores por unidad

Los valores por unidad generalmente son utilizados en el área eléctrica de potencia, el objetivo de ellos es generalizar en un solo sistema, los valores de tensión, intensidad, impedancia y potencia. Emplear los valores por unidad conlleva muchas ventajas, a continuación, se describen algunas de ellas:

- La tensión en todo el sistema, aunque sea distintas magnitudes, se puede tratar en una sola magnitud.

- La impedancia de todo el sistema se puede manejar en una sola para interpretar fallas o corto circuitos en el sistema
- Los cambios en el sistema eléctrico en un sistema computarizado son más sencillos de interpretar, debido a que se notan en las variables generalizadas, de la tensión, intensidad, impedancia y potencia.
- Un sistema monofásico y trifásico se manejan con las mismas ecuaciones para convertir las dimensiones eléctricas en valores por unidad.

Estas son algunas de entre tantas ventajas que conlleva emplear valores por unidad. A continuación, se describen a detalle las ecuaciones empleadas para convertir un sistema monofásico o trifásico a valores por unidad.

2.6.1. Sistema monofásico y trifásico

Los valores por unidad se obtienen a partir de la potencia base de la placa característica del transformador, de este dependen las bases de la tensión, intensidad, impedancia y potencia. En las siguientes ecuaciones se detallan las bases de cada dimensión.

Para el empleo de las bases de potencia se tiene que:

$$P_{base} = Q_{base} = S_{base} = V_{base}I_{base}$$

Para el empleo de las bases de la resistencia, reactancia e impedancia se tiene que:

$$R_{base} = X_{base} = Z_{base} = \frac{V_{base}}{I_{base}} = \frac{V_{base}^2}{S_{base}}$$

Para la tensión y la intensidad, no suelen existir confusiones para determinar los valores base.

Los valores por unidad (*p.u.*), son determinados a partir del cociente de los valores medidos, entre el valor base de cada variable, como se describen en las siguientes expresiones para las magnitudes eléctricas:

$$Z(p.u.) = \frac{Z(\Omega)}{Z_{base}(\Omega)}; \quad I(p.u.) = \frac{I(Amp)}{I_{base}(Amp)}$$

$$V(p.u.) = \frac{V(Volt.)}{V_{base}(Volt.)}; \quad S(p.u.) = \frac{S(VA)}{S_{base}(VA)}$$

Teniéndose que los valores por unidad son adimensionales y son expresados en un factor de la base de la variable empleada.

2.6.2. Cambio de base

El cambio de base se hace necesario cuando se tienen alimentadores de distinta tensión, intensidad, impedancia o potencia. Para realizar el cambio de base, es necesario el empleo de ecuaciones que relacionan dos sistemas en uno solo y de esta manera se relaciona el cambio de base de varios sistemas.

Un sistema *b1* y otro sistema *b2* se relacionan convenientemente relacionando sus bases, para los valores base del sistema *b1*, tiene que:

$$I_{b1} = \frac{S_{b1}}{I_{b1}}; Z_{b1} = \frac{V_{b1}^2}{S_{b1}}$$

Para los valores base del sistema $b2$ se tiene que:

$$I_{b2} = \frac{S_{b2}}{I_{b2}}; Z_{b2} = \frac{V_{b2}^2}{S_{b2}}$$

Para los valores base $b1$ se obtienen los valores de S , V , I y Z en valores por unidad, por lo tanto:

$$S_{p.u.1} = \frac{S}{S_{b1}}; V_{p.u.1} = \frac{V}{V_{b1}}; I_{p.u.1} = \frac{I}{I_{b1}}; Z_{p.u.1} = \frac{Z}{Z_{b1}}$$

Para los valores base $b2$ se obtienen los valores de S , V , I y Z en valores por unidad, entonces:

$$S_{p.u.2} = \frac{S}{S_{b2}}; V_{p.u.2} = \frac{V}{V_{b2}}; I_{p.u.2} = \frac{I}{I_{b2}}; Z_{p.u.2} = \frac{Z}{Z_{b2}}$$

El cociente de los valores base de $b2$ con los valores base de $b1$, se operan para relacionar los valores por unidad entre las dos bases, teniendo que:

$$S_{p.u.2} = S_{p.u.1} \frac{S_{b1}}{S_{b2}}; V_{p.u.2} = V_{p.u.1} \frac{V_{b1}}{V_{b2}}; I_{p.u.2} = I_{p.u.1} \frac{I_{b1}}{I_{b2}} = I_{p.u.1} \frac{S_{b1}}{S_{b2}} \frac{V_{b2}}{V_{b1}}$$

$$Z_{p.u.2} = Z_{p.u.1} \frac{Z_{b1}}{Z_{b2}} = Z_{p.u.1} \frac{V_{b1}^2}{V_{b2}^2} \frac{S_{b2}}{S_{b1}}$$

De esta manera se puede unificar cualquier sistema eléctrico en la misma base o relacionar consecutivamente cualquier cantidad de sistemas.

3. MARCO METODOLÓGICO

En este capítulo se describen y aplican los métodos utilizados para el analizar el estado de la subestación eléctrica del Hospital Pedro de Bethancourt.

Para el análisis, se establecen mediciones eléctricas básicas o avanzadas, estas dependerán de la necesidad de profundizar para cada estudio para comprender cuando los equipos de la subestación están propensos a fallos a mediano o largo plazo. Se hace énfasis en la seguridad del personal y la toma de medidas necesarias para implementar métodos de seguridad, en algunos casos con el respaldo de las mediciones realizadas.

3.1. Resistividad del terreno

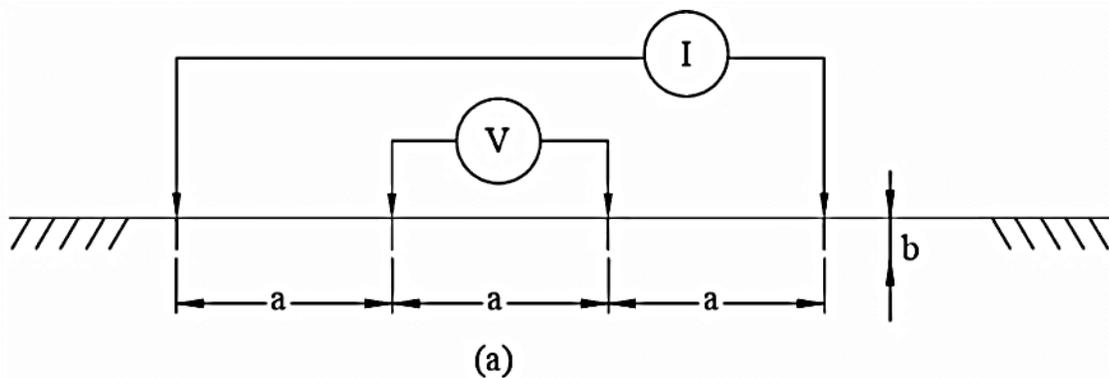
La resistividad del terreno es determinada para establecer la oposición al paso de la intensidad, en el terreno que desea aterrizar en una instalación eléctrica. Esta medición básicamente determina la capacidad del terreno para drenar las fallas a distintos niveles de profundidad y es la base fundamental para realizar el diseño de la red de tierras de la instalación eléctrica.

Para realizar la medición correcta, se emplean métodos establecidos por la norma IEEE 81, esta norma menciona diversos métodos de medición, pero para este estudio son necesarios únicamente los métodos de Wenner y de Schlumberger-Palmer. A continuación, se describen cada uno de ellos.

3.1.1. Método de Wenner

El método de Wenner mide la resistividad del terreno, por medio de cuatro electrodos, estos se disponen de forma lineal que tienen una separación igual entre ellos (a), con una profundidad de enterrado (b), para obtener la medición se establece una corriente (I) entre los electrodos externos, se mide la tensión (V) en los electrodos internos y por medio de la Ley de Ohm, se obtiene el valor de la resistencia (R). En la Figura 21, se describe este método.

Figura 21. Representación del método de Wenner



Fuente: IEEE 81, IEEE Standards association, *IEEE Guide for Measuring Earth Resistivity, Ground Impedance, and Earth Surface Potentials of a Grounding System*. p.13.

Con el resultado obtenido de la resistencia calculada, es posible encontrar la resistividad del terreno (ρ), en función de la distancia equitativa entre electrodos (a) y la profundidad de enterrado del electrodo (b), como se describe en la siguiente ecuación:

$$\rho = \frac{4\pi a R}{1 + \frac{2a}{\sqrt{a^2 + 4b^2}} - \frac{a}{\sqrt{a^2 + b^2}}} ; h = a$$

Donde la profundidad de la medición del terreno (h), es igual a la distancia entre electrodos (a). Es preferible que la profundidad del electrodo no exceda de $0,1a$, con el fin de utilizar la siguiente ecuación, para facilitar los cálculos:

Considerando que $b < 0,1a$, se tiene que $b = 0$ y como resultado se obtiene la siguiente expresión:

$$\rho = 2\pi aR \ ; \ h = a$$

Donde:

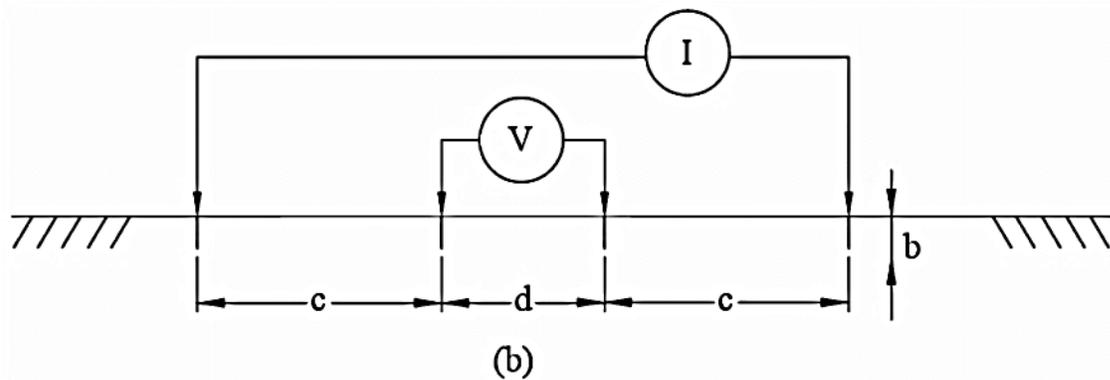
- ρ es la resistividad del terreno.
- a es el espacio entre electrodos.
- b es la profundidad de enterramiento del electrodo.
- R es la resistencia del terreno, obtenida de la Ley de Ohm.
- h es la profundidad a la que se mide la resistividad del terreno.

3.1.2. Método de Schlumberger-Palmer

El método de Schlumberger-Palmer es otro método para medir la resistividad del terreno, por medio de cuatro electrodos, estos se disponen de forma lineal, a diferencia del método de Wenner se tiene una separación desigual entre ellos, los electrodos internos se encuentran a una separación (d), los electrodos extremos con separación distinta (c), profundidad de enterrado de electrodos (b) y se establece una corriente (I) entre los electrodos externos

para medir la tensión (V) en los electrodos internos. Por la Ley de Ohm, se obtiene el valor de la resistencia (R). En la Figura 22, se describe este método.

Figura 22. **Representación del método de Schlumberger-Palmer**



Fuente: IEEE 81, IEEE Standards association, *IEEE Guide for Measuring Earth Resistivity, Ground Impedance, and Earth Surface Potentials of a Grounding System*. p.13.

Para el método de Schlumberger-Palmer, debe despreciarse b y se debe cumplir que $b \ll d < c$, al cumplir con estas distancias, se procede a utilizar la siguiente ecuación:

$$\rho = \frac{\pi c(c+d)R}{d} ; h = \frac{2c+d}{2}$$

Donde:

- ρ es la resistividad del terreno.
- d es el espacio entre electrodos de potencial.
- c es el espacio entre el electrodo de potencial y corriente.

- R es la resistencia del terreno, obtenida de la Ley de Ohm.
- h es la profundidad a la que se mide la resistividad del terreno.

3.1.3. Aplicación de la medición de resistividad del terreno

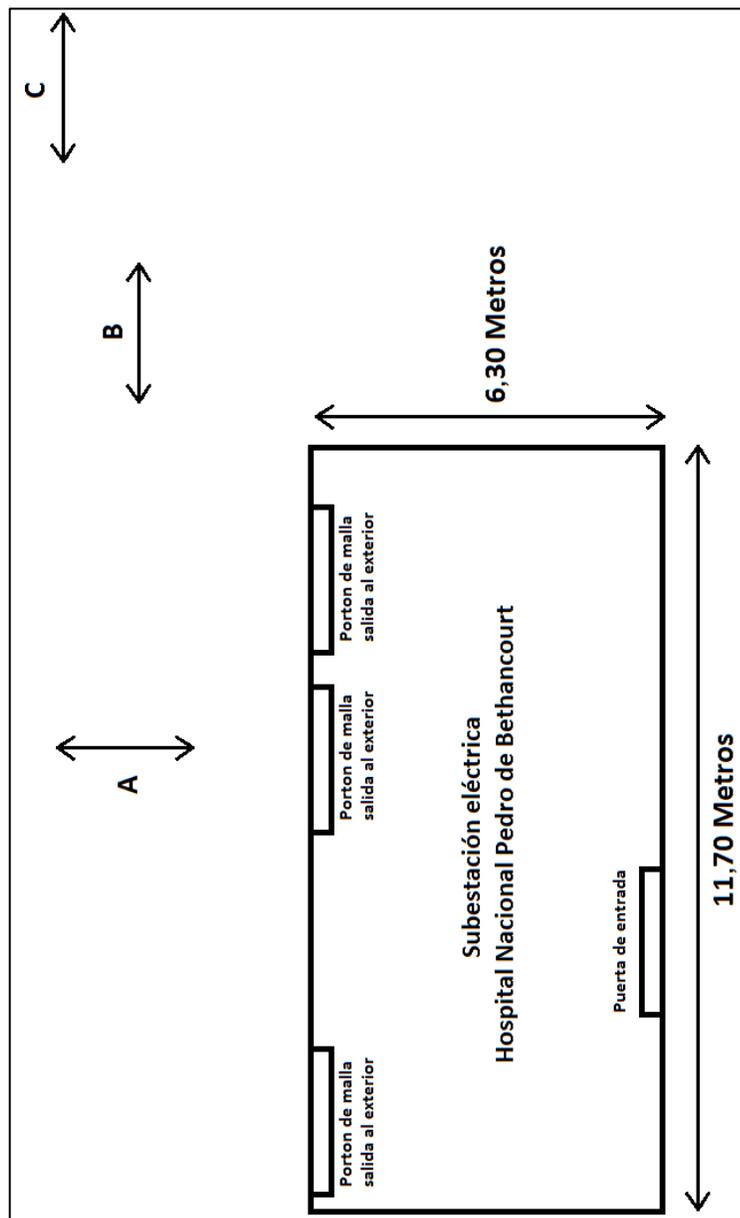
En el inciso anterior se determinó que la resistividad del terreno puede medirse con el método de Wenner o Schlumberger-Palmer, con estos se tendrá la facilidad de adaptarnos a la medición de cualquier configuración de terreno.

Cada método tiene una ventaja y desventaja, para el método de Wenner se tiene la ventaja de que se pueden realizar mediciones precisas a profundidades cortas, pero tiene la desventaja de que, para mediciones a profundidades grandes, el equipo de medición debe tener la capacidad de mantener el potencial para realizar una correcta medición. Con el método de Schlumberger-Palmer, se tiene la ventaja de poder establecer una distancia corta entre los electrodos de la medición del potencial sin necesidad de cambiar su posición, para medir a mayor profundidad, solamente se desplazan al exterior los electrodos de corriente, logrando realizar las mediciones más rápidas. La desventaja es que, a profundidades cortas, no se puede utilizar este método.

En el Hospital Nacional Pedro de Bethancourt, se realizó la medición para determinar los métodos necesarios para diagnosticar la red de tierras, como es una subestación con un diseño establecido, se tenía que en la subestación existiese una losa de 30 cm de espesor y se procedió a utilizar el método de Wenner para profundidades cortas, y el método de Schlumberger-Palmer para realizar la menor cantidad de orificios en la losa. Se realizó la medición a las

profundidades de 1, 2 y 3 metros en tres distintas ubicaciones cercanas a la subestación, como se muestra en el bosquejo de la Figura 23.

Figura 23. **Bosquejo de planta, de los puntos medidos de resistividad del terreno de la subestación del Hospital Nacional Pedro de Bethancourt**



Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Paint 2009.

3.1.3.1. Mediciones realizadas

Las mediciones de la resistividad del terreno, se realizaron con el equipo Megger DET4TD2. Para las mediciones de los puntos A, B y C, de la Figura 23, las mediciones se justificaron con una fotografía de la posición de los electrodos y otra con los resultados de la medición de la resistencia, que el equipo registró.

Por los puntos de medición A, B y C, se realizaron tres mediciones, para encontrar la resistividad del terreno a las profundidades de 1,0 mts, 2,0 mts y 3,0 mts. Para encontrar la resistividad de 1,0 mts de profundidad se utilizó el método de Wenner, porque que la distancia entre electrodos (a) es de un metro, pero se debe cumplir que $b < 0,1a$, el electrodo debe ser enterrado a lo mucho a 0,1 mts o 10 cm, si se hubiera realizado la medición con el método de Schlumberger-Palmer por la condición $b \ll d < c$ el enterramiento de las terminales (b), no será lo suficiente.

Para encontrar la resistividad a 2,0 mts y 3,0 mts de profundidad, se utilizó el método de Schlumberger-Palmer, porque la distancia entre los electrodos de potencial con el de corriente (c), es lo suficientemente grande para que se cumpla la condición $b \ll d < c$, teniendo un enterramiento del electrodo de 0,1 mts, por practicidad con este método donde se tuvo que taladrar el concreto, se disminuyó el número de agujeros. A continuación, se describen las mediciones mencionadas.

La medición del punto A, se realizó lo más cercana posible a la subestación, en este punto fue necesario obtener el permiso pertinente de las autoridades, debido a que se tuvo que taladrar el concreto de 20 cm de espesor, en la Figura 24, se muestran las mediciones realizadas.

Figura 24. Medición de resistividad del terreno en el punto A

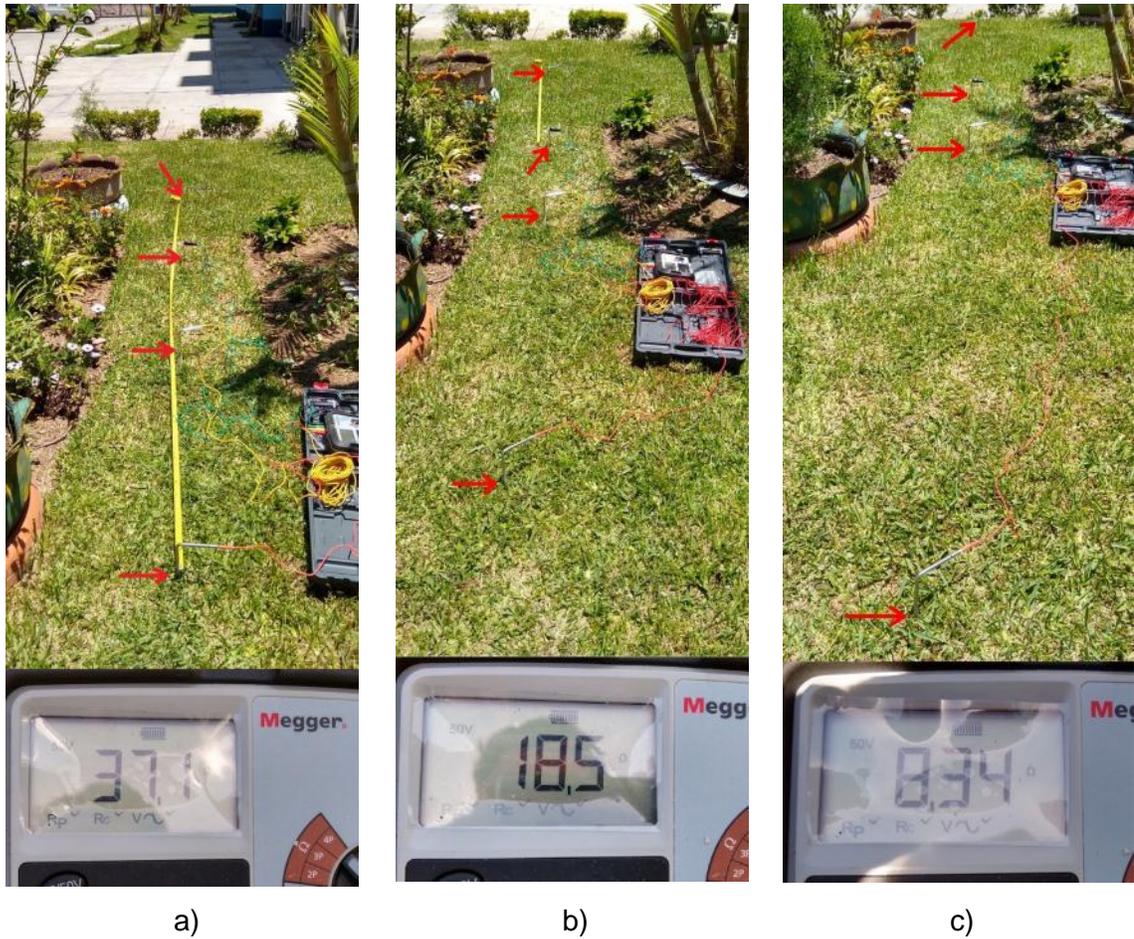


Fuente: elaboración propia, empleando cámara de celular Motorola G7

En la Figura 24, en a) se muestra el método utilizado de Wenner, en b) y c) se muestra el método utilizado de Schlumberger-Palmer.

La medición del punto B, al igual que el punto A, se realizó lo más cercana posible a la subestación, en este punto se realizó la medición en un jardín cercano a la subestación, en la Figura 25, se muestran las mediciones realizadas.

Figura 25. Medición de resistividad del terreno en el punto B

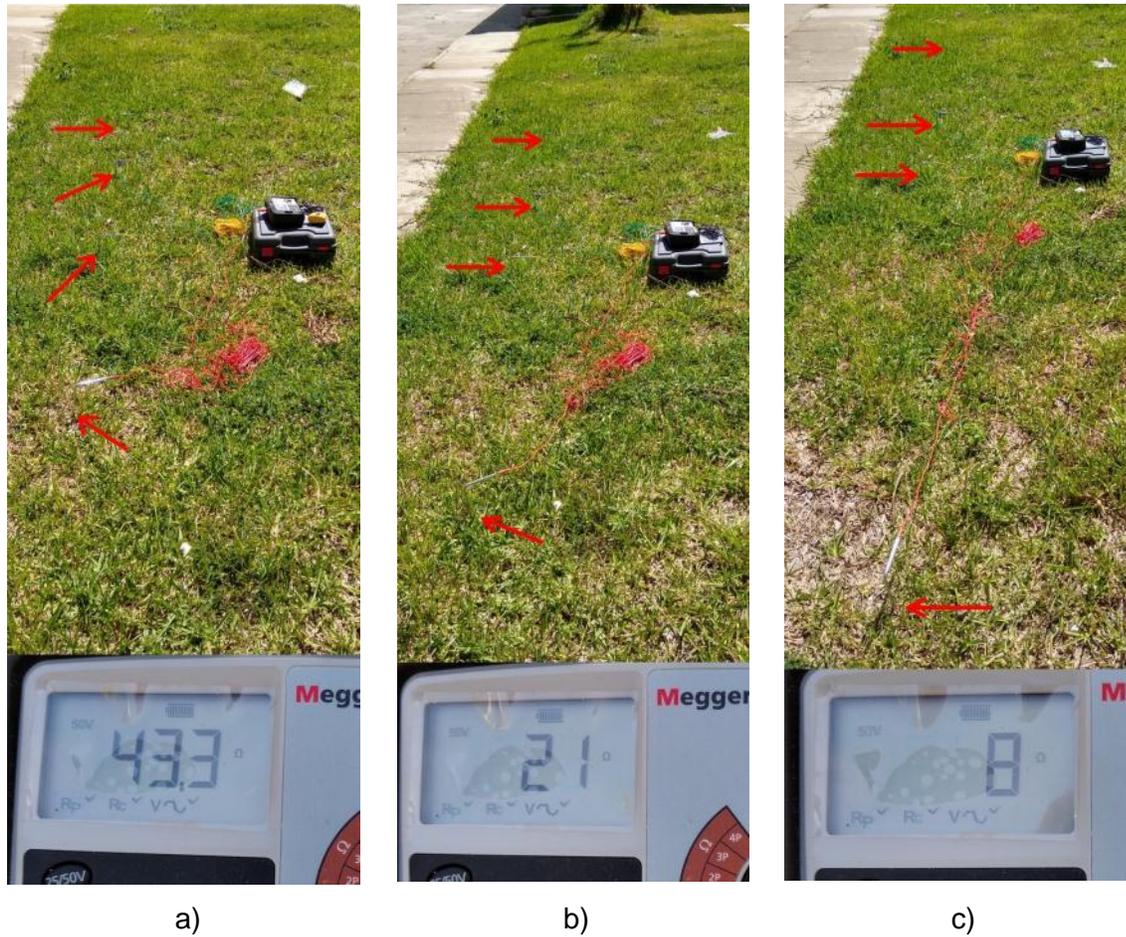


Fuente: elaboración propia, empleando cámara de celular Motorola G7

En la Figura 25, en a) se muestra el método utilizado de Wenner, en b) y c) se muestra el método utilizado de Schlumberger-Palmer.

La medición del punto C, se realizó lo más cercana posible a la subestación, en este punto se realizó la medición en otro jardín que también está cercano a la subestación, en la Figura 26, se muestran las mediciones realizadas.

Figura 26. Medición de resistividad del terreno en el punto C



Fuente: elaboración propia, empleando cámara de celular Motorola G7

En la Figura 26, en a) se muestra el método utilizado de Wenner, en b) y c) se muestra el método utilizado de Schlumberger-Palmer. Por último, se muestra el resumen de las mediciones de los tres puntos, en la Tabla I.

Tabla I. **Resumen de las mediciones realizadas por los métodos de Wenner y Schlumberger-Palmer**

Método	Wenner	Schlumberger-Palmer	
Separación de electrodos [m]	$a = 1,00$	$c = 1,50$	$c = 2,50$
	--	$d = 1,00$	$d = 1,00$
Profundidad de pica "b" [m]	0,10	0,10	0,10
Distancia total [m]	3,00	4,00	6,00
Resistencia medida en A [Ω]	34,10	20,80	9,30
Resistencia medida en B [Ω]	37,10	18,50	8,34
Resistencia medida en C [Ω]	43,30	21,00	8,00

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Word 2010.

En el siguiente inciso se muestran los resultados de los cálculos realizados en base a estas mediciones, para encontrar la resistividad del terreno.

3.1.3.2. Resultados

Para interpretar las mediciones realizadas de resistencia del inciso anterior, es necesario calcular la resistividad del terreno por medio de las ecuaciones planteadas en el inciso 3.1.1 para Wenner y 3.1.2 para Schlumberger-Palmer. En la Tabla II, se muestran los resultados obtenidos.

Tabla II. **Resultados del cálculo de resistividad del terreno para las mediciones de Wenner y Schlumberger-Palmer**

Método	Wenner	Schlumberger-Palmer	
Profundidad de medición " h " [m]	1,00	2,00	3,00
Resistividad calculada en A [$\Omega \cdot m$]	214,16	245,04	255,65
Resistividad calculada en B [$\Omega \cdot m$]	233,11	217,95	229,26
Resistividad calculada en C [$\Omega \cdot m$]	272,06	247,40	219,91
Promedio	239,81	236,80	234,94

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Word 2010.

El objetivo de este estudio es rediseñar la red de tierras de la subestación del Hospital Nacional Pedro de Bethancourt, se tomó de referencia el promedio de las mediciones, porque los resultados son homogéneos para la profundidad (h) de 2 mts, con 236,80 $\Omega \cdot m$ de resistividad, porque para el rediseño, se utilizarán barrillas de 8 pies o 2,44 mts de profundidad.

3.2. Determinación de la corriente de corto circuito

El corto circuito, es el estado de un sistema eléctrico que se encuentra bajo falla, para este estudio se analizará el corto circuito en corriente alterna. Es causado cuando dos o más líneas o conductores de distinta fase hacen contacto entre sí, lo que causa la elevación súbita de la corriente.

El corto circuito, es el estado en el que cualquier sistema eléctrico se diseña para que este no suceda, pero para cualquier tecnología de protección de cortos circuito, siempre existe la posibilidad de que estos se den por motivos ajenos que no están a su alcance, estos motivos pueden ser como la incidencia

de una descarga atmosférica en la línea de distribución, caída de árboles en la línea de distribución, mala maniobra por parte del usuario, entre otros muchos más.

Debido a la exposición del sistema al corto circuito, esta corriente debe ser dimensionada para las peores condiciones, con el fin de realizar el diseño de un sistema óptimo para mitigar esta corriente. En el siguiente inciso se determina la corriente de corto circuito, por el método de barra infinita.

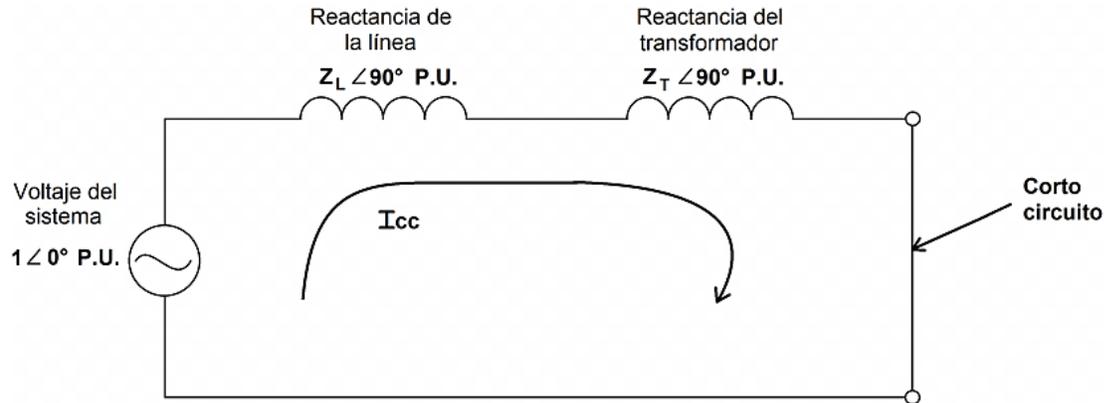
3.2.1. Corto circuito asumiendo una barra infinita

Para encontrar corriente máxima de falla es posible determinarla asumiendo que la barra que alimenta al transformador tiene la capacidad de entregar una corriente infinita, sin caída de tensión. Este método matemático es empleado en el documento de la norma IEEE llamado "*IMPACT OF AVAILABLE FAULT CURRENT VARIATIONS ON ARC-FLASH CALCULATIONS*"².

Consiste en asumir que al transformador de potencia se le está alimentado por medio de una línea de distribución que está conectada a una barra infinita. Por practicidad se prefiere trabajar el sistema trifásico en valores por unidad para representar las tres líneas en una sola, como se muestra en la Figura 27, en ella se muestra el diagrama de impedancia del circuito que alimenta el transformador en condiciones de falla.

² IEEE, Ilanchezhian Balasubramanian. *Impact Of Available Fault Current Variations On Arc-Flash Calculations*, p. 2.

Figura 27. Diagrama de impedancia del sistema



Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Paint 2009.

Donde:

- I_{cc} Es la corriente de corto circuito.
- V_{cc} Es el voltaje del sistema.
- Z_L Es la impedancia en corto circuito de la línea.
- Z_T Es la impedancia en corto circuito del transformador.

Se puede representar la impedancia de la línea por la ley de ohm de la siguiente manera:

$$Z_L = \frac{V_{cc}}{I_{cc}}$$

Como la corriente de corto circuito es infinita, podemos encontrar la impedancia de la línea en esta condición, matemáticamente por medio de límites, por lo que se define que:

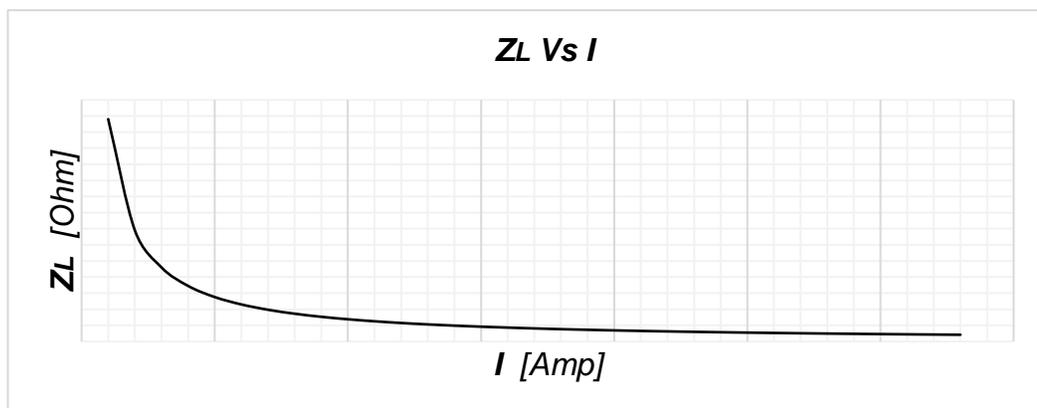
$$Z_L = \lim_{I_{cc} \rightarrow \infty} \frac{V_{cc}}{I_{cc}}$$

Como el límite de cualquier número dividido entre infinito es igual a cero se tiene que:

$$Z_L = \lim_{I_{cc} \rightarrow \infty} \frac{V_{cc}}{I_{cc}} = \frac{V_{cc}}{(\infty)} = 0$$

Si realizamos una gráfica para analizar la impedancia de la línea en corto circuito versus la corriente de corto circuito, se nota que la impedancia tiende a cero conforme la corriente incrementa, en la figura 28, se visualiza la gráfica y la tendencia cuando la corriente incrementa.

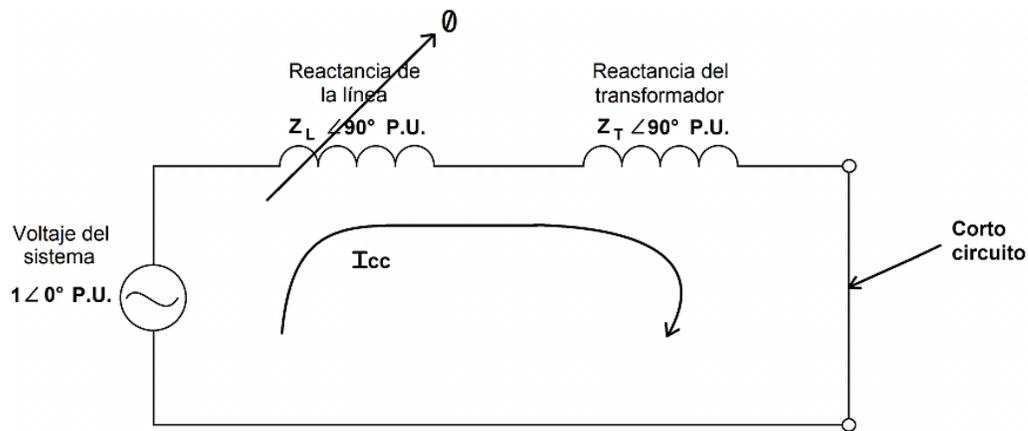
Figura 28. **Impedancia de la línea vs corriente**



Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel 2010.

Con la definición anteriormente desarrollada, se determina que la impedancia de la línea tiende a cero a causa de la corriente que transporta bajo falla. Se muestra en la Figura 29, el diagrama de impedancia resultante.

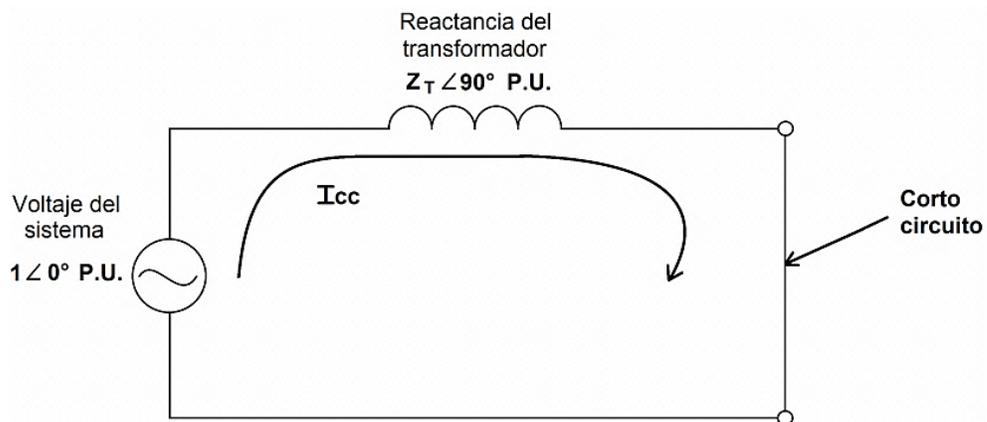
Figura 29. **Impedancia de la línea en corto circuito**



Fuente: Elaboración propia, empleando Microsoft Paint 2009.

Como resultado tendremos que el transformador queda conectado prácticamente directo a la barra, como se muestra en la figura 30.

Figura 30. **Sistema en corto circuito con barra infinita**



Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Paint 2009.

Es conveniente suponer que, la barra tiene la capacidad de entregar toda la corriente que demanda la falla, de esta manera se llega a la condición más crítica a la que pueda estar expuesta la subestación y el personal, otra ventaja es que en la mayoría de veces no está a disposición la impedancia de la línea o realizar pruebas en ella.

3.2.2. Cálculo de corto circuito asumiendo una barra infinita

Para este cálculo necesitamos los valores base del sistema para el voltaje, corriente e impedancia en corto circuito, que nos proporciona la placa del transformador de la subestación, esta se muestra en la Figura 11 del apartado 2.4.1, teniendo que:

Datos del transformador de potencia:

- $S_{3\phi} = 750 \text{ KVA}$, Potencia trifásica del transformador.
- $V_{p_{L-L}} = 13\,200 \text{ V}$, Tensión en la posición C del combinador de tomas.
- $V_{S_{L-L}} = 208 \text{ V}$, Tensión en el secundario.
- $Z \% = 6,2$, Impedancia de corto circuito.

Obtenidos estos datos, se debe determinar el voltaje que pasa por el secundario del transformador, como la línea que alimenta el transformador es de 13,8 kV y la posición del combinador de tomas del transformador es para 13,2 kV, se procede a determinar la relación de transformación:

$$a_t = \frac{N_p}{N_s} = \frac{13\,200}{208} = 63,4615$$

La expresión a_t es una constante que debe mantenerse para cualquier cálculo, porque depende de las características de diseño del transformador y no se pueden modificar, para ello encontramos el voltaje en el secundario por medio de la siguiente relación:

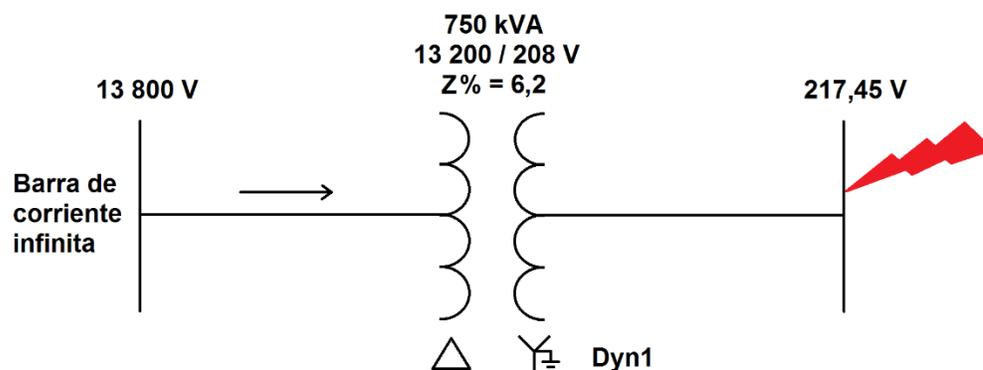
$$\frac{V_p}{V_s} = \frac{N_p}{N_s} = a_t$$

Despejando V_s teniendo que este voltaje es:

$$V_s = \frac{V_p}{a_t} = \frac{13\,800}{63,4615} = 217,45\text{ V}$$

En la Figura 31, se muestra el diagrama unifilar del sistema de alimentación con barra infinita en corto circuito y los voltajes obtenidos.

Figura 31. Voltajes del sistema



Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Paint 2009.

Con los voltajes del sistema se procede a determinar la corriente de corto circuito en el primario y secundario, estos se definen en los siguientes incisos.

3.2.2.1. Corriente de corto circuito primario

Para calcular la corriente de corto circuito es necesario determinar la corriente nominal en el lado primario del transformador, que a su vez es la corriente base, teniendo que:

$$I_p = \frac{750\,000}{\sqrt{3} \cdot (13\,200)} = 32,804 \text{ Amp}$$

Para el cálculo de la tensión en corto circuito, solo es necesario utilizar el valor absoluto en valores por unidad, siendo el voltaje:

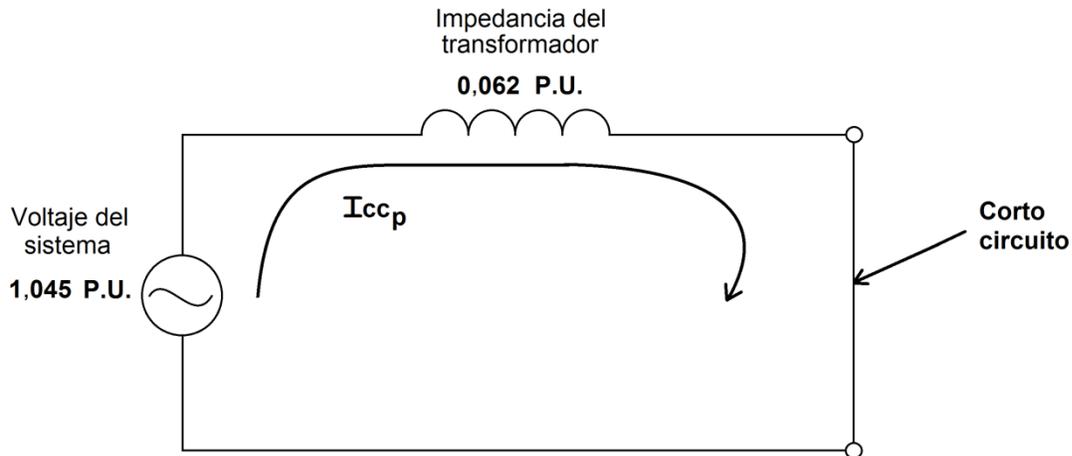
$$|V_{cc}(p.u.)| = \left| \frac{V_{cc}}{V_b} \right| = \left| \frac{13,8 \text{ kV}}{13,2 \text{ kV}} \right| = 1,045 \text{ p.u.}$$

Para pasar a valores por unidad, la impedancia de corto circuito de placa, este se encuentra en valor porcentual del valor por unidad, entonces:

$$Z_{cc}(p.u.) = \frac{Z \%}{100} = \frac{6,2 \%}{100} = 0,062 \text{ p.u.}$$

Teniendo el valor de voltaje e impedancia en valores por unidad, se procede a realizar el diagrama, como muestra en la Figura 32.

Figura 32. Diagrama del sistema en valores por unidad



Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Paint 2009.

Se procede a encontrar la corriente de corto circuito, en p.u. teniendo que:

$$I_{cc}(p.u.) = \frac{V_{cc}(p.u.)}{Z_{cc}(p.u.)} = \frac{1,045}{0,062} = 16,862 p.u.$$

Se procede a calcular la impedancia de corto circuito en el lado primario en valores reales, que no es más que, la corriente de corto circuito en valores por unidad por la corriente base del lado primario:

$$I_{cc_p} = I_{cc}(p.u.) \cdot I_p$$

Teniendo que la corriente de corto circuito en el primario es:

$$I_{cc_p} = (16,862 p.u.)(32,804 Amp) = 553,146 Amp$$

3.2.2.2. Corriente de corto circuito secundario

Para calcular la corriente de corto circuito del lado secundario, procedemos a encontrarla por conservación de la energía, suponiendo que es un transformador ideal, la potencia de entrada será igual que la potencia de salida:

$$P_p = P_s$$

$$V_p I_p = V_s I_s$$

La relación entre la corriente y tensión es:

$$\frac{V_p}{V_s} = \frac{I_s}{I_p}$$

Se define qué la relación de transformación entre la corriente, tensión y el número de espiras de los devanados, es expresada de la siguiente manera:

$$\frac{V_p}{V_s} = \frac{I_s}{I_p} = \frac{N_p}{N_s} = a_t$$

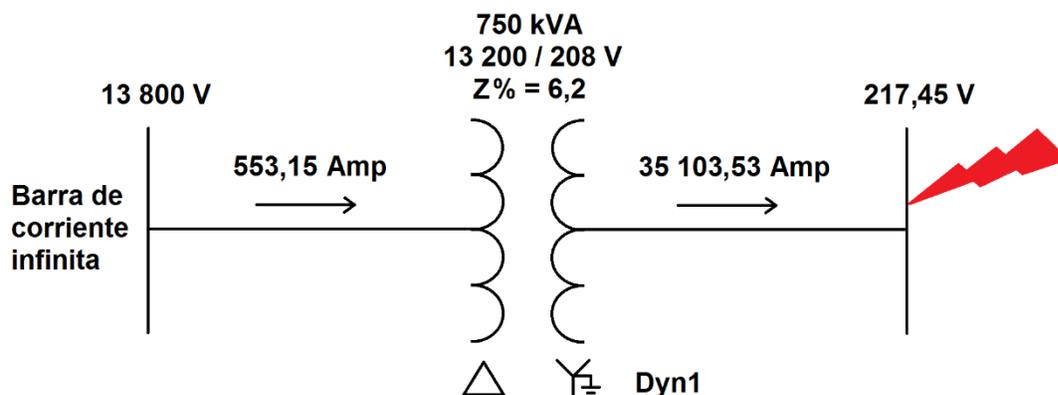
Y la corriente de corto circuito del lado secundario es:

$$I_{cc_s} = a_t \cdot I_{cc_p} = (63,461)(553,146 \text{ Amp}) = 35\,103,528 \text{ Amp}$$

3.2.2.3. Resultados

Finalmente se expresa la corriente de corto circuito y el voltaje del lado primario y secundario del sistema en un diagrama unifilar, como se muestra en la Figura 33.

Figura 33. Valores de corto circuito del sistema



Fuente: Elaboración propia, empleando Microsoft Paint 2009.

3.3. Diseño de red de tierras

La puesta a tierra tiene como propósito principal proteger al operario de la tensión de paso y contacto, en ciertos momentos, cuando ocurre una falla en la línea que alimenta o distribuye energía eléctrica el transformador principal o bien a causa de una descarga eléctrica atmosférica en cualquier equipo aterrizado en la puesta a tierra.

Otro de los objetivos principales de la puesta a tierra, es proporcionar el adecuado drenado de las corrientes de fuga de los equipos con piezas metálicas que en todos los casos, deben estar aterrizados a la puesta a tierra, para que circulen estas corrientes con la menor oposición posible. De manera

contraria los operarios estarían expuestos en todo momento a choques eléctricos al tener contacto con un equipo metálico, como el transformador, gabinetes, entre otros.

Para el diseño de la red de tierras es utilizada una guía en la que se describen los pasos a seguir para el adecuado diseño, se trata del estándar IEEE 80, en él se establece, como base para el diseño, los límites de seguridad las tensiones de paso o contacto que pueden existir en una subestación, en condiciones de falla en puntos donde pueda tener contacto el ser humano.

El proceso del diseño consta de 12 pasos a seguir consecutivamente, como se muestra en el diagrama de flujo de la Figura 34, en él se describe que datos son necesarios obtener, para proceder a evaluar que la seguridad de la subestación para el ser humano.

3.3.1. Descripción de variables y procedimientos

Para identificar las variables utilizadas en las ecuaciones para el diseño de la red de tierras, el estándar IEEE 80 identifica cada una con un símbolo en específico, para que al usuario le sea más fácil emplear e identificar cada una de ellas, en la Tabla III se muestra el símbolo de cada variable con su respectiva descripción.

Tabla III. Descripción de variables

Símbolo	Descripción
ρ	Resistividad del suelo [$\Omega \cdot m$]
ρ_s	Resistividad de la superficie del suelo [$\Omega \cdot m$]
$3I_0, I_f$	Corriente simétrica de falla [Amp]
A	Área total de la malla de tierras [m^2]
C_s	Factor de reducción de la superficie del suelo
d	Diámetro del conductor de la malla [m]

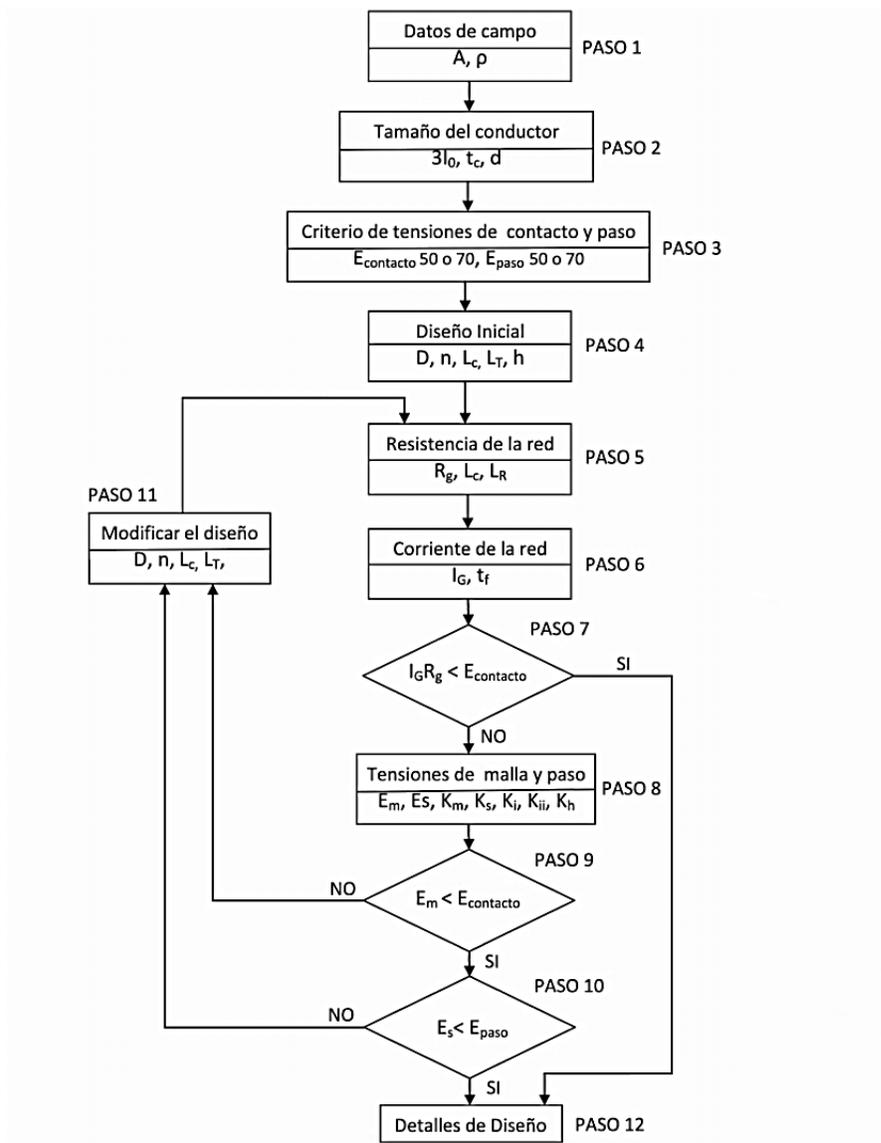
Continuación de la Tabla III.

D	Distancia entre conductores paralelos [m]
D_f	Factor de decremento para determinar I_G
D_m	Distancia máxima entre dos puntos de la malla [m]
E_m	Tensión de malla en el centro de la malla de la esquina para el método simplificado [$Volt$]
E_s	Tensión de paso entre un punto por encima de la esquina exterior de la cuadrícula y un punto 1 m en diagonal fuera de la cuadrícula para el método simplificado [$Volt$]
$E_{paso,50}$	Tensión de paso tolerable para humanos con 50 kg de peso corporal [$Volt$]
$E_{paso,70}$	Tensión de paso tolerable para humanos con 70 kg de peso corporal [$Volt$]
$E_{contacto,50}$	Tensión de contacto tolerable para humanos con 50 kg de peso corporal [$Volt$]
$E_{contacto,70}$	Tensión de contacto tolerable para humanos con 70 kg de peso corporal [$Volt$]
h	Profundidad de los conductores de la malla de tierras [m]
h_s	Profundidad de la superficie del suelo [m]
I_G	Corriente máxima de la malla que fluye entre la malla de tierra y la tierra circundante [Amp]
I_g	Corriente simétrica de malla [Amp]
K	Factor de reflexión entre diferentes resistividades
K_h	Factor de ponderación correctiva que enfatiza los efectos de la profundidad de la retícula, método simplificado
K_i	Factor de corrección para geometría de la malla, método simplificado
K_{ii}	Factor de ponderación correctiva que se ajusta a los efectos de los conductores internos en la malla de la esquina, método simplificado
K_m	Factor de separación para el voltaje de malla, método simplificado
K_s	Factor de separación para voltaje de paso, método simplificado
L_c	Longitud total del conductor de la malla [m]
L_R	Longitud total de los electrodos de la malla [m]
L_M	Longitud efectiva de $L_c + L_R$ para la tensión de malla [m]
L_r	Longitud del electrodo de tierra [m]
L_S	Longitud efectiva de $L_c + L_R$ para la tensión de paso [m]
L_T	Longitud total efectiva del conductor del sistema de conexión a tierra, incluida la malla y los electrodos [m]
L_x	Longitud máxima de los conductores de la malla en dirección x [m]
L_y	Longitud máxima de los conductores de la malla en dirección y [m]
n	Factor geométrico compuesto de factores n_a, n_b, n_c y n_d
n_R	Número de varillas o electrodos colocados en el área A
R_g	Resistencia del sistema de puesta a tierra [Ω]
S_f	Factor de división de corriente de falla (factor dividido)
t_c	Duración de la corriente de falla para dimensionar el conductor de tierra [s]
t_f	Duración de la corriente de falla para determinar el factor de decremento [s]
t_s	Duración de la descarga o choque eléctrico, para determinar la corriente corporal permitida [s]

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Word 2010.

En la Figura 34, se muestra el diagrama de bloques del procedimiento de los 12 pasos necesarios para el diseño de la red de tierras. En el inciso 3.3.3 se aplican las ecuaciones de estos 12 pasos.

Figura 34. Diagrama de bloques del diseño de red de tierras



Fuente: IEEE 80, IEEE Standards association, *IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding*. p. 92.

3.3.2. Datos necesarios para el diseño

Los datos para el diseño de puesta a tierra son obtenidos de la placa del transformador de potencia que se utilizara en la subestación, mediciones, ciertos datos y consideraciones que deben tomarse en cuenta por el entorno en el que estará instalada la subestación, en la Tabla IV, se muestran estos datos.

Tabla IV. Datos necesarios para el diseño de la red de tierras

Descripción	Datos	Comentario
Duración de la falla t_f	1,0 s	Se considera este tiempo, en caso no actué la protección principal y actué el respaldo.
Duración del choque eléctrico t_s	1,0 s	Se considera este tiempo, en caso no actué la protección principal y actué el respaldo.
Voltaje línea a línea primario	13 200 V	Valor de placa.
Voltaje línea a línea secundario	208 V	Valor de placa.
Resistividad del suelo ρ	236,8 Ωm	Valor obtenido de la medición del inciso 3.1.3.2.
Resistividad del piso ρ_s	$1 \times 10^6 \Omega\text{m}$	Valor más crítico para concreto seco, Tabla VII.
Espesor del piso h_s	0,3 m	Es establecido por criterio.
Profundidad de enterrado del conductor de malla h	0,8 m	Es establecido por criterio.
Área disponible A	73,71 m ²	Figura número 26.
Potencia del transformador	750 KVA	Valor de placa.
Impedancia del transformador $Z \%$	6,2	Valor de placa.
Factor X/R	40,0	La placa del transformador no especifica este dato, entonces, es tomado el valor más crítico.

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Word 2010.

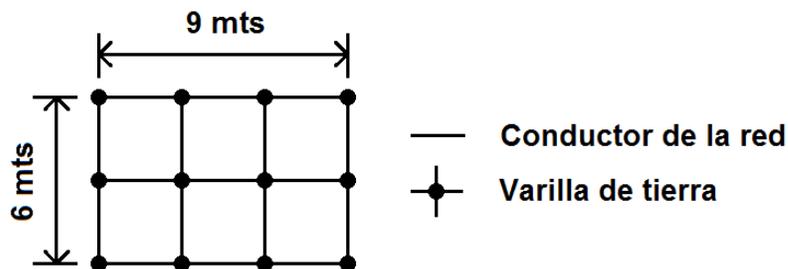
3.3.3. Aplicación de los pasos para el diseño de red de tierras

En este apartado se aplican las ecuaciones respectivas de cada uno de los 12 pasos para el rediseño de la red de tierras del Hospital Nacional Pedro de Bethancourt. A continuación, se detalla cada paso.

3.3.3.1. Paso 1: datos de campo

La subestación está ubicada dentro de un área rectangular de 11,7 m x 6,3 m unos 73,71 m² como se muestra en la Figura 23, del inciso 3.1.3, el diseño es conveniente que siga siendo rectangular de 9,0 m x 6,0 m de 54 m², por motivo de facilitar el cálculo conservando la geométrica de las retículas. La red de conductores tendrá varillas de tierra de 8 pies o 2,44 metros, en todo su perímetro y en el interior del perímetro, como se muestra en la Figura 35.

Figura 35. Diseño de red de conductores con varillas de tierra



Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Paint 2009.

La prueba realizada en el inciso 3.1.3.2, dio como resultado que la resistividad promedio del suelo a 2 metros es de 236,80 Ωm .

3.3.3.2. Paso 2: tamaño del conductor

En el inciso 3.3.2, se calculó la corriente simétrica de falla o corriente de corto circuito, dando los siguientes resultados:

- En el lado primario: 553 146 Amp.
- En el lado secundario: 35 103,528 Amp.

El transformador de potencia tiene configuración en delta del lado primario y estrella aterrizada en el lado secundario, como se muestra en la Figura 12 del inciso 2.4.1. Se debe utilizar la corriente de corto circuito en el secundario, porque en este lado retornan las fallas más severas al neutro.

En la norma IEEE Std 80 apartado 11, se indican las ecuaciones que deben utilizarse para determinar el tamaño del conductor, características que debe tener para soportar la temperatura con los esfuerzos mecánicos que conlleva el corto circuito. Estas ecuaciones son deducidas para obtener el área del conductor en mm² y kcmil por motivos de practicidad, como se describen a continuación:

$$A_{mm^2} = I \frac{1}{\sqrt{\left(\frac{TCAP \cdot 10^{-4}}{t_c \alpha_r \rho_r}\right) \ln\left(\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a}\right)}}$$

$$A_{kcmil} = I \frac{197,4}{\sqrt{\left(\frac{TCAP}{t_c \alpha_r \rho_r}\right) \ln\left(\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a}\right)}}$$

Donde:

- I es la corriente simétrica de falla en kA.
- A_{mm^2} es la sección del conductor en mm².
- A_{kcmil} es la sección del conductor en kcmil.
- T_m es la máxima temperatura admisible en °C.
- T_a es la temperatura ambiente en °C.
- T_r es una constante para la referencia de temperatura del material en °C.
- α_0 es el coeficiente térmico de la resistividad en 0 °C en 1/°C.
- α_r es el coeficiente de resistividad en referencia de la temperatura T_r en 1/°C.
- ρ_r es la resistividad del conductor de tierra a referencia de la temperatura T_r en $\mu\Omega - cm$.
- K_0 $1/\alpha_0$ o $(1/\alpha_r) - T_r$ en °C.
- t_c es la duración de la falla simétrica en segundos.
- TCA es la capacidad térmica en por unidad de volumen en J/(cm³·°C).

A excepción de la corriente simétrica de falla y la duración de la falla simétrica, los parámetros anteriores son descritos en la Tabla V, el tipo de conductor a utilizar debe elegirse según la economía con la disponibilidad de este.

El conductor elegido para ser utilizado en la red de tierras es el cobre, estirado comercial que es el segundo de la Tabla V, para el cálculo se utilizara la ecuación del área del conductor en milímetros cuadrados, se sustituyen las constantes del conductor elegido por los valores de esta tabla, el tiempo de duración de la falla es de $t_c = 1 s$, la corriente simétrica de falla es de $I = 35\,103,528 \text{ Amp}$ y la temperatura ambiente máxima promedio del año en la ubicación de la instalación es de $T_a = 28 \text{ }^\circ\text{C}$.

Tabla V. Constantes de materiales

Description	Material conductivity (%)	α_r factor at 20 °C (1/°C)	K_o at 0 °C (0 °C)	Fusing ^a temperature T_m (°C)	ρ_r 20 °C ($\mu\Omega\cdot\text{cm}$)	TCAP thermal capacity [$\text{J}/(\text{cm}^3\cdot^\circ\text{C})$]
Copper, annealed soft-drawn	100,0	0,003 93	234	1 083	1,72	3,42
Copper, commercial hard-drawn	97,0	0,003 81	242	1 084	1,78	3,42
Copper-clad steel wire	40,0	0,003 78	245	1 084	4,40	3,85
Copper-clad steel wire	30,0	0,003 78	245	1 084	5,86	3,85
Copper-clad steel rod ^b	20,0	0,003 78	245	1 084	8,62	3,85
Aluminum, EC grade	61,0	0,004 03	228	657	2,86	2,56
Aluminum, 5 005 alloy	53,5	0,003 53	263	652	3,22	2,60
Aluminum, 6 201 alloy	52,5	0,003 47	268	654	3,28	2,60
Aluminum-clad steel wire	20,3	0,003 60	258	657	8,48	3,58
Steel, 1 020	10,8	0,001 60	605	1 510	15,90	3,28
Stainless-clad steel rod ^c	9,8	0,001 60	605	1 400	17,50	4,44
Zinc-coated steel rod	8,6	0,003 20	293	419	20,10	3,93
Stainless steel, 304	2,4	0,001 30	749	1 400	72,00	4,03

^aFrom ASTM standards.

^bCopper-clad steel rods based on 0,254 mm (0,010 in) copper thickness.

^cStainless-clad steel rod based on 0,508 mm (0,020 in) No. 304 stainless steel thickness over No. 1 020 steel core.

Fuente: IEEE 80, IEEE Standards association, *IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding*. p. 42.

Empleado la ecuación para el cálculo del área en milímetros cuadrados, del área o calibre del conductor:

$$A_{mm^2} = I \frac{1}{\sqrt{\left(\frac{TCAP \cdot 10^{-4}}{t_c \alpha_r \rho_r}\right) \ln\left(\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a}\right)}}$$

Sustituyendo los valores:

$$A_{mm^2} = (35,103528) \cdot \frac{1}{\sqrt{\left(\frac{3,42 \cdot 10^{-4}}{(1)(0,00381)(1,78)}\right) \ln\left(\frac{242 + 1084}{242 + 28}\right)}} = 123,91 \text{ mm}^2$$

Concluyendo que el calibre AWG próximo elegir para 123,91 mm² es de 127 mm² que a la vez es de 250 kcmil.

Se ha realizado correctamente el cálculo del calibre del conductor, según IEEE Std 80-2 000, pero otra forma para comprobar el tamaño del conductor de la malla de tierra, es utilizado la Tabla VI, en ella se han determinado las características de fusión de varios tamaños de conductores de cobre con diversos grados de compensación en corriente directa, estas características de fusión de han derivado teóricamente y luego ampliamente verificado experimentalmente por Reichman, J., Vainberg, M., y Kuffel, J., en su libro “Short-circuit capacity of temporary grounding cables”³.

La Tabla VI, es para el valor del factor $X/R = 40$, el tiempo de duración de falla es de $t_f = 1,00 \text{ s}$ y la corriente simétrica de falla o de corto circuito es de 35,10 kA.

³ IEEE, Reichman, J., Vainberg, M., y Kuffel, J. *Short-circuit capacity of temporary grounding cables*. p. 260.

Tabla VI. **Capacidad de transporte de corriente máxima**

Cable size, AWG	Nominal cross section, mm ²	6 cycles (100 ms)	15 cycles (250 ms)	30 cycles (500 ms)	45 cycles (750 ms)	60 cycles (1 s)	180 cycles (3 s)
#2	33,63	22	16	12	10	9	5
#1	42,41	28	21	16	13	11	7
1/0	53,48	36	26	20	17	14	8
2/0	67,42	45	33	25	21	18	11
3/0	85,03	57	42	32	27	23	14
4/0	107,20	72	53	40	34	30	17
250 kcmil	126,65	85	62	47	40	35	21
350 kcmil	177,36	119	87	67	56	49	29

Fuente: IEEE 80, IEEE Standards association, *IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding*. p. 46.

Al seleccionar el calibre con los valores de la Tabla VI, se establece que el valor máximo de corriente que soporta el calibre 250 kcmil es de 35 kA, teniendo que el valor máximo en este calibre está al límite y se elegir el calibre siguiente que es de 350 kcmil o 177,36 m² que soporta 49 kA por 1 segundo. Al seleccionar este calibre nos da la seguridad de establecer que el cable soportara el estrés del corto circuito.

Para pasos posteriores, de debe convertir el calibre de 350 kcmil o 177,36 m², al diámetro en metros, teniendo que:

$$D_{metros} = \left(\frac{1}{500}\right) \sqrt{\frac{A \text{ mm}^2}{\pi}} = \left(\frac{1}{500}\right) \sqrt{\frac{177,36 \text{ mm}^2}{\pi}} = 0,0150 \text{ m}$$

Por último, se concluye que las características del conductor serán:

- Cable comercial de cobre estirado.
- Calibre 350 kcmil o 177,36 mm².
- Capacidad máxima del cable de 49 kA por 1 segundo.
- Diámetro de 0,0150 m o 15 mm.

3.3.3.3. Paso 3: criterio de tensiones de paso y contacto

En este inciso se determinan las tensiones de paso y contacto, estas tensiones determinan, que tan abrupta o severa será la elevación de tensión para un ser humano, en el momento de que se produzca una falla.

La tensión de paso es en la que el personal de la subestación está expuesto cuando se está caminando en el interior de la subestación en el momento de la falla.

La tensión de contacto es en la que el personal de la subestación está expuesto cuando está tocado un equipo o carcasa sólidamente aterrizada, con una mano o con las dos manos, en el momento de la falla.

Para determinar las tensiones de paso y de contacto es necesario encontrar el valor de C_s con la siguiente expresión:

$$C_s = 1 - \frac{0,09 \left(1 - \frac{\rho}{\rho_s}\right)}{2h_s + 0,09}$$

En el suelo de la subestación se usará loza de concreto, para determinar el valor de esta resistividad, se utilizará los valores de referencia que establece el estándar IEEE 80, con los valores se muestran en la Tabla VII.

Tabla VII. **Valores de resistividad de materiales**

Number	Description of surface material (U.S. state where found)	Resistivity of sample $\Omega \cdot m$	
		Dry	Wet
1	Crusher run granite with fines (N.C.)	140×10^6	1 300 (ground water, 45 $\Omega \cdot m$)
2	1,5 in (0,04 m) crusher run granite (Ga.) with fines	4 000	1 200 (rain water, 100 W)
3	0,75–1 in (0,02–0,025 m) granite (Calif.) with fines	—	6 513 (10 min after 45 $\Omega \cdot m$ water drained)
4	#4 (1 -2 in) (0,025-0,05 m) washed granite (Ga.)	$1,5 \times 10^6$ to $4,5 \times 10^6$	5 000 (rain water, 100 $\Omega \cdot m$)
5	#3 (2–4 in) (0,05-0,1 m) washed granite (Ga.)	$2,6 \times 10^6$ to 3×10^6	10 000 (Rain water, 100 $\Omega \cdot m$)
6	Size unknown, washed limestone (Mich.)	7×10^6	2 000–3 000 (ground water, 45 $\Omega \cdot m$)
7	Washed granite, similar to 0,75 in (0,02 m) gravel	2×10^6	10 000
8	Washed granite, similar to pea gravel	40×10^6	5 000
9	#57 (0,75 in) (0,02 m) washed granite (N.C.)	190×10^6	8 000 (ground water, 45 $\Omega \cdot m$)
10	Asphalt	2×10^6 to 30×10^6	10 000 to 6×10^6
11	Concrete	1×10^6 to 1×10^9 ^a	21 to 100

^aOven dried concrete (Hammond and Robson [B78]). Values for air-cured concrete can be much lower due to moisture content.

Fuente: IEEE 80, IEEE Standards association, *IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding*. p. 52.

Se selecciona el valor de resistividad del concreto seco, en su valor más crítico que es de $1 \times 10^6 \Omega m$, debido a que la subestación estará bajo techo.

Procedemos a encontrar C_s :

$$C_s = 1 - \frac{0,09 \left(1 - \frac{236,8}{1 \times 10^6}\right)}{2(0,3) + 0,09} = 0,8696$$

Con este resultado se procede a desarrollar las ecuaciones de la tensión de paso, contacto para personas de 50 y 70 kilogramos, debido a que estos dos son considerados por el estándar IEEE 80 que establece que estos deben soportar la tensión generada por la corriente simétrica de falla en el tiempo t_s de 1,0 segundo, sin que estos sufran alguna lesión. Se procede a calcular los límites permisibles:

Para la tensión de paso límite en personas de 50 kg, tiene que:

$$E_{paso\ 50} = (1\ 000 + 6C_s\rho_s) \cdot 0,116/\sqrt{t_s}$$

$$E_{paso\ 50} = (1\ 000 + 6(0,8696)(1 \times 10^6)) \cdot 0,116/\sqrt{1,00} = 605,355\ kV$$

Para la tensión de paso límite en personas de 70 kg, tiene que:

$$E_{paso\ 70} = (1\ 000 + 6C_s\rho_s) \cdot 0,157/\sqrt{t_s}$$

$$E_{paso\ 70} = (1\ 000 + 6(0,8696)(1 \times 10^6)) \cdot 0,157/\sqrt{1,00} = 819,317\ kV$$

Para la tensión de contacto límite en personas de 50 kg, tiene que:

$$E_{contacto\ 50} = (1\ 000 + 1,5C_s\rho_s) \cdot 0,116/\sqrt{t_s}$$

$$E_{\text{contacto } 50} = (1\,000 + 1,5(0,8696)(1 \times 10^6)) \cdot 0,116/\sqrt{1,00} = 151,426 \text{ kV}$$

Para la tensión de contacto límite en personas de 70 kg, tiene que:

$$E_{\text{contacto } 70} = (1000 + 1,5C_s\rho_s) \cdot 0,157/\sqrt{t_s}$$

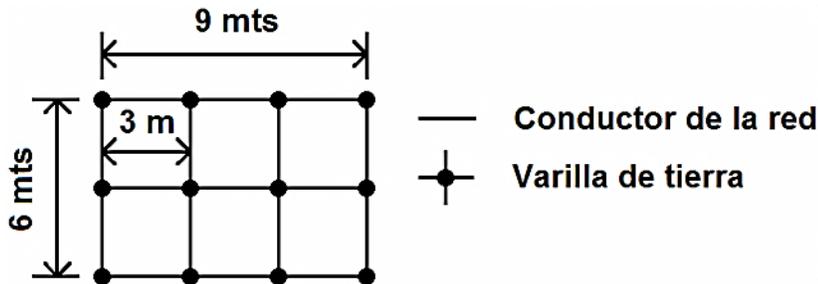
$$E_{\text{contacto } 70} = (1000 + 1,5(0,8696)(1 \times 10^6)) \cdot 0,157/\sqrt{1,00} = 204,947 \text{ kV}$$

Estas tensiones calculadas serán utilizadas en pasos posteriores para la aprobación de las tensiones de malla, paso y contacto.

3.3.3.4. Paso 4: diseño inicial

Como se mencionó anteriormente, el área disponible para la malla de tierras es de 11,7 m x 6,3 pero es conveniente que el diseño siga siendo rectangular de 9,0 m x 6,0 m de 54 m², por motivo de facilitar el cálculo para el diseño conservando la geométrica de las retículas, El diámetro entre los conductores de la retícula es de $D = 3 \text{ m}$, la profundidad del enterrado de los conductores es de $h = 0,80 \text{ m}$, la longitud total del cable enterrado es de 4 cables de 6 metros y 3 cables de 9 metros con un total de $L_C = (4)(6) + (3)(9) = 51,00 \text{ m}$, la red de conductores tendrá $n_R = 12$ varillas de tierra de 8 pies o 2,44 metros en todo su perímetro e interior, como se muestra en la Figura 36.

Figura 36. **Diseño de la red de tierras**



Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Paint 2009.

3.3.3.5. Paso 5: resistencia de la red

Con el diseño de la red de tierras establecido en el paso 4, se tiene que la longitud total de todas las varillas es $L_R = 12(2,44 \text{ m}) = 29,26 \text{ m}$, la longitud total de cable más varillas es $L_T = 51,00 \text{ m} + 29,26 \text{ m} = 80,26 \text{ m}$ y el área total es de $A = (9 \text{ m})(6 \text{ m}) = 54,00 \text{ m}^2$. De la expresión de resistencia de malla se tiene que:

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

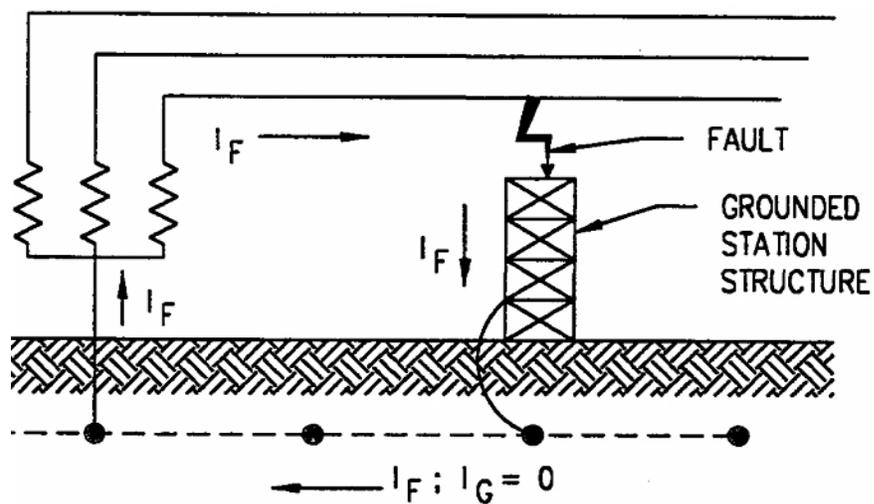
$$R_g = (236,80) \cdot \left[\frac{1}{80,26} + \frac{1}{\sqrt{20 \cdot 54}} \left(1 + \frac{1}{1 + 0,80\sqrt{20/54}} \right) \right] = 15,002 \Omega$$

3.3.3.6. Paso 6: corriente de la red

En la subestación del Hospital Nacional Pedro de Bethancourt se cuenta con un transformador de conexión delta en el primario con estrella aterrizada en el secundario. El estándar IEEE 80 apartado 15.8 establece que, para este caso, la corriente que circula en la red no tiene efecto en la elevación de las tensiones de paso y contacto, porque la contribución del transformador a la falla

que circula en el conductor de la red de tierras, tiene una corriente de fuga insignificante o se considera una falla local que circula en la red de baja impedancia, como se muestra en la Figura 37.

Figura 37. **Falla local dentro de subestación; neutro local conectado a tierra**



Fuente: IEEE 80, IEEE Standards association, *IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding*, p. 75.

Se define que la falla que aumenta la tensión en la subestación es únicamente la del lado primario. Se procede a encontrar el factor de decremento D_f y el factor de división de corrientes S_f , para calcular la corriente máxima de la red.

Para el cálculo del factor de decremento se emplea la siguiente expresión:

$$D_f = \sqrt{1 + \frac{T_a}{t_f} \left(1 - e^{-\frac{2t_f}{T_a}}\right)}$$

Para el cálculo del tiempo T_a , se tiene que:

$$T_a = \left(\frac{X}{R}\right) \cdot \left(\frac{1}{2\pi f}\right) = (40) \cdot \left(\frac{1}{2\pi(60)}\right) = 0,1061$$

Y tenemos que el tiempo de falla es $t_f = 1,00$ s, siendo el factor de decremento:

$$D_f = \sqrt{1 + \frac{0,1061}{1,00} \left(1 - e^{\frac{-2(1,00)}{0,1061}}\right)} = 1,0517$$

Para el cálculo del factor de división de corrientes tenemos la siguiente ecuación:

$$S_f = \left| \frac{Z_{eq}}{Z_{eq} + R_g} \right|$$

Se tiene que la resistencia de la red es $R_g = 15,002 \Omega$, para Z_{eq} se debe seleccionar con los criterios que se muestran en la Tabla VIII, se debe tomar en cuenta que los valores de impedancia para el caso de este estudio son para 1 línea de transmisión trifásica sin línea de guarda aterrizada en la red de tierras y 1 neutro en distribución. En la Tabla VIII, se muestran distintas variantes a utilizar para Z_{eq} de una línea de transmisión, en el primer recuadro se selecciona el número de líneas de transmisión trifásicas, en el segundo recuadro se selecciona el número de neutrales concertados en el sistema, en el tercer recuadro se selecciona la impedancia con línea de guarda aterrizada y en el cuarto recuadro se selecciona la impedancia con línea de guarda aterrizada.

Tabla VIII. Impedancias equivalentes aproximadas

Number of transmission lines	Number of distribution neutrals	$R_{tg} = 15; R_{dg} = 25;$ $R + jx (\Omega)$	$R_{tg} = 15; R_{dg} = 25;$ $R + jx (\Omega)$
1	1	$0,91 + j,485$	$3,27 + j,652$
1	2	$0,54 + j0,33$	$2,18 + j,412$
1	4	$0,295 + j0,20$	$1,32 + j,244$
1	8	$0,15 + j0,11$	$0,732 + j,133$
1	12	$0,10 + j0,076$	$0,507 + j,091$
1	16	$0,079 + j,057$	$0,387 + j,069$

Fuente: IEEE 80, IEEE Standards association, *IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding*. p. 150.

El valor por utilizar de Z_{eq} es de $3,27 + j0,652$, porque el transformador es alimentado por una línea de transmisión sin la línea guarda aterrizada en la red, con 1 neutro en distribución en el lado secundario.

Con el dato obtenido de Z_{eq} , se procede a calcular el valor de S_f :

$$S_f = \left| \frac{Z_{eq}}{Z_{eq} + R_g} \right| = \left| \frac{3,27 + j0,652}{(3,27 + j0,652) + 15,002} \right| = 0,1824$$

Con los datos obtenidos de D_f y S_f , se procede a calcular la corriente máxima en la red, con la siguiente ecuación:

$$I_G = D_f \cdot S_f \cdot 3 \cdot I_0$$

Donde $3 \cdot I_0$ es la corriente de falla simétrica o de corto circuito del lado primario, entonces la corriente que incrementa la tensión en la red es:

$$I_G = (1,0517) \cdot (0,1824) \cdot (553,15) = 106,0927 \text{ Amp}$$

3.3.3.7. Paso 7: $I_G \cdot R_G < E_{\text{contacto } 50,70}$

En este paso se calcula la tensión máxima en la red en corto circuito que debe ser comparada con la tensión de contacto para personas de 50 kg y 70 kg, que no es más que el producto de I_G con R_G , resultando que:

$$I_G \cdot R_G = (106,0927)(15,002) = 1\,591,6183$$

La tensión de contacto calculada para 50 kg y 70 kg es:

$$E_{\text{contacto } 50} = 151,426 \text{ kV}$$

$$E_{\text{contacto } 70} = 204,947 \text{ kV}$$

Y debe cumplir con la condición:

$$I_G \cdot R_G < E_{\text{contacto } 50,70}$$

Como la condición anterior se cumple se considera que el diseño de la red de tierra es seguro. Con este cumplimiento es posible finalizar con el paso 12, donde se dan los detalles del diseño y resultados.

Con este paso se considera aprobado el diseño, pero se procederá a evaluar los pasos 8, 9, 10 y 11, para conocer estos valores y tenerlos de referencia.

3.3.3.8. Paso 8: tensiones de malla y paso

La tensión de malla como su nombre lo indica, es la que se genera específicamente en la malla o red de tierra enterrada y la tensión de paso es la generada en la superficie, en este caso de concreto seco.

Para el cálculo de la tensión de malla es necesario utilizar la siguiente ecuación:

$$K_m = \frac{1}{2 \cdot \pi} \cdot \left[\ln \left[\frac{D^2}{16 \cdot h \cdot d} + \frac{(D + 2 \cdot h)}{8 \cdot D \cdot d} - \frac{h}{4 \cdot d} \right] + \frac{K_{ii}}{K_h} \cdot \ln \left[\frac{8}{\pi(2 \cdot n - 1)} \right] \right]$$

Donde:

- $K_{ii} = 1,00$ para varillas en el perímetro.
- $D = 3,00 \text{ m}$ es el diámetro de la retícula.
- $d = 0,0150$ es el diámetro del conductor que se calculó en el inciso 3.3.3.2.

Para el cálculo de K_h se tiene que:

$$K_h = \sqrt{1 + \frac{h}{h_0}}$$

h_0 es una constante igual a 1,00 m, como referencia de profundidad de enterramiento de la malla, sustituyendo valores:

$$K_h = \sqrt{1 + \frac{h}{h_0}} = \sqrt{1 + \frac{0,80}{1,00}} = 1,3416$$

Para el cálculo de n , tenemos que:

$$n = n_a \cdot n_b \cdot n_c \cdot n_d$$

$$n_a = \frac{2 \cdot L_c}{L_p} = \frac{2 \cdot (51)}{(30)} = 3,4000$$

$$n_b = \sqrt{\frac{L_p}{4 \cdot \sqrt{A}}} = \sqrt{\frac{30}{4 \cdot \sqrt{54}}} = 1,0103$$

$n_c = 1$ es para malla rectangular

$n_d = 1$ es para malla rectangular

Entonces:

$$n = n_a \cdot n_b \cdot n_c \cdot n_d = (3,4)(1,0103)(1)(1) = 3,4349$$

Sustituyendo los valores para el cálculo de K_m , se tiene que:

$$K_m = \frac{1}{2 \cdot \pi} \cdot \left[\ln \left[\frac{3^2}{(16)(0,8)(0,015)} + \frac{(3 + 2(0,8))^2}{(8)(3)(0,015)} - \frac{0,8}{4(0,015)} \right] + \frac{1,00}{1,3416} \cdot \ln \left[\frac{8}{\pi(2(3,4349) - 1)} \right] \right]$$

$$K_m = 0,6212$$

Para el cálculo de la tensión de malla se tiene la siguiente expresión:

$$E_m = \frac{\rho \cdot I_G \cdot K_m \cdot K_i}{L_C + \left[1,55 + 1,22 \left(\frac{L_r}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}} \right) \right] \cdot L_R}$$

Donde K_i es:

$$K_i = 0,644 + 0,148 \cdot n = 0,644 + 0,148(3,4349) = 1,1524$$

Finalmente sustituyendo los valores para E_m , se tiene que:

$$E_m = \frac{(236,8)(106,0927)(0,6212)(1,1524)}{51 + \left[1,55 + 1,22 \left(\frac{2,44}{\sqrt{9^2 + 6^2}} \right) \right] (29,2608)} = 172,2447$$

Para el cálculo de tensión de paso es necesario utilizar la siguiente ecuación:

$$E_p = \frac{\rho \cdot I_G \cdot K_s \cdot K_i}{0,75 \cdot L_C + 0,85 \cdot L_R}$$

Donde K_s es:

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2 \cdot h} + \frac{1}{D + h} + \frac{1}{D} (1 - 0,5^{n-2}) \right]$$

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2(0,8)} + \frac{1}{3 + 0,8} + \frac{1}{3} (1 - 0,5^{3,4349-2}) \right] = 0,3496$$

Finalmente, para E_p , se tiene que:

$$E_p = \frac{(236,8)(106,0927)(0,3496)(1,1524)}{0,75 \cdot (51,00) + 0,85 \cdot (29,2608)} = 160,3277$$

3.3.3.9. Paso 9: $E_m < E$ contacto 50,70

En este paso se verifica, que la tensión de malla sea menor que la tensión de contacto a 50 kg y 70 kg, se tiene que:

Para 50 kg:

$$E_m < E_{\text{contacto } 50}$$

$$172,2447 \text{ V} < 151,426 \text{ kV}$$

Para 70 kg:

$$E_m < E_{\text{contacto } 70}$$

$$172,2447 \text{ V} < 204,947 \text{ kV}$$

Como la tensión de malla es mucho menor que la tensión de contacto para personas de 50 kg y 70 kg se continúa con el paso 10.

3.3.3.10. Paso 10: $E_p < E$ paso 50,70

En este inciso se verifica que la tensión de paso del diseño sea menor que la tensión de paso de 50 kg y 70 kg, se tiene que:

Para 50 kg:

$$E_p < E_{paso\ 50}$$

$$160,3277\ V < 605,355\ kV$$

Para 70 kg:

$$E_p < E_{paso70}$$

$$160,3277\ V < 819,317\ kV$$

Como la tensión de paso del diseño E_s , es mucho menor que la tensión de paso personas de 50 kg y 70 kg, se continúa con el paso 11.

3.3.3.11. Paso 11: modificar el diseño

Como en el paso 10 se cumplió con la condición $E_p < E_{paso50,70}$, ya no es necesario ejecutar este paso y se continúa con el paso 12.

3.3.3.12. Paso 12: detalles de diseño

En este paso se detallan los resultados del diseño y se realiza un resumen de los resultados obtenidos. Como al haber cumplido con los requerimientos del paso 7, el diseño ya se había dado por aprobado, se procedió de igual manera a realizar los pasos 8, 9, 10 y 11, con el fin de tener estos datos de referencia.

El estándar IEEE 80, no especifica el valor de la resistencia de la red de tierras R_g , se debe tomar en cuenta la recomendación del estándar IEEE 141, apartado 7.5.2, esta establece que, para subestaciones pequeñas, plantas

industriales, en general, debe obtenerse una resistencia de menos de 5,0 ohm, si es práctico y esta referencia se tomara en cuenta.

En la Tabla IX se muestra un resumen de los pasos que son evaluados con sus respectivos límites, para que cumpla el diseño de red de tierras.

Tabla IX. **Evaluación de resultados del diseño de red de tierras**

Paso	Límites	Resultados		Evaluación
5	$R_g < R_g - IEEE\ 141$	15,002 Ω	< 5,00 Ω	No cumple
7	$I_g \cdot R_g < E_{c50}$	1591,62 V	< 151,426 kV	Cumple
	$I_g \cdot R_g < E_{c70}$	1591,62 V	< 204,947 kV	Cumple
9	$E_m < E_{c50}$	172,24 V	< 151,426 kV	Cumple
	$E_m < E_{c70}$	172,24 V	< 204,947 kV	Cumple
10	$E_p < E_{p50}$	160,33 V	< 605,355 kV	Cumple
	$E_p < E_{p70}$	160,33 V	< 819,317 kV	Cumple

Fuente: Elaboración propia, empleando Microsoft Word 2010.

Los resultados obtenidos demuestran que el diseño de red de tierras es muy seguro para personas de 50 kg y 70 kg, aunque la resistencia de la red de tierras no cumpla con el requisito de la norma IEEE 141, sigue siendo muy segura y no es práctico disminuirla, pero de igual forma se planteará las siguientes dos propuestas para reducir esta resistencia en caso de que esta aumente de forma drástica siendo necesario reducirla.

- Para la propuesta 1, se debe realizar tratamiento químico a cada una de las 12 varillas de tierra que pertenecen al diseño de la red de tierras.
- Para la propuesta 2, se debe ampliar la malla de tierras en un área paralela a la subestación, lo más cercana posible.

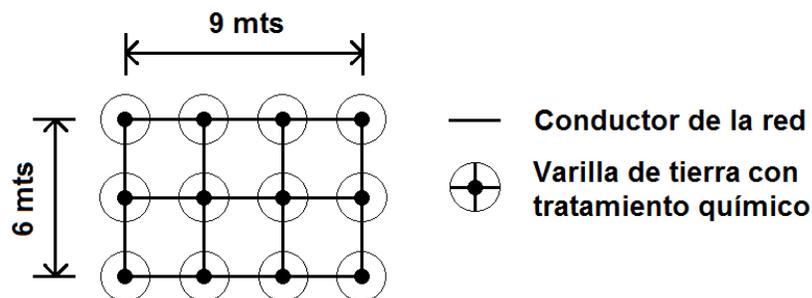
3.3.4. Empleo de la propuesta 1, para la reducción de la resistencia de malla de tierra

Dada la recomendación de IEEE 141, se debe reducir la resistencia de la red de tierra, para esta propuesta, por medio de tratamiento químico se procederá a utilizar el método que aprueba IEEE en la bibliografía “*Methodology and Technology for Power System Grounding* de Jinliang He (2012)”⁴.

Según Jinliang, se puede reducir la resistencia de la puesta a tierra donde se instalará el electrodo o varilla de tierra, mejorando la conductividad de terreno por medio de tratamiento químico. En este proceso se añade al electrodo material de baja resistividad (LRM), a su alrededor.

La malla de tierras está diseñada para emplearse 12 electrodos, aprovechando cada electrodo, para tratarlo con el material químico LRM y reducir la resistencia de la malla. En la Figura 38, se muestra el bosquejo de la vista de planta, en la cual se empleará el relleno de LRM.

Figura 38. **Bosquejo vista de planta de tratamiento químico**



Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Paint 2009.

⁴ WILEY-IEEE PRESS, Jinliang He. *Methodology and Technology for Power System Grounding*. p. 478

La ecuación para calcular la resistencia del electrodo cubierto con LRM en posición vertical se describe como:

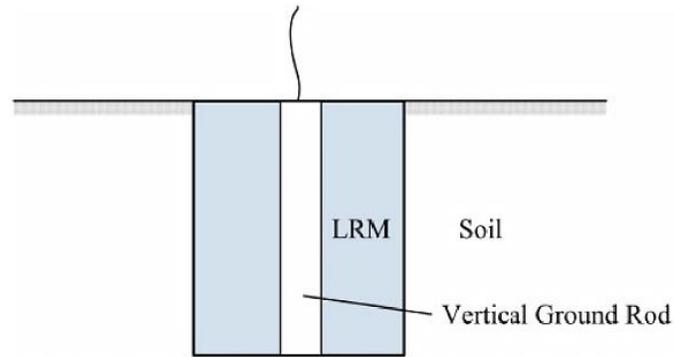
$$R = \frac{\rho}{2\pi l} \ln \frac{4l}{d_1} + \frac{\rho_1}{2\pi l} \ln \frac{d_1}{d}$$

Donde:

- R es la resistencia de puesta a tierra [Ω].
- ρ es la resistividad del terreno [Ωm].
- ρ_1 es la resistividad del área con LRM [Ωm].
- l es la longitud del electrodo horizontal [m].
- d es el diámetro del electrodo [m].
- d_1 es el diámetro del área con LRM [m].

En la figura 39, se muestra la configuración en vista de perfil el relleno de LRM en el electrodo vertical.

Figura 39. **Electrodo de tierra vertical relleno de LRM**



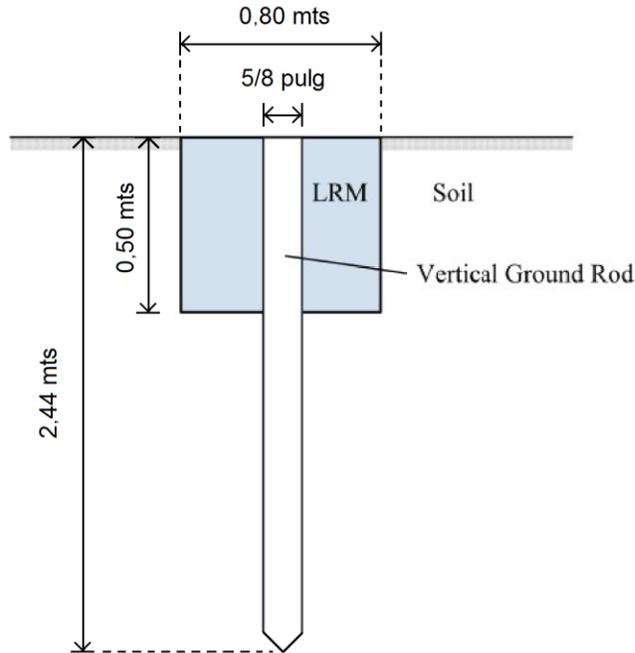
Fuente: WILEY-IEEE PRESS, Jinliang He, *Methodology and Technology for Power System Grounding*. p. 480.

Se procede a determinar los materiales y longitudes que utilizaremos para la instalación.

Según la norma IEEE 80 apartado 14,5, como LRM se puede utilizar bentonita porque esta tiene una resistividad de $2,5 \Omega \cdot m$. La longitud del electrodo de diseño (l), es de 8 pies o 2,44 metros, se hará un relleno de 0,5 metros, debido a que es suficiente para reducir la resistividad del terreno, el diámetro del electrodo (d), es de 5/8 de pulgada o 0,0159 metros y el diámetro con el área de LRM (d_1) es de 0,80 metros, en la Figura 40, se muestra el bosquejo del diseño. Entonces la resistencia para cada electrodo será:

$$R = \frac{236,80}{2\pi(0,5)} \ln \frac{4(0,5)}{0,8} + \frac{2,5}{2\pi(0,5)} \ln \frac{0,8}{0,0159} = 72,1855 \Omega$$

Figura 40. **Bosquejo del diseño para el tratamiento químico**



Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Paint 2009.

Esta configuración forma un circuito de resistencias en paralelo respecto a la malla y se debe proceder deducir la ecuación para el cálculo de la resistencia total. Si supone que el tratamiento es el mismo en todos los electrodos tenemos que:

$$R_T = \frac{1}{\frac{1}{R_g} + \left(\frac{1}{R} + \frac{1}{R} + \dots + \frac{n_r}{R}\right)} = \frac{1}{\frac{1}{R_g} + \frac{n_r}{R}} = \frac{R_g \cdot R}{R + R_g \cdot n_r}$$

Donde:

- R_g es la resistencia de diseño de la malla, sin tratamiento químico.

- R es la resistencia de la zona del electrodo con tratamiento químico.
- R_T es la resistencia de la malla con tratamiento químico.
- n_r es el número de electrodos con tratamiento químico.

Como el número de electrodos de la malla a tratar son 12, tenemos que:

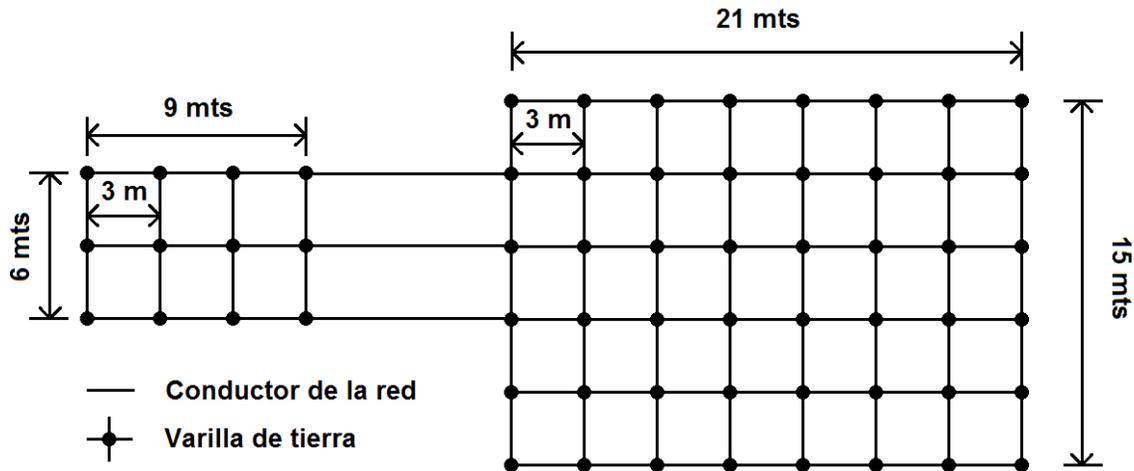
$$R_T = \frac{R_g \cdot R}{R + R_g \cdot n_r} = \frac{(15,002)(72,1855)}{72,1855 + (15,002)(12)} = 4,3938 \Omega$$

Concluyendo que con este diseño se logra que la resistencia de la red de tierras R_g se reduzca de $15,002 \Omega$ a $4,3938 \Omega$, cumpliendo con la norma IEEE 141.

3.3.5. Empleo de la propuesta 2, para la reducción de la resistencia de malla de tierra

Para esta propuesta se propone, ampliar la malla de tierra, en un área paralela a la subestación, lo más cercana posible. Para la ampliación se mantendrá el diseño, de la malla principal, porque la distancia media entre conductores no puede ser menor a 3 metros, según la norma IEEE 80, por esta razón se continua con el mismo diseño de la red con electrodos en todo el perímetro y en el interior del perímetro, otro motivo es que este diseño ya fue verificado en el inciso 3.3.3.12. En la Figura 41, se muestra la propuesta de la ampliación.

Figura 41. Propuesta de ampliación de malla de tierra



Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Paint 2009.

Se tiene que el R_g de diseño de la malla 1 es de $15,002 \Omega$ y se debe calcular el R_g por aparte para la malla 2; porque estas dos están eléctricamente en paralelo, como se muestra en la Figura 41. Para la malla 2 tenemos los siguientes parámetros:

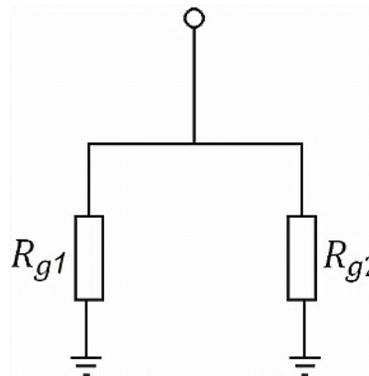
El diámetro entre los conductores de la retícula es de $D = 3 m$, la profundidad del enterrado de los conductores es de $h = 0,80 m$, la longitud total del cable enterrado es de 8 cables de 15 metros con 6 cables de 21 metros con un total de $L_C = (8)(15) + (6)(21) = 246,0 m$, la red de conductores tendrá $n_R = 48$ varillas de tierra de 8 pies o 2,44 metros, la longitud total de todas las varillas es $L_R = 48(2,44 m) = 117,12 m$, la longitud total de cable más varillas es de $L_T = 246 m + 117,12 m = 363,12 m$ y el área es de $A = (21 m)(15 m) = 315,00 m^2$. Con estos datos se procede a calcular la resistencia de red de tierras, teniendo que:

$$R_{g2} = \rho \left[\frac{1}{L_T} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left(1 + \frac{1}{1 + h\sqrt{20/A}} \right) \right]$$

$$R_{g2} = 236,80 \left[\frac{1}{363,12} + \frac{1}{\sqrt{20 \cdot 315}} \left(1 + \frac{1}{1 + 0,80\sqrt{20/315}} \right) \right] = 6,1184 \Omega$$

En la Figura 42, se muestra un diagrama de la representación eléctrica de las resistencias de la malla 1 como R_{g1} y la malla 2 como R_{g2} .

Figura 42. **Resistencias en paralelo de mallas de tierra**



Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Paint 2009.

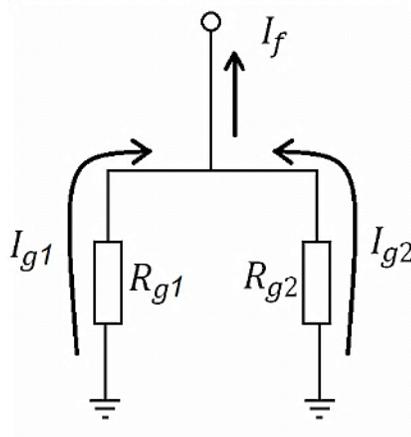
Tendremos que la resistencia resultante calculada en paralelo para la unión de la malla 1 y 2 será:

$$R_{gT} = \frac{1}{\frac{1}{R_{g1}} + \frac{1}{R_{g2}}} = \frac{R_{g1} \cdot R_{g2}}{R_{g1} + R_{g2}} = \frac{(15,002)(6,1184)}{15,002 + 6,1184} = 4,3460$$

Para concluir, debido a la ampliación de la red de tierras el R_g se reduce de $15,002 \Omega$ a $4,3460 \Omega$, cumpliendo con la norma IEEE 141.

Como la resistencia de la red de tierras se reduce con este diseño, se tiene el inconveniente que la corriente de falla se divide en las dos mallas, siendo las tensiones de paso y contacto distintas en cada red, como se muestra en la Figura 43.

Figura 43. **División de corrientes de mallas de tierra**



Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft paint 2009.

Para encontrar las corrientes I_{g1} e I_{g2} , se tiene que I_f es la corriente de falla simétrica o de corto circuito del lado primario donde R_{g1} y R_{g2} están en paralelo, interpretándolo matemáticamente se tiene que:

$$V_f = R_{gT} \cdot I_f = \left(\frac{R_{g1} \cdot R_{g2}}{R_{g1} + R_{g2}} \right) \cdot I_f$$

Para encontrar la corriente que pasa por R_{g1} se tiene que:

$$I_{g1} = \frac{V_f}{R_{g1}} = \frac{\left(\frac{R_{g1} \cdot R_{g2}}{R_{g1} + R_{g2}} \right) \cdot I_f}{R_{g1}} = \left(\frac{R_{g2}}{R_{g1} + R_{g2}} \right) \cdot I_f = \left(\frac{6,1184}{15,002 + 6,1184} \right) \cdot (553,15)$$

$$I_{g1} = 160,24 A$$

Y para la corriente que pasa por R_{g2} se tiene que:

$$I_{g2} = \frac{V_f}{R_{g2}} = \frac{\left(\frac{R_{g1} \cdot R_{g2}}{R_{g1} + R_{g2}}\right) \cdot I_f}{R_{g2}} = \left(\frac{R_{g1}}{R_{g1} + R_{g2}}\right) \cdot I_f = \left(\frac{15,002}{15,002 + 6,1184}\right) \cdot (553,15)$$

$$I_{g2} = 392,90 A$$

Se demostró que la corriente de falla se divide en cada red de manera desigual, pero se debe proceder nuevamente a evaluar las tensiones de paso y contacto, para cada malla.

Como ya se ha demostrado la utilización de las ecuaciones de los 12 pasos en el inciso 3.3.3, con el fin de no redondear en el cálculo, se mostrarán los resultados para los 12 pasos llevados a cabo en la Tabla X.

En la Tabla X, se muestra la comparación de los resultados de cada variable entre la malla 1 con la malla 2, con el fin de visualizar y resumir de mejor manera las diferencias entre ambas.

Tabla X. Resultados del diseño de la ampliación de malla

Paso	Variable	Malla 1	Malla 2
1	A	54,00 m ²	315,00 m ²
	ρ	236,80 $\Omega \cdot m$	236,80 $\Omega \cdot m$
2	$3 \cdot I_0$	160,24 Amp	392,90 Amp
	t_c	1,00 seg	1,00 seg
	d	0,015 m	0,015 m
3	$E_{contacto50}$	151,426 kV	151,426 kV
	$E_{contacto70}$	204,947 kV	204,947 kV
	E_{paso50}	605,355 kV	605,355 kV
	E_{paso70}	819,317 kV	819,317 kV
4	D	3,00 m	3,00 m
	n_R	12	48
	L_C	51,00 m	246,00 m
	L_T	80,26 m	363,04 m
	h	0,80 m	0,80 m
5	R_g	15,00 Ω	6,12 Ω
	$R_{g1} // R_{g2}$	4,35 Ω	4,35 Ω
	L_C	51,00 m	246,00 m
	L_R	29,26 m	117,04 m
6	I_G	30,73 Amp	146,40 Amp
	t_f	1,00 seg	1,00 seg
7	$I_G \cdot R_g$	461,08 V	895,78 V
	$I_G \cdot R_g < E_{c50}$	461,08 V < 151,426 kV	895,78 V < 151,426 kV
	$I_G \cdot R_g < E_{c70}$	461,08 V < 204,947 kV	895,78 V < 204,947 kV

Continuación de la Tabla X.

8	E_m	49,90 V	69,15 V
	E_s	46,45 V	78,18 V
	K_m	0,62	0,53
	K_s	0,35	0,39
	K_i	1,15	1,66
	K_{ii}	1,00	1,00
	K_h	1,34	1,34
9	$E_m < E_{c50}$	49,90 V < 151,426 kV	69,15 V < 151,426 kV
	$E_m < E_{c70}$	49,90 V < 204,947 kV	69,15 V < 204,947 kV
10	$E_p < E_{p50}$	46,45 V < 605,355 kV	78,18 V < 605,355 kV
	$E_p < E_{p70}$	46,45 V < 819,317 kV	78,18 V < 819,317 kV
11	Modificar	No es necesario	No es necesario

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Word 2010.

Por último, se procede con el paso 12 que es el de detalles del diseño, en este paso se realiza un resumen de los límites a cumplir con los resultados obtenidos, para la malla 1 y la malla 2, teniendo que:

Para la malla 1, en la tabla XI, se detallan los requisitos y los resultados obtenidos.

Tabla XI. **Evaluación de resultados para la malla 1**

Paso	Límites	Resultados		Evaluación
5	$R_{g1} // R_{g2} < R_g - IEEE\ 141$	4,346 Ω	< 5,000 Ω	Cumple
7	$I_G \cdot R_g < E_{c50}$	461,08 V	< 151,426 kV	Cumple
	$I_G \cdot R_g < E_{c70}$	461,08 V	< 204,947 kV	Cumple
9	$E_m < E_{c50}$	49,90 V	< 151,426 kV	Cumple
	$E_m < E_{c70}$	49,90 V	< 204,947 kV	Cumple
10	$E_p < E_{p50}$	46,45 V	< 605,355 kV	Cumple
	$E_p < E_{p70}$	46,45 V	< 819,317 kV	Cumple

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Word 2010.

Se concluye que para el diseño de la malla 1, las tensiones de malla E_m y de paso E_s para personas de 50 kg y 70 kg son mucho menores que los valores máximos permitidos, teniendo que el diseño de la malla 1, se considera muy seguro, también la evaluación de la resistencia de malla cumple con los requisitos de la norma IEEE 141.

Para la malla 2, en la Tabla XII, se detallan los requisitos y los resultados obtenidos.

Tabla XII. **Evaluación de resultados para la malla 2**

Paso	Límites	Resultados		Evaluación
5	$R_{g1} // R_{g2} < R_g - IEEE\ 141$	4,346 Ω	< 5,000 Ω	Cumple
7	$I_G \cdot R_g < E_{c50}$	895,78 V	< 151,426 kV	Cumple
	$I_G \cdot R_g < E_{c70}$	895,78 V	< 204,947 kV	Cumple

Continuación de la Tabla XII.

9	$E_m < E_{c50}$	69,15 V	<	151,426 kV	Cumple
	$E_m < E_{c70}$	69,15 V	<	204,947 kV	Cumple
10	$E_p < E_{p50}$	78,18 V	<	605,355 kV	Cumple
	$E_p < E_{p70}$	78,18 V	<	819,317 kV	Cumple

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Word 2010.

Se concluye que para el diseño de la malla 2, las tensiones de malla E_m y de paso E_s para personas de 50 kg y 70 kg son mucho menores que los valores máximos permitidos, teniendo que el diseño de la malla 2, se considera muy seguro, también la evaluación de la resistencia de malla cumple con los requisitos de la norma IEEE 141.

3.3.6. Cuál de las dos propuestas es la más recomendable

La propuesta más recomendable de emplear para la reducción de la resistencia de la red de tierras es la del inciso 3.3.5 en este se propone la aplicación de la de la red de tierras en un área distinta a la red de tierras ya instalada. A diferencia de propuesta 3.3.4 que es necesario movilizar los equipos de la subestación, romper el concreto, realizar el tratamiento químico a cada electrodo de la red de tierras, esperar un tiempo considerable para que todo regrese a la normalidad y volver a energizar la subestación.

Si no se dispone de un área cerca de la subestación, únicamente se podrá utilizar la propuesta del inciso 3.3.4 de tratamiento químico a cada electrodo de la red de tierras.

3.4. Calidad de energía

La calidad de energía se le denomina debido a que trata de establecer límites de cada parámetro eléctrico para lograr que los equipos eléctricos funcionen correctamente y sean dañados o que ocasionen inconvenientes en los usuarios.

La medición de calidad de energía es utilizada ampliamente en las instalaciones eléctricas, para la aprobación de la instalación de equipos eléctricos, mantenimiento, diagnóstico de fallas, entre otras. La medición de calidad de energía, en este estudio será respaldada por las normas EN 50160, IEEE 519, UL 1561, NTSD, principalmente.

En este capítulo se entra en detalle la descripción de cada medición que conlleva al análisis matemático, por último, se evalúan los resultados de la medición realizada en el Hospital Nacional Pedro de Bethancourt.

3.4.1. Calidad de la tensión

Para la calidad de la tensión se establecen rangos o límites permisibles para las variaciones de la tensión, si las variaciones exceden los límites, pueden causar daños en los motores, reinicios de equipos electrónicos, paradas de producción entre otros.

Básicamente las variaciones de la tensión son: sobretensión, hueco de tensión e interrupción, estas se describen a detalle a continuación.

3.4.1.1. Sobretensión

Según la norma EN 50160 una sobretensión es la que estará por arriba del 110 % de la tensión nominal. La sobretensión es causada por el apagado repentino de cargas de gran consumo, el efecto es más severo cuando el transformador, está en el límite de su capacidad.

Las sobretensiones pueden causar el decremento de la vida útil de motores y dispositivos electrónicos, en el peor de los casos pueden llegar a quemar los componentes electrónicos.

3.4.1.2. Hueco de tensión

Según la norma EN 50160 de "*Características de la tensión suministrada por las redes generales de distribución*"⁵, el hueco de tensión es la variación del voltaje que se encuentra en los rangos por debajo del 85 % al 90 % como valor máximo y como valor mínimo el 10 % de la tensión nominal, este efecto es causado momentáneamente por la energización de equipos de gran consumo, si la carga se encuentra en el límite de la capacidad del transformador, este efecto puede llegar a ser continuo. El hueco de tensión puede causar el reinicio de equipos electrónicos y en el peor de los casos, la parada de la producción.

3.4.1.3. Interrupción

Según la norma EN 50160, se considera una interrupción si la tensión disminuye por debajo del 10 % de la tensión nominal, las interrupciones son

⁵ NORMA EUROPEA, EN 50160. *Características de la tensión suministrada por las redes generales de distribución*. p. 11.

causadas por fenómenos atmosféricos, contingencias o fallas en la línea de suministro, inestabilidad del servicio, entre otros.

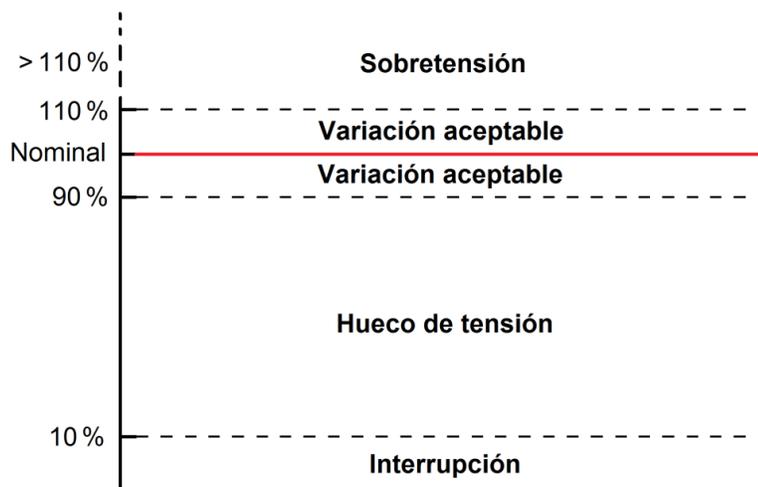
Las interrupciones pueden causar daños en motores, equipos electrónicos o todo equipo que pueda ser alimentado por el suministro eléctrico.

Las interrupciones son las causantes más efectivas de las paras de producción y reinicio de equipos electrónicos.

3.4.1.4. Límites permisibles de la tensión por periodos

Según los reglamentos de la norma EN 50160, las mediciones de calidad de la tensión en el periodo de una semana deben ser promediadas cada 10 minutos, los valores correctos deben estar entre el 90 % y el 110 % o el $\pm 10\%$ de la tensión nominal, en la Figura 44, se muestran los rangos mencionados.

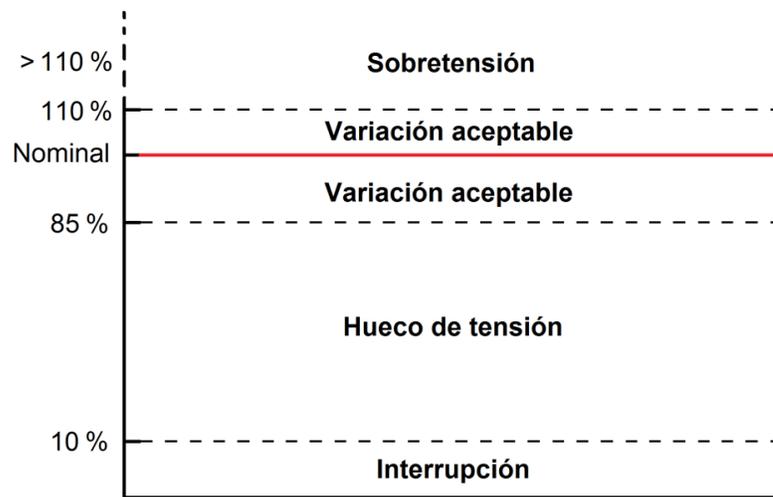
Figura 44. Calidad de la tensión para el periodo de una semana



Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Paint 2009.

Según los reglamentos de la norma EN 50160, la calidad de la tensión para cualquier periodo, deben ser las mediciones promediadas cada 10 minutos con valores que deben estar entre el 85 % y el 110 % de la tensión nominal, en la Figura 45, se muestra los rangos mencionados.

Figura 45. **Calidad de la tensión para cualquier periodo**



Fuente: Elaboración propia, empleando Microsoft Paint 2009.

3.4.1.5. Regulación de la tensión

Al igual que la evaluación de la tensión, la regulación de tensión evalúa que el voltaje no sobrepase los límites permisibles, pero los valores del voltaje medidos, se trabajan por medio de la desviación porcentual de la tensión nominal, como se muestra en la siguiente expresión:

$$U_{Reg} \% = \frac{U_m - U_n}{U_n} * 100$$

Donde:

- U_n es la tensión nominal del sistema.
- U_m es la tensión medida.
- U_{Reg} % es la regulación de la tensión.

La norma NTSD establece los límites para cada nivel de tensión, como se muestra en la Tabla XIII.

Tabla XIII. **Límite de regulación de tensión, según la norma NTSD**

Tensión	Servicio Urbano	Servicio Rural
Baja	8 %	10 %
Media	6 %	7 %
Alta	5 %	5 %

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Word 2010.

3.4.2. Calidad de la frecuencia

Según la norma EN 50160 el valor medio de la frecuencia es medida en periodos de 10 segundos. Existen límites que establecen la calidad de la frecuencia para sistemas interconectados y no interconectados como se describe a continuación.

Para redes que se encuentran alimentadas por sistemas interconectados por muchas generadoras y tienen la capacidad de entregar potencias elevadas sin que el sistema se vea afectado, la norma EN 50160 especifica los límites permisibles para este caso, como se muestran en la Tabla XIV.

Tabla XIV. **Límite de la frecuencia para sistemas interconectados**

Valores	Periodos
f Hz ± 1 %	El 99,5 % de las mediciones en un año
f Hz -6 %/+4 %	El 100 % de las mediciones, todo el tiempo

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Word 2010.

Para redes que se encuentran alimentadas por sistemas no interconectados o de solo una generadora y que el sistema esta propenso a variaciones de potencia. La norma EN 50160 especifica los límites que se muestran en la tabla XV.

Tabla XV. **Límite de tensión para sistemas no interconectados**

Valores	Periodos
f Hz ± 2 %	El 95 % de las mediciones de una semana
f Hz ± 15 %	El 100 % de las mediciones, todo el tiempo

Fuente: Elaboración propia, empleando Microsoft Word 2010.

3.4.3. Desequilibrio y asimetría de tensiones

Para obtener estos valores, es necesario disponer del valor de voltaje de secuencia positiva, negativa y cero. En el capítulo 2.5.3, se muestra cómo obtener las componentes simétricas en función de las asimétricas. A continuación, se describe este conjunto de ecuaciones:

$$V^0 = \frac{1}{3}(V_a + V_b + V_c)$$

$$V^1 = \frac{1}{3}(V_a + V_b \angle 120^\circ + V_c \angle 240^\circ)$$

$$V^2 = \frac{1}{3}(V_a + V_b \angle 240^\circ + V_c \angle 120^\circ)$$

Generalmente solo se tiene a disponibilidad las componentes asimétricas, pero para el cálculo del desequilibrio y asimétrica, son necesarias las componentes simétricas, por esta razón se utilizará el conjunto de ecuaciones de las componentes simétricas en función de las asimétricas.

3.4.3.1. Factor de desequilibrio de tensión

El factor de desequilibrio de tensión es determinado por el valor absoluto porcentual del cociente del voltaje de secuencia negativa, entre el voltaje de secuencia positiva, como se muestra en la siguiente expresión:

$$K_d = \frac{|V^2|}{|V^1|} (100 \%)$$

Este factor determina la variación del voltaje existe en cada fase de un sistema trifásico, según la norma EN 50160, para sistemas eléctricos de baja tensión, el valor debe ser inferior al 3 % y para media tensión debe ser inferior al 2 %.

El desequilibrio en la tensión se hace notar cuando existen cargas de potencia distinta para cada fase, como cualquier carga monofásica, si el

alimentador tiene la capacidad de entregar cargas elevadas, la caída de tensión será mínima y el efecto es reducido.

3.4.3.2. Factor de asimetría de tensión

El factor de asimetría de tensión es determinado por el valor absoluto porcentual del cociente del voltaje de secuencia cero, entre el voltaje de secuencia positiva, como se muestra en la siguiente expresión:

$$K_a = \frac{|V^0|}{|V^1|} (100 \%)$$

Este factor determina el desfase que existe entre cada fase de un sistema trifásico, según la norma EN 50160, para sistemas eléctricos de baja tensión el valor debe ser inferior al 3 % y para media tensión debe ser inferior al 2 %.

La asimetría en la tensión se hace notar cuando existen cargas no lineales en el sistema como motores o armónicos generados por dispositivos electrónicos, si el alimentador tiene la capacidad de entregar cargas elevadas, este efecto será reducido.

3.4.4. Desequilibrio y asimetría de corrientes

Para obtener estos valores, es necesario disponer del valor de corriente de secuencia positiva, negativa y cero. En el capítulo 2.5.3, se muestra cómo obtener las componentes simétricas en función de las asimétricas. A continuación, se describe este conjunto de ecuaciones:

$$I^0 = \frac{1}{3} (I_a + I_b + I_c)$$

$$I^1 = \frac{1}{3}(Ia + Ib\angle 120^\circ + Ic\angle 240^\circ)$$

$$I^2 = \frac{1}{3}(Ia + Ib\angle 240^\circ + Ic\angle 120^\circ)$$

Como sucede con el voltaje, generalmente solo se tiene a disponibilidad las componentes asimétricas, pero para el cálculo del desequilibrio y asimétrica, son necesarias las componentes simétricas, por esta razón se utilizará el conjunto de ecuaciones de las componentes simétricas en función de las asimétricas.

3.4.4.1. Factor de desequilibrio de corriente

El factor de desequilibrio de corriente es determinado por el valor absoluto porcentual del cociente de la corriente de secuencia negativa, entre la corriente de secuencia positiva, como se muestra en la siguiente expresión:

$$K_d = \frac{|I^2|}{|I^1|} (100 \%)$$

Este factor determina que tanta variación de corriente existe en cada fase de un sistema trifásico, según la norma EN 50160, para sistemas eléctricos de baja tensión, el valor debe ser inferior al 3 % y para media tensión debe ser inferior al 2 %.

El desequilibrio de la corriente se debe a la mala distribución de cargas en el sistema. Sin importar que potencia pueda entregar el alimentador, este efecto no es reducido.

3.4.4.2. Factor de asimetría de corriente

El factor de asimetría de la corriente es determinado por el valor absoluto porcentual del cociente de la corriente de secuencia cero, entre la corriente de secuencia positiva como se muestra en la siguiente expresión:

$$K_a = \frac{|I^0|}{|I^1|} (100 \%)$$

Este factor determina que tanto desfase existe entre cada fase de un sistema trifásico, según la norma EN 50160, para sistemas eléctricos de baja tensión el valor límite debe ser inferior al 3 % y para media tensión debe ser inferior al 2 %.

La asimetría de la corriente se debe al desfase o pérdida de simetría angular entre las fases de un sistema trifásico, este efecto es causado por cargas inductivas o motores monofásicos y bifásicos, que han sido mal distribuidas, también el desfase es causado por cargas armónicas desbalanceadas. Sin importar que potencia pueda entregar el alimentador, este efecto no es reducido.

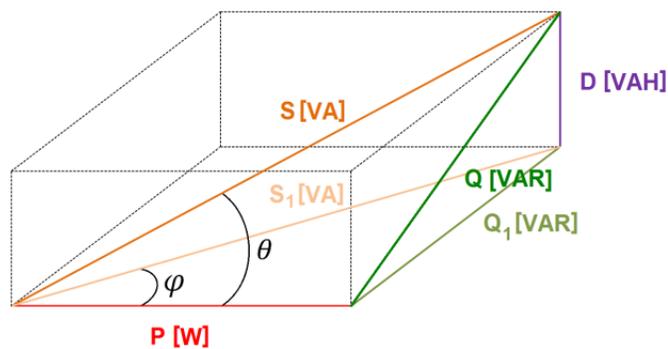
3.4.5. Análisis de la potencia demandada

Es necesario realizar el análisis de la potencia que demanda nuestra instalación, para determinar si el consumo de alguna de estas está afectando nuestro sistema, estas potencias son la potencia aparente (S), real (P), reactiva (Q) y reactiva armónica (H).

En la medición de las potencias de un sistema eléctrico, según la norma EN 50160, se deben medir en intervalos de 10 minutos en el periodo de una semana. El rango aceptable de la potencia debe ser discriminado por la cantidad de potencia que puede entregar el transformador y por el factor de potencia aceptable competente de cada región o país.

Para evaluar la potencia que demanda una instalación eléctrica, es necesario acudir al análisis matemático, para descomponer geoméricamente cada potencia, empleando el ortoedro de la Figura 46, se logra obtener una idea clara de la trigonometría que se necesita operar.

Figura 46. **Ortoedro de potencia**



Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Paint 2009.

A continuación, se describe cada una de las potencias representadas, en la Figura 46.

3.4.5.1. **Potencia aparente (S)**

La potencia aparente es dimensionada en voltio amperios (VA), se compone de la potencia real, reactiva y reactiva armónica. Es la raíz cuadrada

de la suma de los cuadrados de la potencia real (P), potencia reactiva demandada por capacitores o inductores (Q_1) y potencia reactiva armónica (D).

$$S = \sqrt{P^2 + Q_1^2 + D^2}$$

3.4.5.2. Potencia real (P)

La potencia real es dimensionada en watts (W), es la potencia de trabajo efectivo o real que consume la instalación.

Es la raíz cuadrada del cuadrado de la potencia aparente (S) menos el cuadrado de la potencia reactiva que demandan las cargas capacitivas e inductivas (Q_1), menos el cuadrado de la potencia reactiva armónica (D).

$$P = \sqrt{S^2 - Q_1^2 - D^2}$$

3.4.5.3. Potencia reactiva total (Q)

La potencia reactiva es dimensionada en voltiamperio reactivo (VAR), es la suma vectorial de cargas inductivas que producen los motores con cargas capacitivas que demandan bancos de baterías (Q_1), las cargas armónicas que demandan los equipos electrónicos (D). Puede ser reducida instalando bancos de inductores si la demanda es capacitiva o bancos de capacitores si la demanda es inductiva. Matemáticamente es la raíz cuadrada de la suma de los cuadrados de la potencia reactiva (Q_1) y la potencia reactiva armónica (D).

$$Q = \sqrt{Q_1^2 + D^2}$$

3.4.5.4. Potencia reactiva armónica (D)

La potencia reactiva armónica es dimensionada en voltiamperio armónico (VAH), esta potencia la demandan equipos electrónicos y lámparas fluorescentes. Esta potencia puede ser reducida instalando lámparas incandescentes o lámparas led de bajo contenido armónico, además se puede instalar un filtro de armónicos, para reducir el contenido armónico de toda la instalación.

Matemáticamente es la raíz cuadrada del cuadrado de la potencia aparente (S) menos el cuadrado de la potencia real (P), menos el cuadrado de la potencia reactiva demandada por capacitores e inductores (Q_1).

$$D = \sqrt{S^2 - P^2 - Q_1^2}$$

3.4.5.5. Factor de potencia (FP)

El factor de potencia representa un factor que dimensiona la cantidad de potencia real, respecto a la potencia total o potencia aparente que demanda una instalación. Según la norma NTSD, el valor mínimo admitido para el factor de potencia se discrimina de acuerdo con la potencia del usuario, de la siguiente manera:

- Usuarios con potencias de hasta 11 kW el límite mínimo es de 0,85.
- Usuarios con potencias superiores a 11 kW el límite mínimo es de 0,90.

- A mayor factor de potencia, mayor será la carga real que se pueda aprovechar en nuestro sistema.

Matemáticamente el factor de potencia es el coseno con ángulo de fase θ , que es igual a el cociente entre la potencia real (P) y la potencia aparente (S), incluyendo la carga armónica (D).

$$FP = \cos \theta = \frac{P}{S} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q_1^2 + D^2}}$$

3.4.5.6. Coseno de phi ($\cos\Phi$)

El valor de coseno de phi se acerca más al factor de 1,0 que es el factor para cargas puramente reales, porque discrimina las cargas armónicas o simplemente sería el factor de potencia si no existieran cargas armónicas en el sistema.

Matemáticamente, es el coseno con ángulo de fase φ , que es igual al cociente entre la potencia real (P) con la potencia aparente (S_1), y no incluye la potencia armónica (D).

$$\cos \varphi = \frac{P}{S_1} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q_1^2}}$$

3.4.6. Armónicos individuales, distorsión armónica total de la tensión y corriente

Los armónicos son fenómenos que distorsionan la onda sinusoidal alterna en la tensión y la corriente, estos son generados en frecuencias superiores a la frecuencia fundamental del sistema, son medidos en valores de múltiplos enteros de la frecuencia fundamental (h). En la Tabla XVI, se muestra el orden de armónicos para la frecuencia fundamental de 60 Hz que se toma como orden uno, hasta el armónico del orden 50. Los armónicos causan efectos de calentamiento en conductores eléctricos, malfuncionamiento en motores, transformadores, equipos electrónicos, entre otros.

Tabla XVI. **Armónicos en múltiplos de la frecuencia fundamental**

Múltiplos de la frecuencia fundamental (h)	Frecuencia (Hz)
1	60
2	120
3	180
4	240
5	300
6	360
20	1 200
30	1 800
40	2 400
50	3 000
n	...

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Word 2010.

Cuando existen armónicos en un sistema eléctrico el orden de ellos tiende al infinito. Los armónicos ya no son dañinos en la corriente a partir del orden 50 según IEEE 519, no son dañinos en el voltaje a partir del orden 25 según EN 50160. Para la tensión y la corriente, existen límites aceptables de la distorsión armónica total e individual. A continuación, se describe a detalle cada caso.

3.4.6.1. Tensión de distorsión armónica total

La tensión de distorsión armónica total se ve reflejada en la onda de tensión de la frecuencia fundamental, teniendo que todos los equipos vinculados a la instalación eléctrica resultan afectados.

Para determinar la severidad de la distorsión armónica total de la tensión, la norma EN 50160 establece, que se evalúa por medio de la raíz cuadrada de la sumatoria de los cuadrados de los armónicos del orden 2 hasta el 25, porque estos armónicos son los que se consideran más severos en la tensión.

El resultado no debe sobrepasar el límite del 8 %, para sistemas de baja tensión. A continuación, se describe esta expresión:

$$THDv = \sqrt{\sum_{h=2}^{25} (u_h)^2}$$

Donde:

- u_h es la tensión del orden del armónico (h) entre 2 y 25, en porcentaje de la tensión de la componente fundamental.

- THD_v es la tensión de distorsión armónica total.

3.4.6.2. Tensión de armónicos individuales

La norma EN 50160 establece los límites permisibles de aceptación, para determinar qué tan severo es cada armónico de la tensión en la instalación eléctrica. En la tabla XVII, se muestran los límites permisibles para cada armónico.

Tabla XVII. Límite de tensión de armónicos individuales

Armónicos impares				Armónicos pares	
No múltiplos de 3		Múltiplos de 3			
Orden h	Tensión relativa	Orden h	Tensión relativa	Orden h	Tensión relativa
5	6 %	3	5 %	2	2 %
7	5 %	9	1,5 %	4	1 %
11	3,5 %	15	0,5 %	6...24	0,5 %
13	3 %	21	0,5 %	--	--
17	2 %	--	--	--	--
19	1,5 %	--	--	--	--
23	1,5 %	--	--	--	--
25	1,5 %	--	--	--	--

Nota – Los valores que corresponden a los armónicos de orden superior a 25, que son generalmente débiles y muy imprevisibles debido a los efectos de resonancia, no están indicados en esta tabla.

Fuente: NORMA EUROPEA, EN 50160, *Características de la tensión suministrada por las redes generales de distribución*. p. 13.

La evaluación es establecida para los armónicos del orden 2 hasta el 25, porque estos son los que se consideran más severos en la tensión.

3.4.6.3. Corriente de distorsión armónica total

La corriente de distorsión armónica total es la distorsión que se ve reflejada en la onda de la corriente de la frecuencia fundamental y a esta distorsión están expuestos todos los equipos vinculados a la instalación eléctrica.

Para determinar qué tan severa es la distorsión armónica total de la corriente y que tanto afectarán a los equipos eléctricos, la norma IEEE 519 establece la evaluación matemática, que está comprendida por la raíz cuadrada de la sumatoria de los cuadrados de los armónicos del orden 2 hasta el 50, porque estos armónicos son los que se consideran más severos en la corriente, el resultado de esta operación no debe sobrepasar el límite el 5 %, para sistemas de baja tensión. A continuación, se describe matemáticamente el empleo de la evaluación:

$$THDi = \sqrt{\sum_{h=2}^{50} (I_h)^2}$$

Donde:

- I_h es la corriente del orden del armónico (h) entre 2 y 50, en porcentaje de la corriente de la componente fundamental.
- $THDi$ es la corriente de distorsión armónica total.

3.4.6.4. Corriente de armónicos individuales

Para determinar qué tan severo es cada armónico de la corriente en la instalación, la norma IEEE 519 establece los límites permisibles de aceptación. En la Tabla XVIII, se muestran los límites permisibles para cada armónico.

Tabla XVIII. Límite de corriente de armónicos individuales

Distorsión máxima de corriente armónica individual relativa a la carga					
Impares	3 h <11	11 ≤ h <17	17 ≤ h <23	23 ≤ h <35	35 ≤ h <50
	4,0	2,0	1,5	0,6	0,3
Pares	2 ≤ h <12	12 ≤ h <18	18 ≤ h <24	24 ≤ h <36	36 ≤ h ≤ 50
	1,0	0,5	0,375	0,15	0,075

Fuente: IEEE 519, IEEE Standards association, *IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems*. p. 7.

La evaluación es establecida para los armónicos del orden 2 hasta el 50, porque estos armónicos son los que se consideran más severos en la corriente.

3.4.7. Flicker

Es la consecuencia de las variaciones rápidas de tensión que se encuentran entre el valor mínimo de 85 % al 90 % y máximo del 110 % de la tensión nominal. Son provocados principalmente por cargas inductivas como motores, transformadores de soldadura de arco, hornos de arco, entre otros.

Otra consecuencia es la distorsión armónica de la tensión, cuando se encuentra por encima de los valores establecidos por la norma EN 50160. El Flicker o parpadeo tiene efecto en lámparas incandescentes o fluorescentes, televisores o pantallas antiguas de tubo de rayos catódicos y algunos televisores o laptop de pantalla plana.

Los Flicker se generan dentro de los límites permisibles de la calidad de tensión, en rápidas variaciones pequeñas. Al evaluarlos cualitativamente por medio de la gráfica de la tensión, no es posible identificarlos y se debe dimensionar cuantitativamente por medio de las ecuaciones pertinentes para la evaluación de los flicker de severidad de parpadeo de corta duración Pst como de severidad de parpadeo de larga duración Plt. A continuación, se describen a detalle estos términos.

3.4.7.1. Flicker Pst

Es la severidad del parpadeo de corta duración (Pst), es calculada por medio de muestras de los percentiles del 0,1 %, 1 %, 3 %, 10 % y 50 %, cada tres segundos durante 10 minutos, utilizando la siguiente ecuación:

$$P_{st} = \sqrt{K_{0,1}P_{0,1} + K_1P_1 + K_3P_3 + K_{10}P_{10} + K_{50}P_{50}}$$

Donde:

- $P_{0,1}$, P_1 , P_3 , P_{10} y P_{50} Son los percentiles 0,1 %, 1 %, 3 %, 10 % y 50 %.
- $K_{0,1}$, K_1 , K_3 , K_{10} y K_{50} son constantes definidas por la norma IEC 61000-4-15 y los valores de las constantes son 0,0314, 0,0525, 0,0657, 0,28 y 0,08.

El valor del Pst debe ser inferior a 1,0, durante el 95 % del tiempo, según la norma EN 50160. Generalmente el valor que entregan los equipos de medición de calidad de energía es únicamente el Pst.

3.4.7.2. Flicker Plt

Es la severidad del parpadeo de larga duración (Plt), se calcula a partir de las muestras de Pst de 10 minutos durante 2 horas, con un total de 12 muestras, estos valores se evalúan cuantitativamente, utilizando la siguiente ecuación:

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\sum_{i=1}^{12} \frac{P_{sti}^3}{12}}$$

El valor del Plt debe ser inferior a 1,0, durante el 95 % del tiempo, según la norma EN 50160.

3.4.8. Factor K del transformador

Este factor determina la cantidad de armónicos que porta la corriente que suministra el transformador. Dependiendo del valor del factor K, los componentes del transformador estarán expuestos a calentamiento adicional o no. El documento de ETASR llamado “*A Study of K-Factor Power Transformer Characteristics by Modeling Simulation*”⁶ establece que el factor K se puede determinar por medio de la sumatoria de los cuadrados del cociente de la corriente armónica y la corriente fundamental, por el cuadrado del orden entero

⁶ ETASR, O. E. Gouda. *A Study of K-Factor Power Transformer Characteristics by Modeling Simulation*. p. 114.

de la amónica, obteniendo como resultado el factor K, matemáticamente es definido como:

$$K - factor = \sum_{h=1}^{h=max} h^2 \left(\frac{I_h}{I_R} \right)^2$$

Donde:

- h es el valor del orden del armónico, de la componente fundamental.
- I_h es la corriente que demanda el armónico de orden h .
- I_R es la corriente de la componente fundamental.

IEEE hace referencia de los valores de factor K determinados por “UL1561”⁷, donde se establecen realizando amplias pruebas experimentales para determinar que factor K debe soportar el transformador dependiendo de la carga, en la Tabla XIX, se describen estos valores.

Tabla XIX. **Valores K típicos para cada carga**

Carga	K-factor
<ul style="list-style-type: none"> - Iluminación incandescente (sin atenuadores de estado sólido) - Calentamiento por resistencia eléctrica (con controles de calor de estado no sólido). - Motores (sin unidades de estado sólido). 	K-1

⁷ UNDERWRITERS LABORATORY, UL 1561. *Proposed requirements and proposed effective dates for the first edition of the standard for dry-type general purpose and power transformers.* p. 57.

Continuación de la Tabla XIX.

<ul style="list-style-type: none"> - Transformadores de control / dispositivos de control electromagnético. - Motores generadores (sin unidades de estado sólido). 	K-1
<ul style="list-style-type: none"> - Iluminación de descarga eléctrica. - UPS con filtrado de entrada opcional. - Equipo de calentamiento por inducción. - Soldadores. - PLC y controles de estado sólido (que no sean de velocidad variable). 	K-4
<ul style="list-style-type: none"> - Equipo de telecomunicaciones. - UPS sin filtrado de entrada. - Circuitos de receptáculos de cables múltiples en áreas de salud de cuidado general cuidados, instalaciones y aulas de colegios, etc. - Circuitos de receptáculo de cables múltiples que suministran inspección o prueba de equipos en una línea de ensamblaje o producción. 	K-13
<ul style="list-style-type: none"> - Cargas de computadora mainframe. - Unidades de motor de estado sólido (unidades de velocidad variable). - Circuitos de receptáculo de cables múltiples en áreas de cuidados críticos y quirófanos / salas de recuperación de hospitales. 	K-20
<ul style="list-style-type: none"> - Circuitos de receptáculo de cables múltiples en aplicaciones industriales, médicas y laboratorios educativos. - Circuitos de receptáculos de cables múltiples en espacios de oficinas comerciales pequeños mainframes (mini y micro). 	K-30

Continuación de la Tabla XIX.

- Otras cargas identificadas como productoras de cantidades muy altas de armónicos (especialmente en órdenes superiores).	K-40
---	------

Fuente: UNDERWRITERS LABORATORY, UL 1561, *Proposed requirements and proposed effective dates for the first edition of the standard for dry-type general purpose and power transformers*. p. 57.

La referencia del factor K es determinada por el fabricante, porque él debe llevar a cabo las pruebas experimentales para determinar si el aislamiento del transformador soporta el nivel térmico debido a las cargas armónicas.

3.4.9. Factor de desclasificación 1/K

Este factor desclasifica la potencia nominal de un transformador que no está construido para soportar un factor K de carga. Se calcula para determinar si el transformador es capaz de soportar la potencia nominal con carga armónica y que no exceda los límites de temperatura del sistema de aislamiento.

Para calcular la potencia desclasificada se debe multiplicar la potencia aparente de la carga, que alimenta cada fase por el cociente el factor K del transformador (1/K) y la suma de las tres fases determina la potencia desclasificada. Matemáticamente se describe como:

$$S_{1/k} = \frac{S_{L1}}{K_{L1}} + \frac{S_{L2}}{K_{L2}} + \frac{S_{L3}}{K_{L3}}$$

Donde:

- S_{L1} , S_{L2} y S_{L3} es la potencia aparente de cada fase del transformador.
- K_{L1} , K_{L2} y K_{L3} son el factor K del transformador, de cada fase.
- $S_{1/k}$ es la potencia aparente desclasificada.

3.4.10. Resumen de los límites de las normas utilizadas, para la medición de la calidad de energía

En la tabla XX, se muestran los límites permisibles para cada medición.

Tabla XX. **Resumen de límites de las normas utilizadas, para la medición de calidad de energía**

No.	Medición	Norma	Límites
1	Calidad de la tensión	EN 50160	1 semana, Figura 44. Cualquier periodo, Figura 45.
2	Regulación de la tensión	NTSD	Tabla XIII. Sistemas interconectados, Tabla XIV.
3	Calidad de la frecuencia	EN 50160	Sistemas no interconectados, Tabla XV.
4	Desequilibrio de tensión (Kd)	EN 50160	Para baja tensión 3 % Para media tensión 2 %
5	Asimetría de la tensión (Ka)	EN 50160	Para baja tensión 3 % Para media tensión 2 %
6	Desequilibrio de la corriente (Kd)	EN 50160	Para baja tensión 3 % Para media tensión 2 %

Continuación de la Tabla XX.

7	Asimetría de la corriente (Ka)	EN 50160	Para baja tensión 3 % Para media tensión 2 %
8	Análisis de la potencia demandada	Por análisis	Depende la demanda.
9	Análisis de potencia compuesta de la potencia aparente	Por análisis	Depende la demanda.
10	Factor de potencia y coseno de phi	NTSD	P<11 kW, FP>0,85 P>11 kW, FP>0,90
11	Tensión de distorsión armónica total	EN 50160	8 %
12	Tensión armónica individual	EN 50160	Tabla XVII.
13	Corriente de distorsión armónica total	IEEE 519	5 %
14	Corriente armónica individual	IEEE 519	Tabla XVIII.
15	Flicker Pst	EN 50160	1,0
16	Flicker Plt	EN 50160	1,0
17	Factor K	UL 1561	Tabla XIX.
18	Factor de desclasificación 1/K	UL 1561	Depende de la potencia nominal.

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Word 2010.

3.4.11. Aplicación de la medición de calidad de energía

Para realizar esta medición debe tomar en cuenta la capacidad del equipo que se utilizara, para aprovechar al máximo los resultados. Para realizar una correcta medición son necesarios los datos de placa del transformador para identificar las fases y tensión del lado secundario.

3.4.11.1. Datos del alimentador

En la Figura 11 del apartado 2.4.1, se muestran los datos de la placa del transformador, para la medición son necesarios los siguientes datos:

- $S = 750 \text{ kVA}$ es la potencia nominal del transformador.
- $V_p = 13\ 200$ es el voltaje del primario en delta, de línea a línea.
- $V_s = 208 \text{ Y}/120$ es el voltaje del secundario en estrella de 208 VAC línea a línea y 120 VAC de línea a neutro.

Debido a que la tensión en el secundario es de 120 VAC, se realizarán todas evaluaciones, con los límites de caída de energía de baja tensión.

La placa del transformador no indica un factor K, por lo que el transformador no está construido para alimentar cargas armónicas y se asume que debe aplicarse el factor de desclasificación 1/K.

3.4.11.2. Equipo de medición

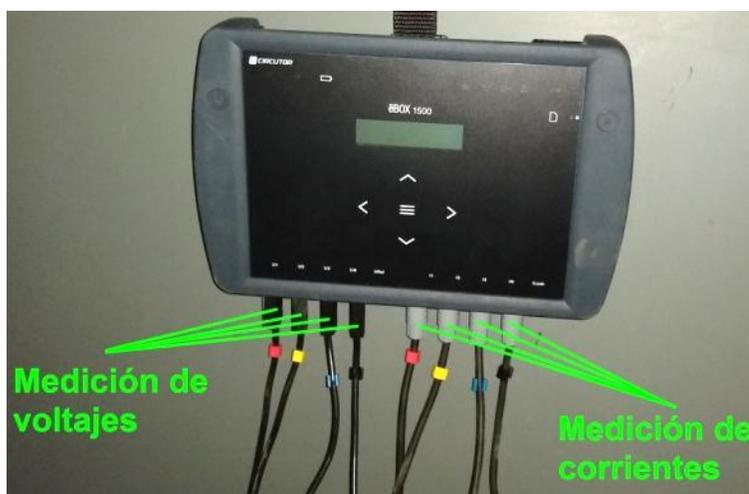
El equipo utilizado es un Circutor Myebox 1500 de clase A, conforme a la norma IEC 61000-4-30, esta establece que el equipo es de alta exactitud y precisión, para mediciones avanzadas, puede ser utilizado para la certificación de la calidad de energía de equipos de distribución eléctrica industrial.

3.4.11.3. Conexión del equipo

Para el conexionado del equipo es necesario identificar cada fase del transformador, acudiendo a la placa del transformador, si las fases no están debidamente identificadas, los resultados serán erróneos o tendríamos que asumir que la fase que medimos es otra y nos llevara a un trabajo innecesario o posibles confusiones.

Las conexiones deben quedar correctamente instaladas en las terminales, el equipo permite reconfirmar las conexiones con una pequeña prueba, antes de iniciar la medición. El equipo debe ser instalado para que solamente el operario tenga acceso a él. En la Figura 47, se muestra el equipo a utilizar identificando las mediciones de los voltajes y corrientes, para la fase A, B, C y Neutro, con el color rojo, amarillo, azul, negro, en el mismo orden.

Figura 47. **Identificación de las fases de voltaje y corriente, del equipo de calidad de energía**



Fuente: elaboración propia, subestación eléctrica, hospital nacional Pedro de Bethancourt.

Para la correcta medición de la corriente, debe instalarse el transformador de corriente o TC, en la dirección del flujo de la corriente de la barra, en general los TC están identificados en la dirección que se debe realizar la medición, como se muestra en la Figura 48.

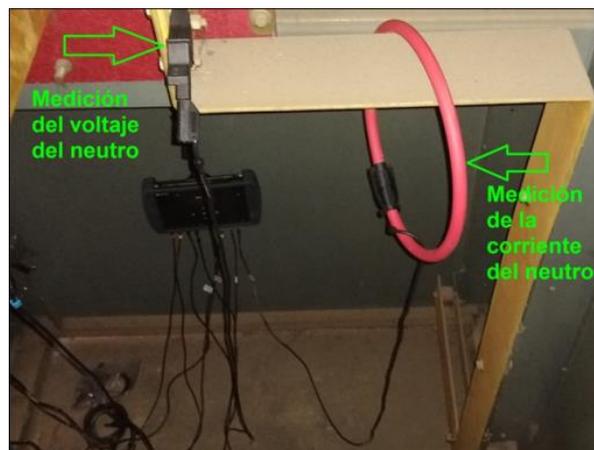
Figura 48. **Medición correcta de la corriente**



Fuente: elaboración propia, subestación eléctrica, hospital nacional Pedro de Bethancourt.

Las mediciones deben realizarse, antes del interruptor principal, en la Figura 49, se muestra la medición realizada del voltaje y la corriente del neutro.

Figura 49. **Medición del voltaje y corriente del neutro**



Fuente: elaboración propia, subestación eléctrica, hospital nacional Pedro de Bethancourt.

En la Figura 50, se muestra las conexiones de las mediciones realizadas en las barras principales de las fases A, B y C para los voltajes y las corrientes.

Figura 50. **Medición de las fases A, B y C del voltaje y corriente**



Fuente: elaboración propia, subestación eléctrica, hospital nacional Pedro de Bethancourt.

3.4.11.4. Periodo de medición de calidad de energía

Según la norma EN 50160 se debe realizar la medición por lo menos en el periodo de una semana, en intervalos de 10 minutos, con un total de 1008 mediciones por semana, como se calcula a continuación:

$$N_m = \frac{1 \text{ medición}}{10 \text{ min}} \cdot \frac{60 \text{ min}}{1 \text{ h}} \cdot \frac{24 \text{ h}}{1 \text{ día}} \cdot \frac{7 \text{ días}}{1 \text{ semana}} = 1\,008 \text{ [Mediciones/Semana]}$$

Las mediciones en el alimentador principal del Hospital Nacional Pedro de Bethancourt, fueron realizadas a partir del viernes y fueron finalizados el día jueves de la siguiente semana.

3.4.11.5. Medición de calidad de tensión

Para evaluar la calidad de la tensión, se toma de referencia la norma EN

50160 esta establece que, para la medición de una semana, se debe verificar que los voltajes medidos, no superen el ± 10 de la tensión nominal o que no existan valores de sobretensiones, huecos de tensión e interrupciones. La tensión nominal del sistema de fase a neutro es de 120 VAC. En la Tabla XXI, se muestran los rangos para evaluar la calidad del voltaje de una semana.

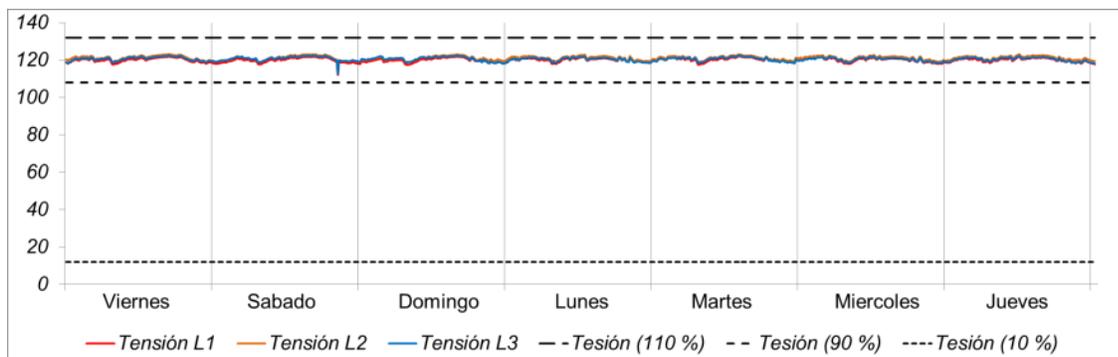
Tabla XXI. **Evaluación de calidad del voltaje, de una semana**

Tipo de tensión	Límites	Rangos
Sobretensión	$U > 110 \%$	$U > 132$ Volt
Normal o correcta	$90 \% < U < 110 \%$	108 Volt $< U < 132$ Volt
Hueco	$10 \% < U < 90 \%$	12 Volt $< U < 108$ Volt
Interrupción	$10 \% < U$	12 Volt $< U$

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Word 2010.

En la Figura 51, se muestra la medición realizada para las tensiones de las tres fases, con los respectivos límites de la Tabla XXI, se puede notar que las tensiones no superaron el $\pm 10 \%$ de la tensión nominal.

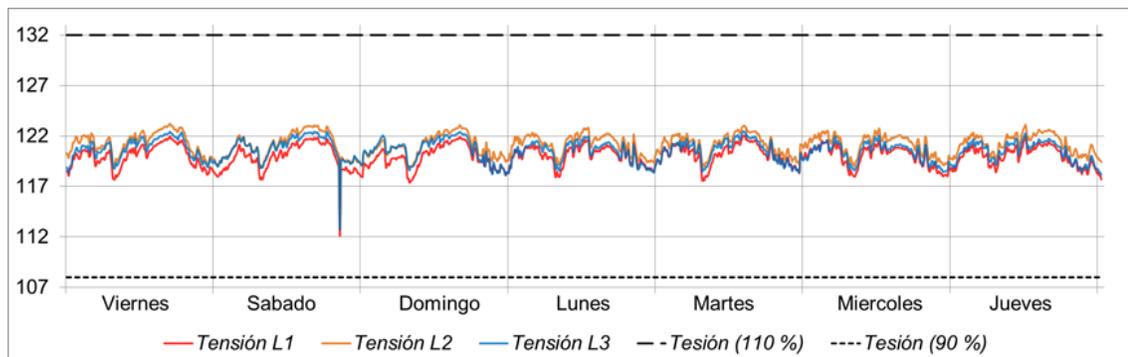
Figura 51. **Gráfica de la medición de la tensión de las tres fases**



Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel 2010.

Al acercar la gráfica en los rangos del $\pm 10\%$, se verifica que los límites de la calidad de la tensión no fueron superados, como se muestra en la Figura 52.

Figura 52. **Acercamiento de la gráfica de la medición de la tensión**



Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel 2010.

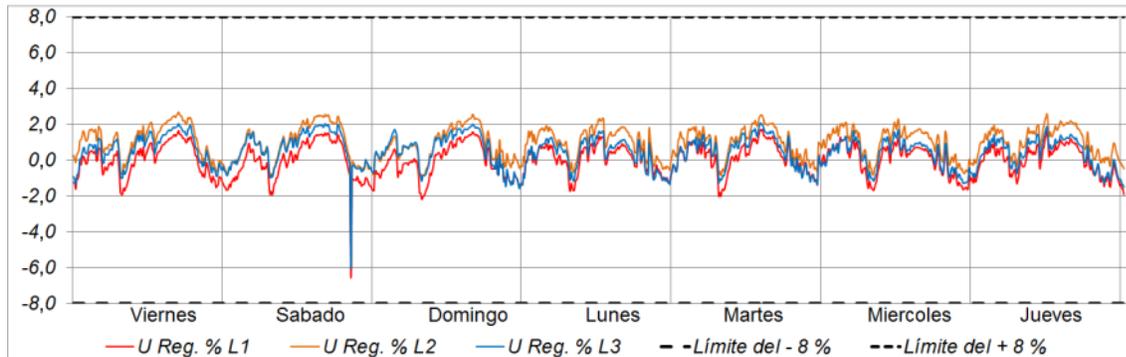
Se concluye que la calidad de la tensión no fue superada por los límites establecidos por la norma EN 50160 y la evaluación es correcta.

3.4.11.6. Medición de la regulación de tensión

En la Tabla XIII, del apartado 3.4.1.5, se menciona que los límites de regulación de tensión, según la norma NTSD, dependen del nivel de tensión y la zona de la instalación, si es rural o urbana, en este caso como se encuentra en la Antigua Guatemala, se trata de una zona rural.

En esta medición se utilizará los límites de regulación de tensión de $\pm 8\%$. En la Figura 53, se muestran los resultados de la medición.

Figura 53. **Medición de regulación de tensión, de las tres fases**



Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel 2010.

Concluyéndose que los resultados de la medición realizada no sobrepasaron los límites del $\pm 8 \%$, establecidos por la norma NTSD.

3.4.11.7. **Medición de calidad de frecuencia**

En la medición de la calidad de frecuencia, se tiene que la frecuencia nominal del sistema es de 60 Hz, es una red que se encuentra alimentada por un sistema interconectado o por muchas generadoras. Los límites de calidad de frecuencia son para mediciones de una semana y se utilizarán los límites de todo el tiempo, estos se muestran en la Tabla XXII.

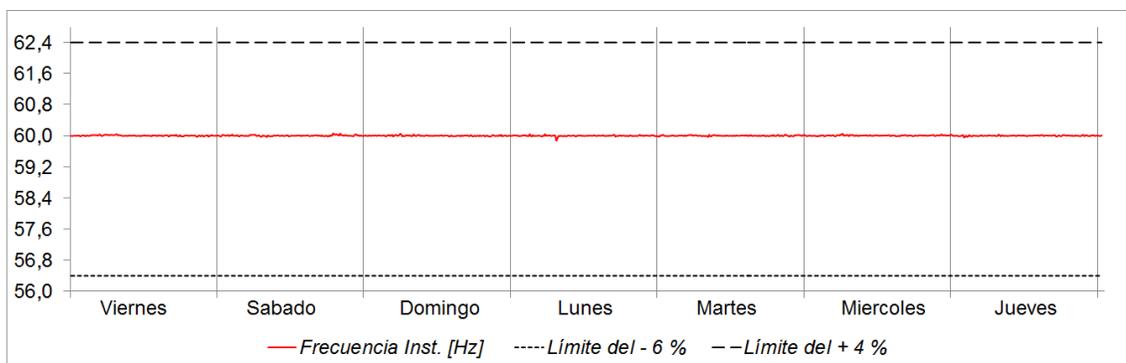
Tabla XXII. **Límite de frecuencia para sistemas interconectados, para el 100 % de las mediciones, todo el tiempo**

Límites	Valores	Periodos
60 Hz - 6 % / +4 %	De 56,4 Hz a 62,4 Hz	El 100 % de las mediciones, todo el tiempo.

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Word 2010.

En la figura 54, se muestran los resultados de la medición realizada, con los respectivos límites.

Figura 54. **Gráfica de la medición de la frecuencia**



Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel 2010.

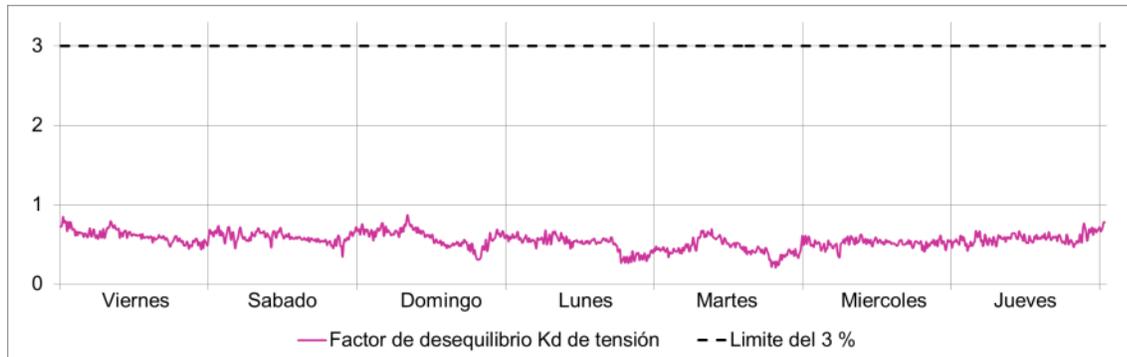
Se observa que la frecuencia se mantuvo estable durante toda la medición, la variación más notable estuvo muy lejos de superar los límites permisibles, por la norma EN 50160 y se comprueba que la red se encuentra alimentada por un sistema interconectado.

3.4.11.8. Medición desequilibrio y asimetría de tensiones

La evaluación del desequilibrio y asimetría de las tensiones se realiza en base a la norma EN 50160, el voltaje del sistema es de 120 VAC evaluándose como un sistema de baja tensión, ambas mediciones no deben superar el 3 %.

En la medición del desequilibrio de tensión, en la Figura 55 se muestra la gráfica, con el límite del 3 %.

Figura 55. **Gráfica de la medición del desequilibrio de la tensión**

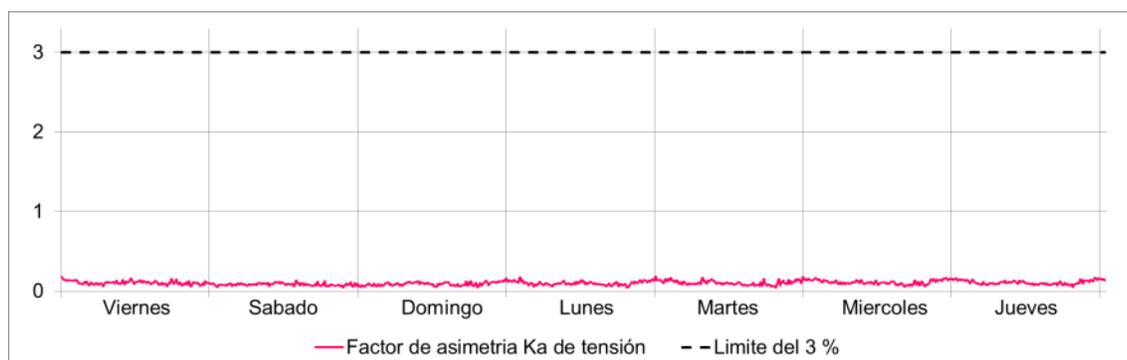


Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel 2010.

Se visualiza que en la gráfica de la medición del desequilibrio de la tensión los valores no superan los límites permisibles y se concluye que la red se encuentra equilibrada.

Para la evaluación de la asimetría de la tensión, en la Figura 56, se muestra la medición con el límite del 3 %, para visualizar si en algún momento, este fue sobrepasado.

Figura 56. **Gráfica de la medición de la asimetría de la tensión**



Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel 2010.

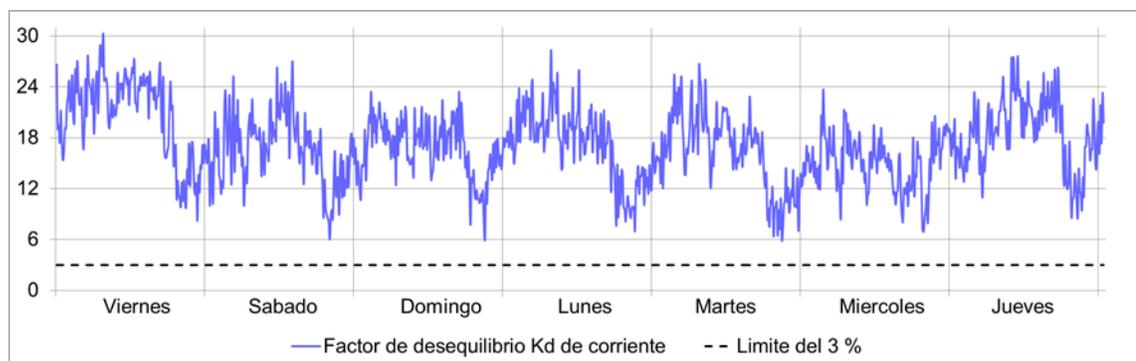
En la gráfica de la medición de la asimetría, se visualiza que la mayoría de los resultados tienden a cero, concluyéndose que los valores no sobrepasan el límite permisible por la norma EN 50160 y la red se encuentra en simetría.

3.4.11.9. Medición de desequilibrio y asimetría de corrientes

La evaluación de estas corrientes se realiza en base a la norma EN 50160, el voltaje del sistema es de 120 VAC y se procede a evaluar como un sistema de baja tensión. Para ambas mediciones no deben superar el 3 %.

Las mediciones realizadas del desequilibrio de la corriente se evalúan cualitativamente mediante la gráfica de la Figura 57, en ella se muestra la medición con el límite del 3 %, para visualizar si este fue sobrepasado.

Figura 57. Gráfica de la medición del desequilibrio de la corriente

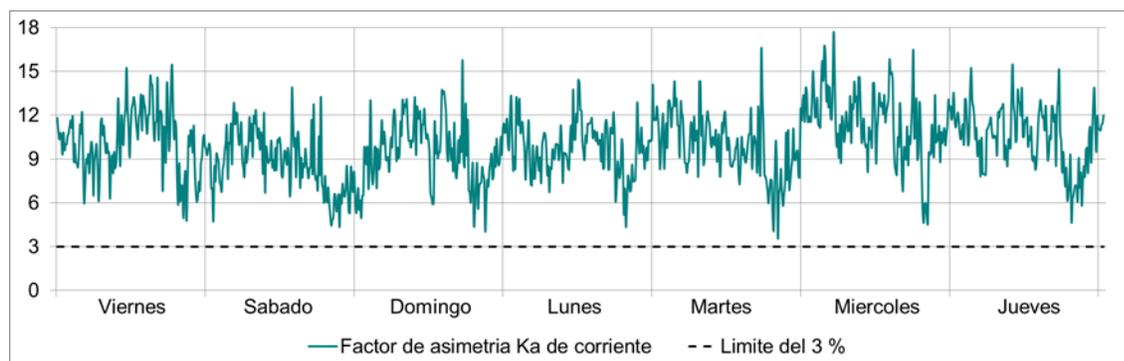


Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel 2010.

Los resultados denotan que los valores sobrepasan el límite permisible de 3 %, establecido por la norma EN 50160 y la evaluación es incorrecta.

Las mediciones realizadas de la asimetría de la corriente fueron evaluadas cualitativamente por medio de la gráfica de la Figura 58, en ella se muestra la medición con el límite del 3 %, para visualizar si en algún momento, este fue sobrepasado.

Figura 58. **Gráfica de la medición de la asimetría de la corriente**



Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel 2010.

Los resultados denotan que los valores sobrepasan el 3 % del límite permisible por la norma EN 50160 y la evaluación es incorrecta.

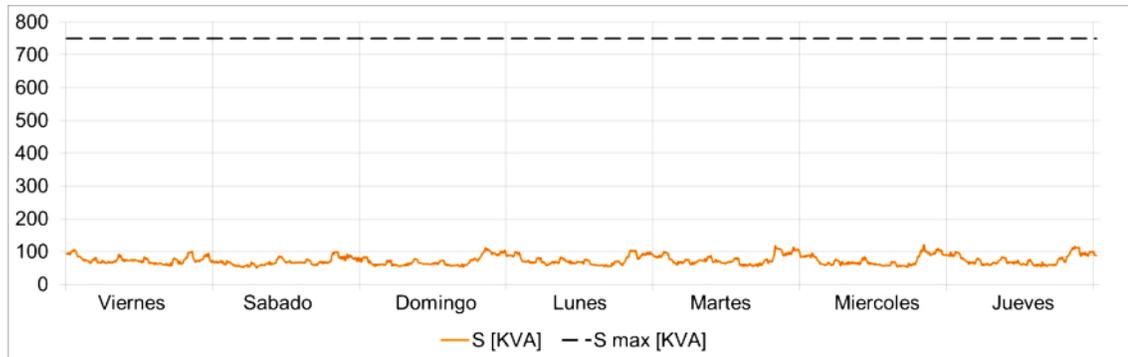
3.4.11.10. Medición de la potencia demandada

La potencia que demanda una instalación eléctrica dependerá de las carga que esté instalada, se debe verificar que el alimentador o transformador, no se encuentre en el límite de la potencia nominal, para no exceder los límites térmicos del aislamiento y causar el deterioro prematuro.

En la Figura 59, se observa la gráfica de la medición realizada de una semana, para la potencia aparente trifásica demandada (S), los resultados

denotan que los valores medidos son aproximadamente de 100 kVA, que es comparada con la potencia trifásica nominal (S max), siendo de 750 kVA.

Figura 59. **Gráfica de demanda de potencia aparente trifásica**



Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel 2010.

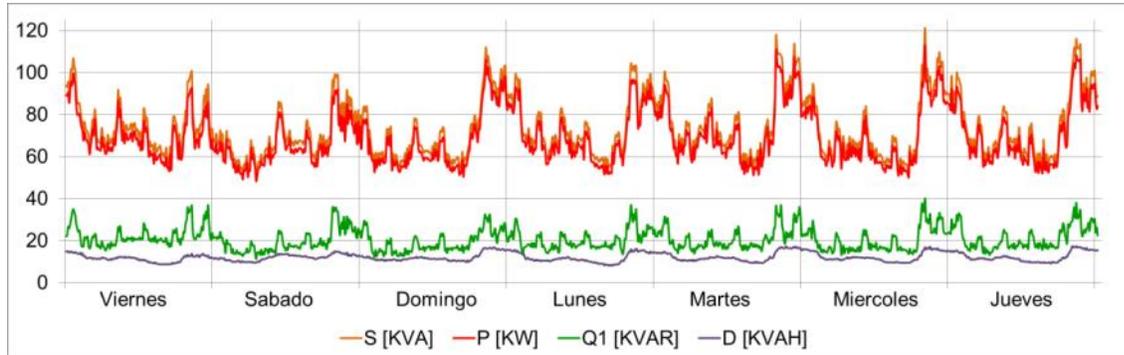
La potencia aparente demandada (S), es de aproximadamente el 13 % de la potencia nominal (S max). Como resultado se tiene que el transformador está muy lejano al límite térmico del sistema de aislamiento y puede alimentar esta carga sin ningún inconveniente, siendo esta evaluación correcta.

3.4.11.11. Medición de potencia compuesta de la potencia aparente

La demanda de potencia aparente en una instalación eléctrica está compuesta de distintas potencias eléctricas, en la sección 3.4.5, se determinó que la potencia aparente, está compuesta de la potencia real, reactiva y reactiva armónica.

En la Figura 60, se muestra la gráfica de la medición de las potencias compuestas de la aparente, para el periodo de una semana cada 10 minutos.

Figura 60. **Gráfica de potencia compuesta de la potencia aparente**



Fuente: Elaboración propia, empleando Microsoft Excel 2010.

En la gráfica se muestra la demanda de la potencia aparente (S) comparada con las potencias compuestas de ella (P, Q1 y D), es notable que la potencia real (P), es la más demandada, luego la potencia reactiva (Q1), por último la potencia reactiva armónica (D), estas últimas dos potencias consumidas se encuentran muy por debajo de la potencia nominal. Si se desea reducir los costos del consumo de energía eléctrica, debe tomarse en cuenta la reducción de la potencia reactiva (Q1) y la potencia reactiva armónica (D).

Se concluyó que la potencia reactiva armónica demanda (D) es aproximadamente el 15 % de la potencia aparente o total (S), representando una pequeña fracción del consumo total, pero no es posible evaluarla con este método. En los apartados del 3.4.11.13 al 3.4.11.16, se realiza el análisis de las corrientes y voltajes armónicas que son evaluados en base a límites que permisibles por las respectivas normativas.

La potencia reactiva demandada (Q1), es de aproximadamente el 20 % de la potencia aparente o total (S), lo que representa una pequeña fracción del consumo total, pero se encuentra dentro de los límites permisibles por la norma

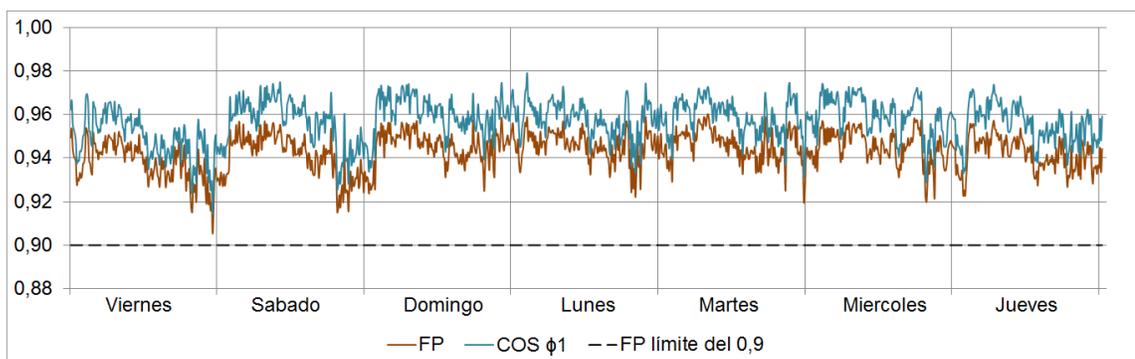
NTSD, debido a que el factor de potencia se encuentra por encima de 0,90. La medición del factor de potencia se evalúa el apartado 3.4.11.12.

Si se desea reducir la potencia reactiva demandada (Q_1), se debe aumentar el factor de potencia, por medio de la instalación de un banco de capacitores para llevar el factor lo más cercano posible al valor de 1. En el capítulo 2.2 apartado 2.2.4.4, se indica el procedimiento para reducir el factor de potencia.

3.4.11.12. Medición de factor de potencia y coseno de phi

La evaluación del factor de potencia determina la cantidad de potencia activa, potencia reactiva que está demandando la carga de la instalación e incluye la potencia reactiva amónica. Con el de phi, se determina la cantidad de potencia activa y reactiva que está demandando la carga de la instalación, pero no incluye la potencia reactiva amónica. En la Figura 61, se muestra la gráfica de las mediciones del factor de potencia y coseno de phi, en la gráfica, se incluye el límite permisible del factor de potencia de 0,90, establecido por la norma NTSD.

Figura 61. Gráfica de medición del factor de potencia y coseno de phi



Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel 2010.

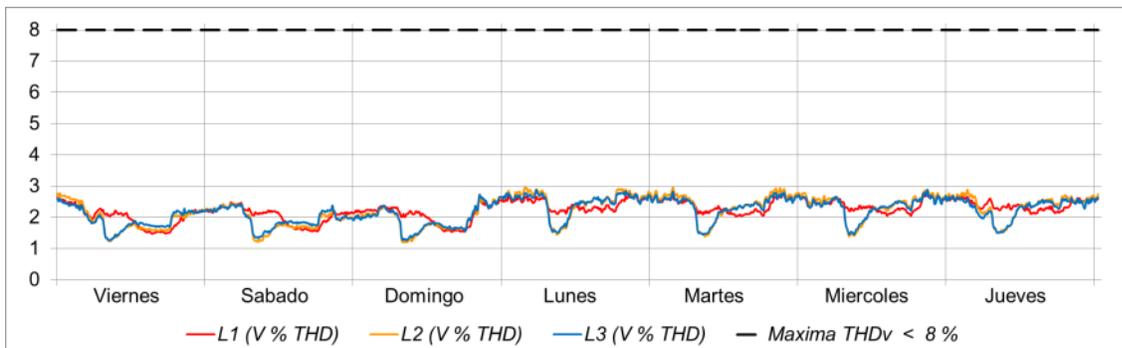
El coseno de phi, se debe mantener con valores superiores al factor de potencia, porque este no incluye las cargas armónicas.

Se concluye que el factor de potencia durante toda la medición, fue superior al límite de 0,9, que establece la norma NTSD, siendo la evaluación correcta. El coseno de phi, no es evaluado porque se trata de un valor ficticio, pero puede ser de utilidad, para tener de referencia cual sería el factor de potencia, si se lograra mitigar la carga armónica. Si el factor de potencia disminuyera de 0,9, se recomienda emplear el Anexo I, para implementar la capacitancia necesaria para aumentar el factor de potencia.

3.4.11.13. Medición tensión de distorsión armónica total

Para la evaluación de la medición de la tensión de distorsión armónica total, se emplea la norma EN 50160, esta establece que el límite permisible es de 8 %. En la Figura 62, se muestra la gráfica de las mediciones de las tres fases y se traza el límite en la gráfica para realizar una evaluación cualitativa.

Figura 62. Gráfica medición de tensión de distorsión armónica total



Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel 2010.

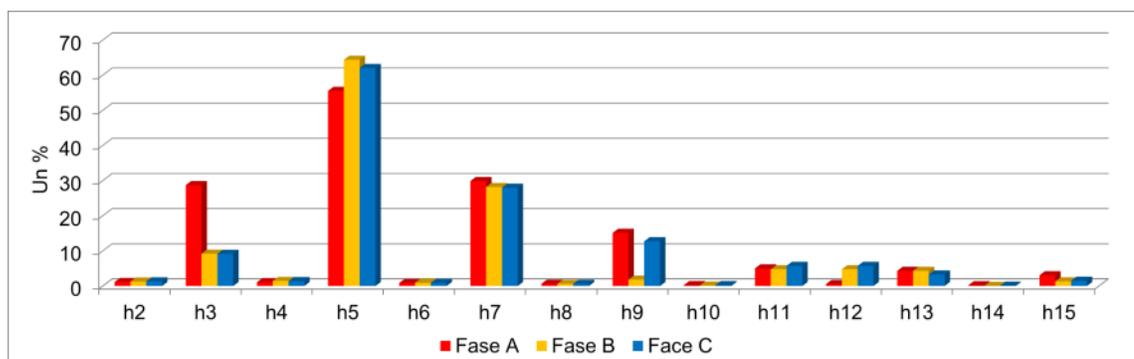
Se concluyó que los resultados de las mediciones demuestran que la tensión de distorsión armónica total se encuentra aproximadamente en el 3 % del límite de 8 % que sugiere la norma EN 50160, teniendo que la evaluación es correcta.

3.4.11.14. Medición tensión armónica individual

La evaluación de la tensión armónica debe ser realizada por cada armónico hasta el orden 25, como lo especifica la norma EN 50160, estableciendo los límites permisibles para cada uno de ellos, en la Tabla XVII, del apartado 3.4.6.2, se detallan los límites.

Para determinar que tensión armónica es la más demanda por la carga, se puede utilizar un método no normado, donde se suma la tensión de cada armónico individual durante toda la medición, con el fin de determinar que armónico afecta la instalación eléctrica y se pueden comparar las tres fases, para determinar, cual es la que está siendo más afectada. En la gráfica de la figura 63, se muestran los armónicos del orden 2 hasta el 15, que son los que más influencia tuvieron en la medición.

Figura 63. **Suma de la tensión de cada armónico individual durante toda la medición, para cada fase**



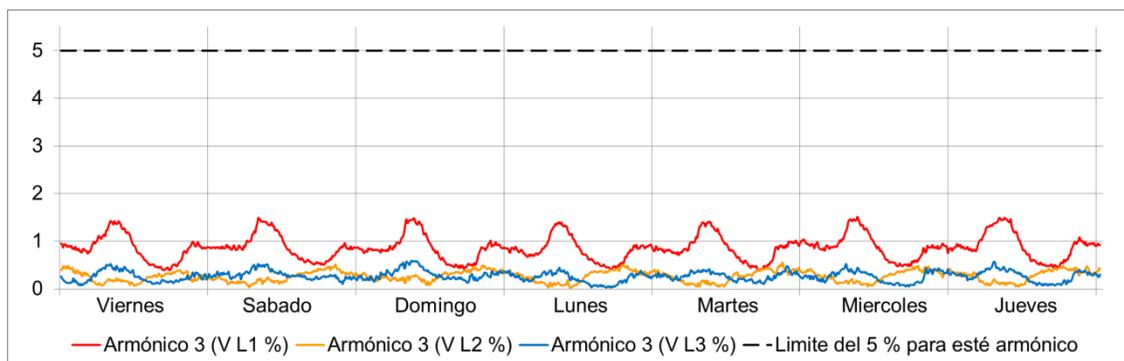
Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel 2010.

Analizando la gráfica de la suma de la tensión de cada armónico individual durante toda la medición, se determinó que los armónicos del orden 3^{ro}, 5^{to}, 7^{mo} y 9^{no}, son los que más probabilidad tienen de afectar los equipos de la instalación, se hará énfasis en la evaluación estos cuatro armónicos y será suficiente para determinar si los armónicos en la tensión afectan el suministro.

A continuación, se evalúan los armónicos 3^{ro}, 5^{to}, 7^{mo} y 9^{no}, por medio de las mediciones realizadas de cada uno de estos, y se traza en la gráfica, el límite permisible por la norma EN 50160, con el fin de realizar una evaluación cualitativa de nuestra medición.

Para la evaluación del tercer armónico en la tensión de cada fase, según la norma EN 50160, el límite permisible, es del 5 % como descrito en la Tabla XVII. En la Figura 64, se nota que los armónicos de este orden se encuentran dentro de los límites permisibles y se puede determinar que la evaluación es correcta.

Figura 64. **Gráfica de tensión del armónico tercero de las tres fases**

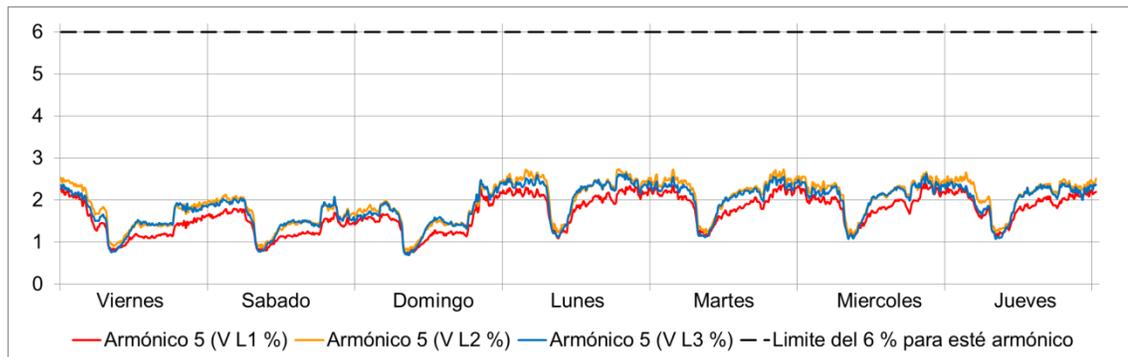


Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel 2010.

Para la evaluación del quinto armónico de cada fase, según la norma EN 50160, el límite para este armónico en la tensión es del 6 % como se describe en la Tabla XVII.

En la figura 65, se nota claramente que los armónicos de este orden se encuentran dentro de los límites permisibles, y se puede determinar que la evaluación para esta medición, es correcta.

Figura 65. **Gráfica de la tensión del armónico quinto de las tres fases**

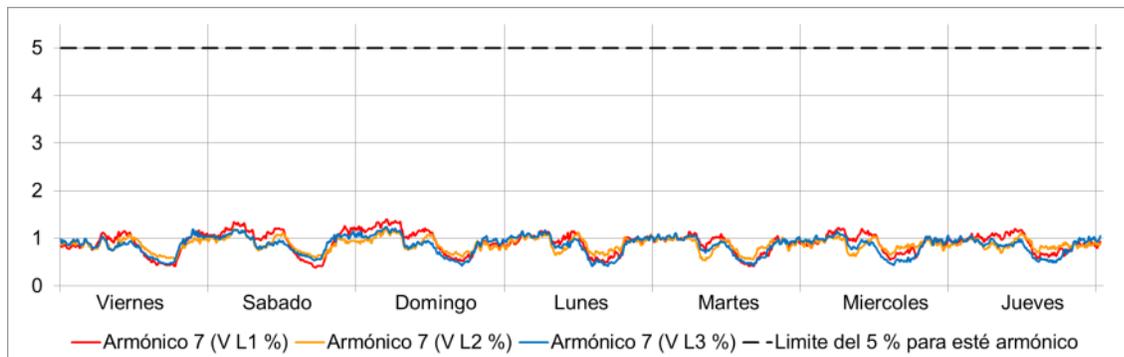


Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel 2010.

Para la evaluación del séptimo armónico de cada fase, según la norma EN 50160, el límite para este armónico en la tensión es del 5 % como se describe en la Tabla XVII.

En la Figura 66, se nota claramente que los armónicos de este orden se encuentran dentro de los límites permisibles, y se puede determinar que la evaluación para esta medición, es correcta.

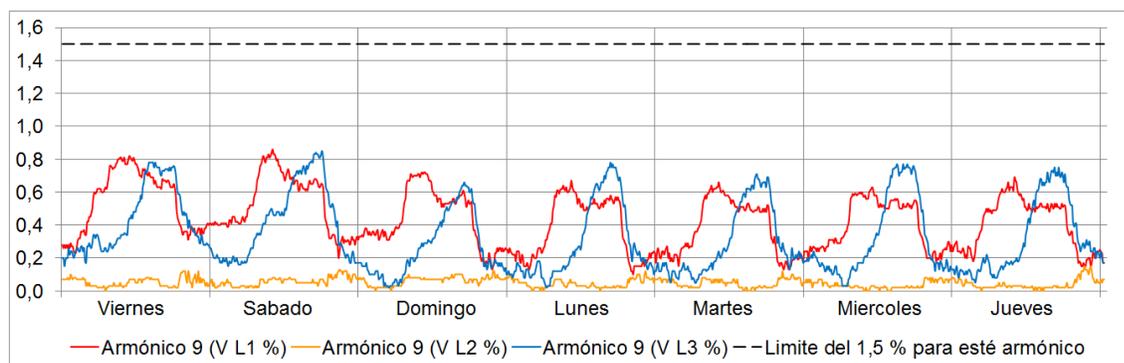
Figura 66. **Gráfica de la tensión del armónico séptimo de las tres fases**



Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel 2010.

Para la evaluación del noveno armónico de cada fase, según la norma EN 50160, el límite para este armónico en la tensión es del 1,5 % como se describe en la Tabla XVII. En la figura 67, se nota claramente que los armónicos de este orden se encuentran dentro de los límites permisibles, y se puede determinar que la evaluación para esta medición, es correcta.

Figura 67. **Gráfica de la tensión del armónico noveno de las tres fases**



Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel 2010.

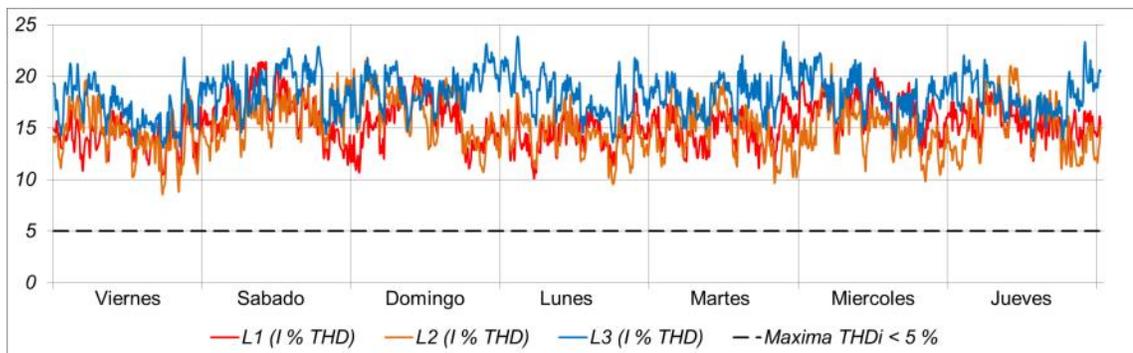
Al haber realizado énfasis en el análisis de los armónicos, que más puedan causar daño a los equipos de la instalación, se concluyó que aun

siendo los armónicos 3^{ro}, 5^{to}, 7^{mo} y 9^{no}, los más severos, estos se encuentran dentro de los límites permisibles por la norma EN 50160, con una evaluación es correcta.

3.4.11.15. Medición corriente de distorsión armónica total

En la evaluación de la medición de la corriente de distorsión armónica total, se emplea la norma IEEE 519, esta establece que el límite permisible es de 5 %. En la Figura 68, se muestra la gráfica de las mediciones de las tres fases, y se traza este límite en la gráfica para realizar una evaluación cualitativa de nuestra medición.

Figura 68. Gráfica medición de corriente de distorsión armónica total



Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel 2010.

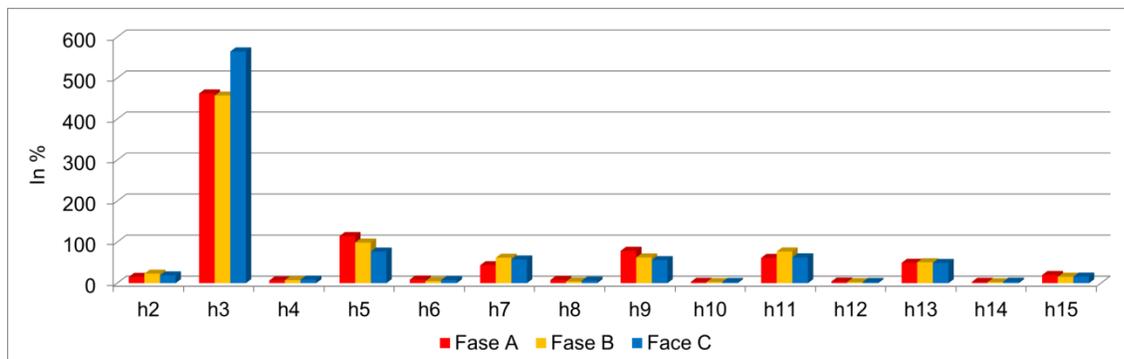
Se concluyó que los resultados de las mediciones demuestran que la corriente de distorsión armónica total, se encuentra aproximadamente en 20 % del límite de 5 % que sugiere la norma IEEE 519, siendo la evaluación incorrecta.

3.4.11.16. Medición corriente armónica individual

La evaluación de la corriente armónica debe ser realizada por cada armónico hasta el orden 50, como lo especifica la norma IEEE 519, ella establece los límites permisibles para cada uno de ellos, en la Tabla XVIII, del apartado 3.4.6.4, se detallan los límites.

Para determinar que corriente armónica es la que más demanda la carga, se utilizar un método no normado, sumando la corriente de cada armónico individual durante toda la medición, para determinar que armónico en específico afecta la instalación eléctrica y se comparan las tres fases, para determinar, cual es la que está siendo más afectada para cada armónico. En la gráfica de la Figura 69, se muestran los armónicos del orden 2 hasta el 15, que son los que mayor influencia tuvieron en la medición.

Figura 69. **Suma de corriente de cada armónico individual durante toda la medición, para cada fase**



Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel 2010.

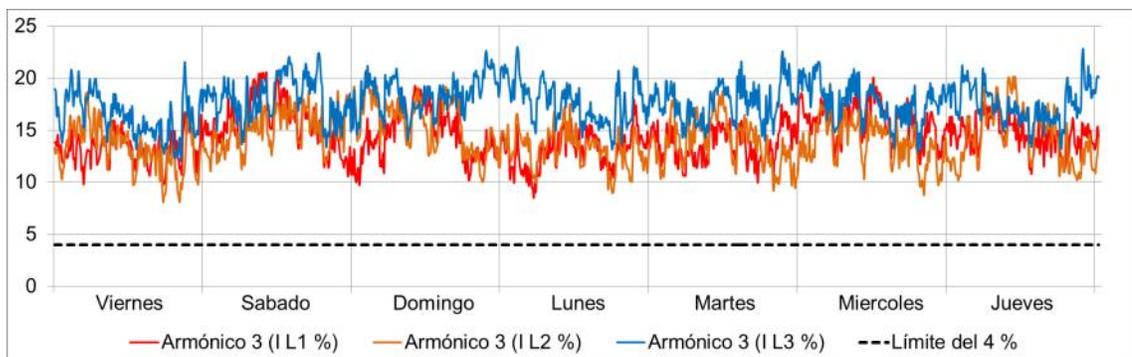
Analizando la gráfica de la suma de la corriente de cada armónico individual durante toda la medición, para cada fase, se determinó que los

armónicos 3^{ro}, 5^{to}, 7^{mo}, 9^{no} y 11^{vo}, son los que más probabilidad tienen de afectar los equipos de la instalación y se hará énfasis en la evaluación de estos seis armónicos siendo suficiente para determinar si los armónicos en la corriente afectan el suministro.

A continuación, se evalúan los armónicos 3^{ro}, 5^{to}, 7^{mo}, 9^{no} y 11^{vo} por medio de las mediciones realizadas de cada uno de estos y se traza en la gráfica el límite permisible por la norma IEEE 519, para evaluar cualitativamente la medición. Para la evaluación del tercer armónico de cada fase, según la norma IEEE 519, el límite para este armónico en la corriente es del 4 % como se describe en la tabla XVIII.

En la Figura número 70, se nota claramente que los armónicos de este orden se encuentran fuera de los límites permisibles y se puede determinar que la evaluación para esta medición es incorrecta.

Figura 70. **Gráfica de corriente del armónico tercero de las tres fases**

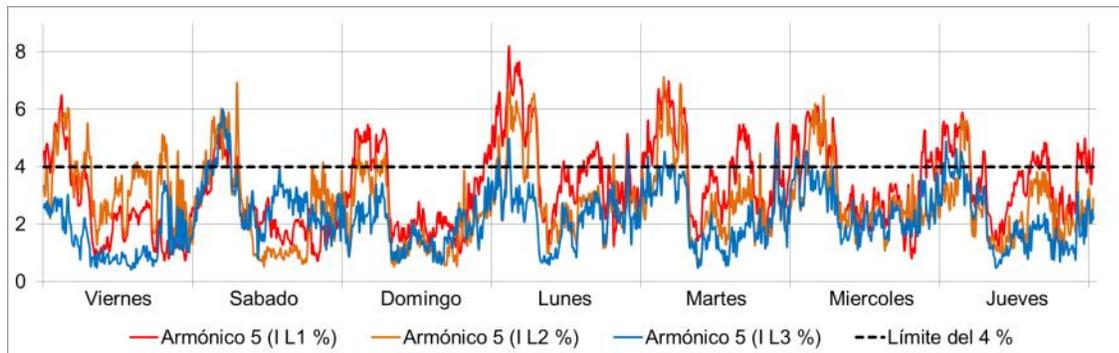


Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel 2010.

Para la evaluación del quinto armónico de cada fase, según la norma IEEE 519, el límite para este armónico en la corriente es de 4 % como se describe en la tabla XVIII. En la figura 71, se nota que los armónicos de este orden se

encuentran fuera de los límites permisibles y se puede determinar que la evaluación es incorrecta.

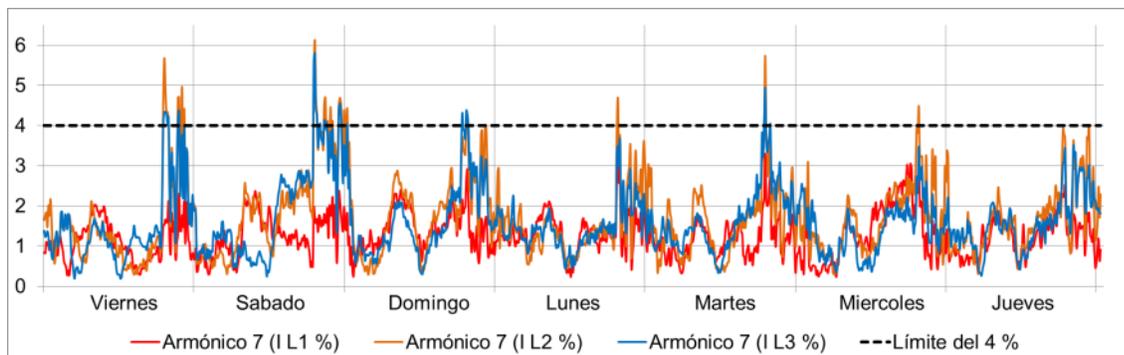
Figura 71. **Gráfica de corriente del armónico quinto de las tres fases**



Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel 2010.

Para la evaluación del séptimo armónico de cada fase, según la norma IEEE 519, el límite para este armónico en la corriente es de 4 % como se describe en la tabla XVIII. En la figura 72, se nota que los armónicos de este orden se encuentran fuera de los límites permisibles y se puede determinar que la evaluación es incorrecta.

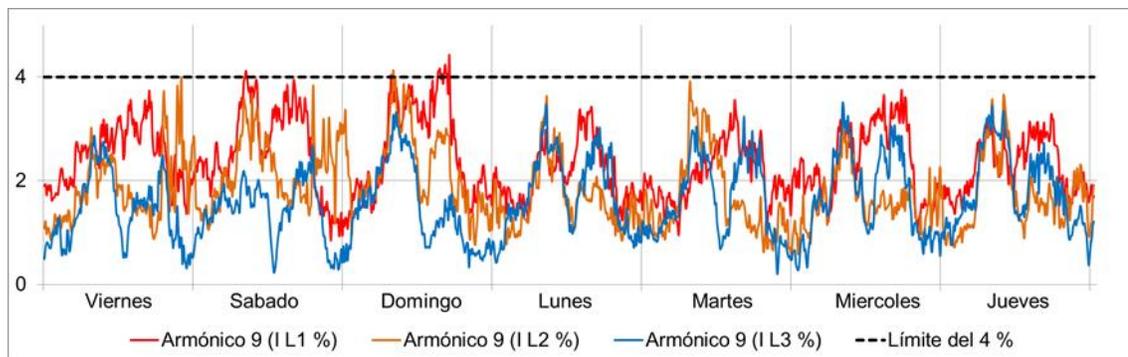
Figura 72. **Gráfica de corriente del armónico séptimo de las tres fases**



Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel 2010.

Para la evaluación del noveno armónico de cada fase, según la norma IEEE 519, el límite para este armónico en la corriente es de 4 % como se describe en la Tabla XVIII. En la figura 73, se nota que los armónicos de este orden se encuentran fuera de los límites permisibles y se puede determinar que la evaluación es incorrecta.

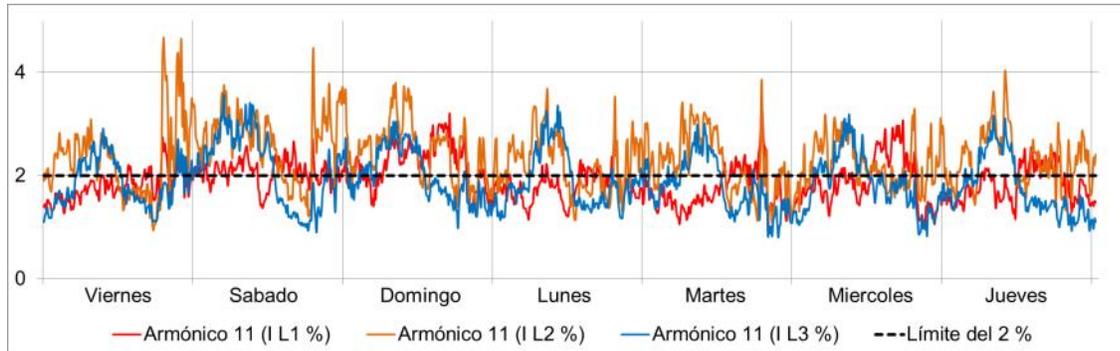
Figura 73. **Gráfica de corriente del armónico noveno de las tres fases**



Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel 2010.

Para la evaluación del onceavo armónico de cada fase, según la norma IEEE 519, el límite para este armónico en la corriente es de 2 % como se describe en la tabla XVIII. En la figura 74, se nota que los armónicos de este orden se encuentran fuera de los límites permisibles y se puede determinar que la evaluación es incorrecta.

Figura 74. **Gráfica de corriente del armónico onceavo de las tres fases**



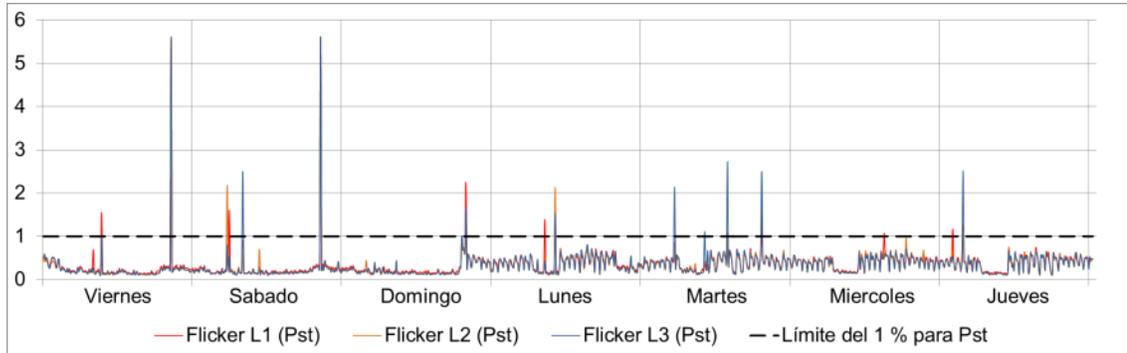
Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel 2010.

Se concluye que al haberse realizado énfasis en el análisis de los armónicos de la corriente que más puedan causar daño a los equipos de la instalación, se determinó, que los armónicos 3^{ro}, 5^{to}, 7^{mo} y 11^{vo}, son los más severos, debido a que, la mayoría de sus mediciones, se encuentran fuera de los límites permisibles por la norma IEEE 519 y la evaluación para armónicos de corriente individuales es incorrecta.

3.4.11.17. **Medición Flicker Pst**

La medición de la severidad del parpadeo de corta duración (P_{st}), es evaluada por medio de la norma EN 50160, esta establece que el valor del P_{st} debe ser inferior a 1,0, durante el 95 % del tiempo. En la figura 75, se muestra la gráfica de las mediciones realizadas en las tres fases, y se traza el límite de 1,0 en la gráfica para realizar la evaluación cualitativa de la medición.

Figura 75. Gráfica de medición del Flicker Pst



Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel 2010.

El análisis cualitativo de las mediciones, en este caso no es posible evaluarlas, porque son pocas las mediciones que sobrepasan el límite y se procede a evaluar los resultados de la medición del P_{st} de manera cuantitativa. En la Tabla XXIII, se establece que, el porcentaje de las mediciones superiores a 1, no deben superar el 5 % de mediciones incorrectas.

Tabla XXIII. Evaluación del Pst

Fase	No. Mediciones	Med. Incorrectas	Med. Incorrectas [%]	Evaluación
L1	1 008	11	1,09	Correcta
L2	1 008	8	0,79	Correcta
L3	1 008	12	1,19	Correcta

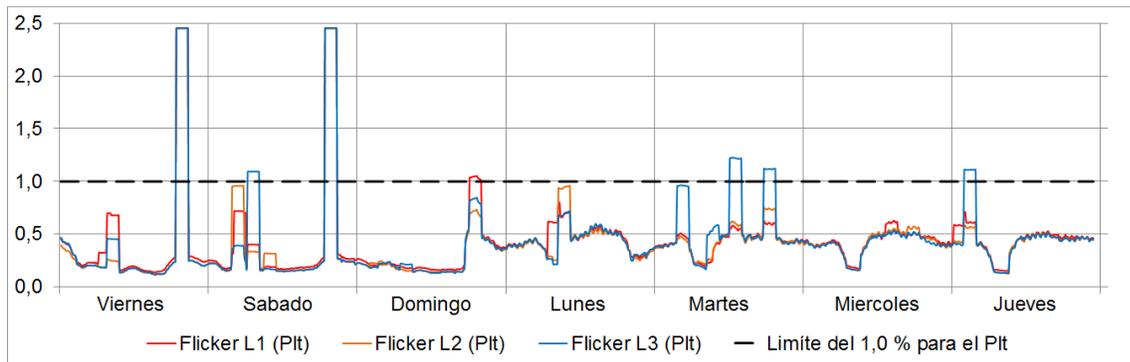
Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Word 2010.

Se concluye que los valores mayores a 1,0 de P_{st} en las 3 fases, no superan el límite máximo de mediciones incorrectas del 5 % que establece la norma EN 50160, teniendo que la evaluación es correcta.

3.4.11.18. Medición Flicker PIt

La medición de la severidad del parpadeo de larga duración (P_{lt}), es evaluada con la norma EN 50160, estableciendo que el valor del P_{lt} debe ser inferior a 1, durante el 95 % del tiempo. En la Figura 76, se muestra la gráfica de las mediciones realizadas en las tres fases, y se traza el límite de 1,0 en la gráfica para realizar la evaluación cualitativa de nuestra medición.

Figura 76. Gráfica de medición del Flicker PIt



Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel 2010.

En este caso no es posible evaluar las mediciones cualitativamente, porque son pocas las mediciones que sobrepasan el límite y procede a evaluar los resultados de la medición del P_{lt} de manera cuantitativa. En la Tabla XXIV se establece que, el porcentaje de las mediciones superiores a 1, no deben superar el 5 % de mediciones incorrectas.

Tabla XXIV. **Evaluación del Plt de cada fase**

Fase	No. Mediciones	Med. Incorrectas	Med. Incorrectas [%]	Evaluación
L1	1 008	36	3,57	Correcta
L2	1 008	24	2,38	Correcta
L3	1 008	72	7,14	Incorrecta

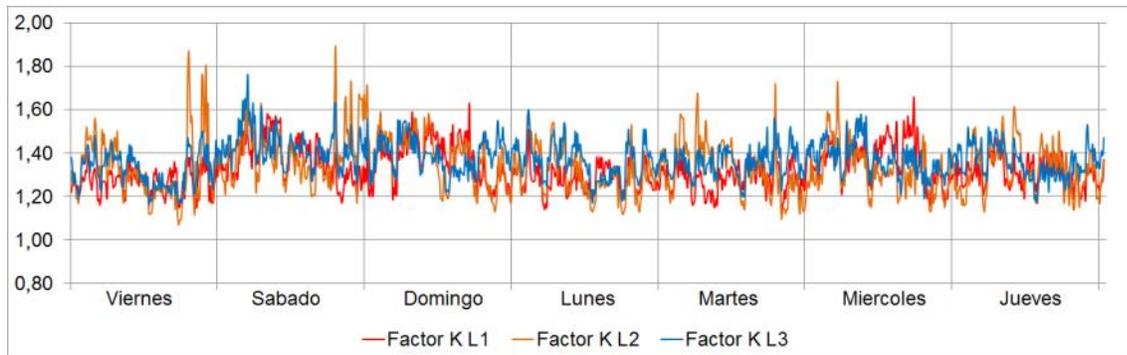
Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Word 2010.

Concluyendo establece que en las fases L1 y L2, los valores mayores a 1,0 de P_{lt} , no superaron el límite del 5 % que establece la norma EN 50160. Por el contrario, en la fase L3 los valores mayores a 1,0 de P_{lt} , se encuentran superiores al límite de 7,14 %, la evaluación es incorrecta para esta fase.

3.4.11.19. Medición del factor K del transformador

La medición del factor K, es utilizada para determinar la cantidad de armónicos que alimenta el transformador a plena carga, en esta medición, la demanda de potencia de la instalación fue de aproximadamente 13 %, de la carga nominal, y no se pueden tomar estos valores para realizar evaluaciones de estos resultados porque el transformador no se encontraba a plena carga. En la Figura 77, se muestra la gráfica de la medición de cada fase.

Figura 77. Gráfica de medición del factor K de cada fase



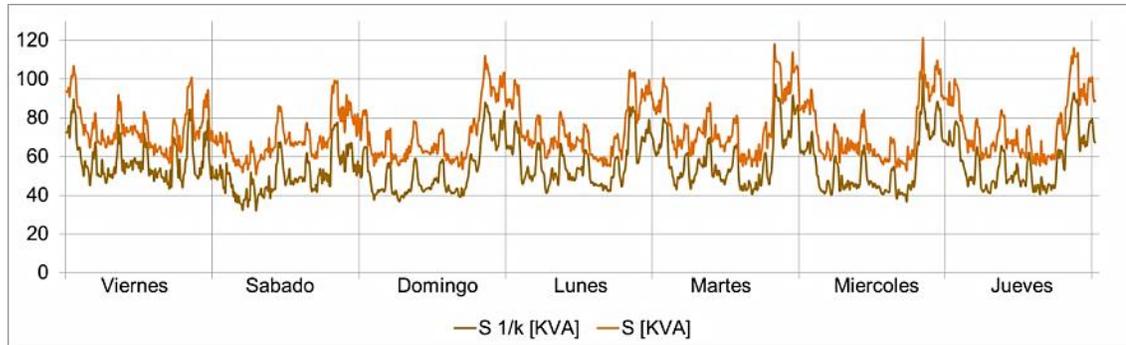
Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel 2010.

Se puede concluir que no es posible evaluar el factor K de la medición, porque el transformador no se encuentra a plena carga o carga nominal, pero estos valores se pueden emplear para desclasificar la carga que demanda la instalación. En el siguiente inciso se analiza la desclasificación del transformador.

3.4.11.20. Medición factor de desclasificación 1/K

El factor K se puede emplear para desclasificar la carga que demanda la instalación. La desclasificación se realiza para determinar cuál es la potencia aparente que la instalación está consumiendo, sin incluir la potencia reactiva armónica, porque esta aporta únicamente calentamiento en los conductores principales del transformador y el neutro, motivo suficiente para calcular la desclasificación. En la Figura 78, se muestra la gráfica de la potencia aparente desclasificada ($S_{1/k}$) con la potencia aparente entregada (S), para realizar el análisis cualitativo entre ambas mediciones.

Figura 78. **Gráfica de desclasificación de la potencia demandada**



Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel 2010.

Se concluyó que la potencia aparente máxima demandada (S) es de aproximadamente 100 kVA de 750 kVA que entrega el transformador, siendo aproximadamente 13 % de la potencia nominal, teniendo que el transformador puede alimentar la carga reactiva armónica sin ningún problema, siendo la evaluación correcta.

3.4.11.21. Resumen de resultados

Para resumir la evaluación de la calidad de energía de la instalación, en la Tabla XXV, se muestra la evaluación de cada medición de calidad de energía, con la aprobación de la respectiva normativa.

Tabla XXV. **Resumen de evaluación resultados de calidad de energía**

No	Medición	Norma	Evaluación
1	Calidad de la tensión	EN 50160	Correcta
2	Regulación de tensión	NTSD	Correcta
3	Calidad de la frecuencia	EN 50160	Correcta
4	Desequilibrio de tensión	EN 50160	Correcta

Continuación de la Tabla XXV.

5	Asimetría de la tensión.	EN 50160	Correcta
6	Desequilibrio de la corriente.	EN 50160	Incorrecta
7	Asimetría de la corriente.	EN 50160	Incorrecta
8	Análisis de la potencia demandada.	Por análisis	Correcta
9	Análisis de potencia compuesta de la potencia aparente.	Por análisis	Correcta
10	Factor de potencia.	NTSD	Correcta
11	Tensión de distorsión armónica total.	EN 50160	Correcta
12	Tensión armónica individual.	EN 50160	Correcta
13	Corriente de distorsión armónica total.	IEEE 519	Incorrecta
14	Corriente armónica individual.	IEEE 519	Incorrecta
15	Flicker Pst.	EN 50160	Correcta
16	Flicker Plt.	EN 50160	Incorrecta
17	Factor K.	UL 1561	No evaluado
18	Factor de desclasificación 1/K.	UL 1561	Correcta

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Word 2010.

Se concluye que debido a que los resultados denotan que 5 de las 17 mediciones evaluadas fueron incorrectas, deben tomarse las respectivas medidas para corregir este inconveniente para que nuestra instalación eléctrica se encuentre en condiciones de una buena calidad de energía. A continuación, se dan las recomendaciones para la solución de los casos incorrectos.

3.4.11.22. Recomendaciones

En la Tabla XXV, se da el resumen de la evaluación de resultados de calidad de energía, en ella se describe que 5 de las 17 mediciones evaluadas fueron incorrectas y para cada medición se dan las respectivas recomendaciones, para mitigar los inconvenientes.

3.4.11.22.1. Mitigar el desequilibrio de la corriente

La razón por la que existe es porque las cargas monofásicas y bifásicas no están distribuidas equitativamente, para las resistivas o de consumo de potencia activa en watts y para las inductivas o de consumo de potencia reactiva en voltiamperio reactivo.

3.4.11.22.2. Mitigar la asimetría de la corriente

La causa de este efecto es que las cargas inductivas o de consumo de potencia reactiva en voltiamperio reactivo, monofásicas y bifásicas no están distribuidas equitativamente, además, otra posible causa es verificar la distribución de las cargas armónicas.

3.4.11.22.3. Mitigar la corriente de distorsión armónica total

El resultado de la medición denota un valor aproximado del 20 %, por lo cual está fuera de los límites permisibles del 5 % que establece la norma IEEE 519, por lo tanto, se debe reducir la carga armónica total, sustituyendo las

lámparas incandescentes y fluorescentes, por lámparas led de bajo contenido armónico. Si el problema persiste, en último caso se debe instalar un filtro de armónicos mitigando los armónicos individuales más severos para reducir el contenido armónico total.

3.4.11.22.4. Mitigar la corriente armónica individual

Se determinó, que los armónicos 3ro, 5to, 7mo y 11vo, son los más severos, debido a que, se encuentran fuera de los límites permisibles por la norma IEEE 519, por lo tanto, se debe reducir la carga armónica, la ventaja de esta medición con la medición de contenido armónico total, es que nos permite evaluar que armónico se reduce específicamente en el momento de sustituir las lámparas incandescentes y fluorescentes, por lámparas led de bajo contenido armónico. En el caso de que el problema persista, se podrá determinar que armónicos son los que se generan, debido a equipos electrónicos, por lo que de igual manera se deberá instalar un filtro de armónicos para los armónicos 3ro, 5to, 7mo y 11vo, para lograr reducir el contenido armónico.

3.4.11.22.5. Mitigar el flicker de larga duración Plt

Para reducir los valores mayores a 1,0 en la fase L3, se deben equilibrar las cargas en las tres fases, con el fin de que el voltaje se mantenga lo más estable posible, otra solución es, sustituir las lámparas incandescentes, fluorescentes, por lámparas led, porque además de no ser afectadas por los Flicker, reducen el contenido armónico. Si el problema persiste en monitores de tubo catódico y en algunas pantallas o monitores planos, se debe instalar filtros para reducir los Flicker.

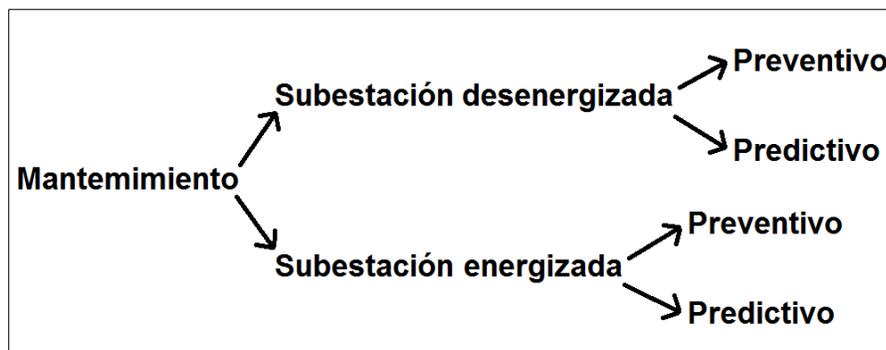
Finalmente, si el factor de potencia en la red llegara a ser inferior del rango permisible de 0,9, establecido por la norma NSTD, se propone emplear los procedimientos desarrollados en el Anexo I, para aumentar el factor de potencia.

3.5. Propuesta del mantenimiento preventivo y predictivo

El mantenimiento de una subestación puede estar clasificado por varios tipos de mantenimiento, pero para los fines de este estudio solamente se tratará el mantenimiento preventivo y predictivo.

Específicamente se propone el mantenimiento preventivo con la subestación energizada como desenergizada, y el mantenimiento predictivo para la subestación energizada como desenergizada, en la Figura 79, se muestra el esquema.

Figura 79. **Mantenimiento propuesto**



Fuente: Elaboración propia, empleando Microsoft Paint 2009.

En la sección 3.5.1 a la 3.5.4 se entrará a detalle en los procedimientos para la propuesta del mantenimiento para la subestación desenergizada y en la

sección 3.5.5 al 3.5.8 se entrará a detalle en la propuesta de los procedimientos el mantenimiento para la subestación energizada. En el inciso 3.5.9, se detalla el incumplimiento de seguridad industrial que se evaluó en la subestación del Hospital Nacional Pedro de Bethancourt y se propone implementarla respecto al acuerdo gubernativo 229-2014 y sus reformas 33-2016.

3.5.1. Mantenimiento con la subestación desenergizada

Una parte esencial para diagnosticar los equipos eléctricos de una subestación es realizando el mantenimiento de la subestación en estado de desenergizada o fuera de servicio, se debe realizarse a pesar de la pérdida económica que representa transferir esta carga a una subestación o planta eléctrica.

Debido a que los voltajes que alimentan una subestación pueden ser grandes e intolerables para cualquier ser humano, es necesario seguir rigurosos procedimientos para desenergizar, antes de empezar a trabajar en el área, por lo que en este inciso se entra a detalle la propuesta de estos procedimientos en los siguientes apartados, para una correcta desenergización, así como de la seguridad del personal.

3.5.1.1. Seguridad del personal

Antes de empezar con los trabajos en una subestación desenergizada, se debe acompañar con una charla instructiva por parte del encargado de la seguridad industrial, que va dirigida al personal que realizará los trabajos, en la charla se debe hacer entrar en razón al personal, de los riesgos a los que pueden estar expuestos si no siguen los lineamientos necesarios. El personal

debe contar con toda la seguridad industrial posible y debe estar capacitado para poder entender todos riesgos potenciales del área.

Para la seguridad del personal es importante contar con el equipo de protección personal (EPP), apropiado para riesgos eléctricos, además, el personal debe conocer el porqué del uso del equipo y del uso correcto. En el acuerdo gubernativo 229-2014 y sus reformas 33-2016, se mencionan artículos relacionados para el uso correcto del EPP, en la Tabla XXVI se realizó un resumen de los artículos aplicados a trabajos eléctricos y se muestra gráficamente en la Figura 80.

Figura 80. **EPP para electricista**



Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Paint 2009.

Tabla XXVI. **EPP - Acuerdo gubernativo 229-2014 reformas 33-2016.**

EPP	Artículo	Descripción
Vestimenta	357 apartado j)	Para trabajo en instalaciones de baja tensión utilizar ropa ignífuga.

Continuación de la Tabla XXVI.

Protección de la cabeza	235 apartado b)	Clase E: con idénticas características a los cascos clase G, pero con protección eléctrica no menor de veinte mil (20,000) voltios
Protección de la vista	243 apartado de la a) a la d).	<p>a) Aprobación de su calidad y seguridad por organismos nacionales e internacionales.</p> <p>b) Que se adapten perfectamente a las características físicas de cada trabajador.</p> <p>c) Que los lentes correctores se integren a los mismos, independiente de las características y fin a proteger.</p> <p>d) Las lentes para las gafas de protección deben ser óptimamente neutras, libres de burbujas u otros defectos.</p>
Protección del oído	246	<p>Los tapones, orejeras u otros dispositivos similares, deben seleccionarse para atenuar los niveles de exposición al ruido al que se encuentra expuesto el trabajador; considerando las características y comportamiento del ruido en el medio laboral, tales como nivel sonoro y nivel de presión acústica por bandas de octava, para que el equipo seleccionado sea el adecuado y específico a la naturaleza del riesgo. Dicha selección es responsabilidad del Patrono o por medio del encargado de la Oficina de Seguridad de conformidad con los estudios de ruido realizados.</p>
Protección de extremidades inferiores	249 apartado d) y f)	<p>d) Zapato dieléctrico, los cuáles deben usarse cuando exista el riesgo de contacto con sistemas energizados, además éstos no deben de poseer algún medio metálico que sea conductor de la electricidad.</p> <p>f) En caso de que se requiera proteger los dedos del pie, además del riesgo eléctrico, es necesario utilizar puntera de acero totalmente aislada de manera tal que no exista contacto directo con el pie.</p>

Continuación de la Tabla XXVI.

Protección de extremidades superiores	254	a) De acuerdo con la naturaleza del riesgo pueden ser de diferente tamaño, de puño corto hasta la muñeca, de puño mediano hasta el codo y de puño largo hasta el hombro.
	apartado del a) al c)	b) Deben ser adecuados a cada trabajador. c) Deben desecharse sí han perdido su capacidad de flexibilidad por el uso diario o bien si poseen rasgaduras o perforaciones.
	255	Para la electricidad sólo se debe usar guantes de material dieléctrico, acorde al voltaje que se ha de trabajar.

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Word 2010.

Si bien se trata de que el EEP proteja al personal lo máximo que cabe dentro de las posibilidades, para el trabajo eléctrico desenergizado no es suficiente para proteger totalmente al personal, siendo necesario protegerlo de riesgos que no están dentro del alcance del EEP, por lo que para áreas desenergizadas deben aplicarse las denominadas 5 reglas de oro. En siguiente inciso se entra a detalle la aplicación de las reglas.

3.5.1.2. Aplicación de las 5 reglas de oro

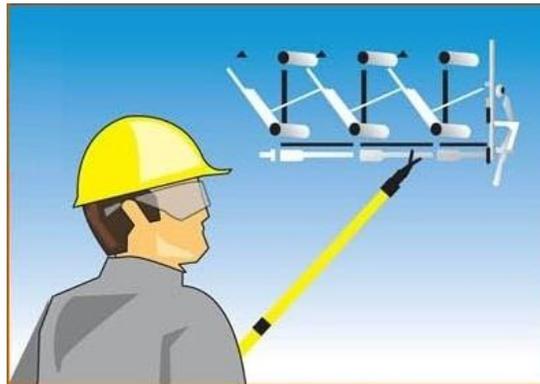
Para desenergizar el área de alimentación eléctrica existe una secuencia de procedimientos que deben ser llevados a cabo, si se desea realizar mantenimiento a los equipos de una subestación, estos procedimientos en el ámbito eléctrico son llamados como las 5 reglas de oro.

Las 5 reglas de oro son procedimientos que esencialmente protegerán al personal en el momento de realizar trabajos en los equipos de la subestación,

de cualquier alimentación externa como cierre del circuito de alimentación no programado, en el peor de los caso de rayos o descargas electro atmosféricas. A continuación, se describen a detalle cada regla y se muestra gráficamente la descripción de los procedimientos para llevar a cabo las 5 reglas de oro.

Regla 1, se debe abrir los seccionadores que alimentan el alimentador principal de la subestación, este paso se puede realizar únicamente cuando en el alimentador principal no existe carga o está en vacío, para que no se produzca arco eléctrico y dañe el seccionador o en el peor de los casos al personal. En la Figura 81, se muestra este paso.

Figura 81. **Regla 1, apertura del seccionador del alimentador principal**

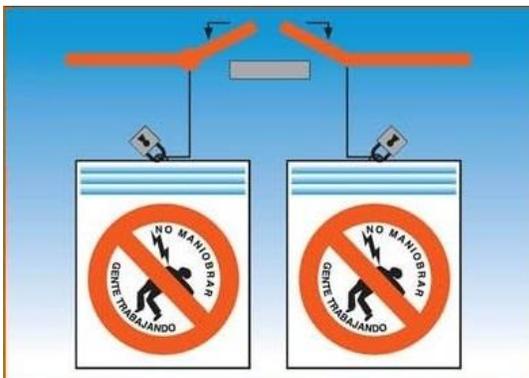


Fuente: LARA, Isacio. *Las 5 reglas de oro de la electricidad*.

<http://islaga60.blogspot.com/2012/03/formacion-electrica.html>. Consulta: octubre 2020.

Regla 2, se deben bloquear los seccionadores luego de realizar la apertura o de realizar el paso 1, para evitar que el personal no informado de los trabajos que se están realizando, vuelva a cerrarlos. En la figura 82, se muestra este paso.

Figura 82. **Regla 2, bloquear en posición de apertura los seccionadores**



Fuente: LARA, Isacio. *Las 5 reglas de oro de la electricidad*.

<http://islaga60.blogspot.com/2012/03/formacion-electrica.html>. Consulta: octubre 2020.

Regla 3, se debe verificar la ausencia de tensión, aunque se haya aplicado el paso 1 de apertura del seccionador del alimentador principal. En la figura 83, se muestra este paso.

Figura 83. **Regla 3, verificar ausencia de tensión**



Fuente: LARA, Isacio. *Las 5 reglas de oro de la electricidad*.

<http://islaga60.blogspot.com/2012/03/formacion-electrica.html>. Consulta: octubre 2020.

Regla 4, luego de verificar la ausencia de tensión en el paso 3, se debe proceder a instalar la puesta a tierra y en corto circuito de la línea del alimentador principal como se muestra en la figura 84, si existiese un cierre del seccionador principal por equivocación, la corriente fluiría a través de la puesta a tierra.

Figura 84. **Regla 4, puesta a tierra de la línea del alimentador principal**



Fuente: LARA, Isacio. *Las 5 reglas de oro de la electricidad*.

<http://islaga60.blogspot.com/2012/03/formacion-electrica.html>. Consulta: octubre 2020.

Regla 5, se debe delimitar el área donde exista riesgo de tensión y todo posible riesgo, como zanjas, aceite en el piso, riesgo de caída de alturas, entre otras. En la figura 85, se muestra este paso.

Figura 85. **Regla 5, delimitar y señalizar la zona de trabajo**



Fuente: LARA, Isacio. *Las 5 reglas de oro de la electricidad*.

<http://islaga60.blogspot.com/2012/03/formacion-electrica.html>. Consulta: octubre 2020.

El personal a cargo de la seguridad industrial debe ser calificado y tener la capacidad de anticiparse de algún posible daño, que pueda sufrir el personal.

3.5.1.3. Respaldo de conexiones

El respaldo de conexiones, es necesario efectuarlo antes de realizar cualquier trabajo con la subestación desenergizada, porque generalmente se efectúan desconexiones como por ejemplo en el alimentador principal para realizar pruebas, desconexión para remplazo de terminales sobrecalentadas, entre otros.

El respaldo de conexiones debe ser realizado, en base a una hoja de chequeo, que nos permita tener el registro de las desconexiones que se han realizado, además, debe ir respaldado por toma de fotografías de cada desconexión realizada. Al realizar los trabajos, con el respaldo de conexiones tendremos la seguridad de entregar la subestación, tal y como se nos entregó, además, de evitar posibles fallos o inconvenientes.

3.5.2. Mantenimiento preventivo en subestación desenergizada

En el mantenimiento preventivo en subestación desenergizada, deben realizarse todos los trabajos necesarios aprovechando la desenergización del área, para evitar futuras fallas en la subestación, estos trabajos generalmente no son especializados y deben poder realizarse generalmente en un día de trabajo. Estos trabajos pueden ser limpieza del aislamiento, lubricación de partes móviles, realización del toque de pernos, cambio de terminales, entre otros.

Debido a que en este tipo de mantenimiento no se realizan trabajos especializados, no se necesita de personal con conocimientos avanzados por lo tanto ni de equipos avanzados, por lo que este tipo de mantenimiento resulta económico y es de vital importancia, por lo que siempre debe incluirse en el mantenimiento con la subestación desenergizada.

3.5.2.1. Limpieza del aislamiento

Es necesaria la limpieza del aislamiento por lo menos a cada año, debido a que con el paso del tiempo los aisladores acumulan polvo del ambiente que contiene muchas partículas metálicas, lo que provocaría un corto circuito a largo plazo, es por ello la importancia de mantener nuestros aisladores en buenas condiciones. Para realizar la limpieza del aislamiento es necesario utilizar como tela la franela humedecida con agua, debido a que esta no deja fragmentos en el aislamiento, es reutilizable y húmeda nos permite que al polvo se adhieran con mayor facilidad. Los aisladores de la subestación del Hospital Nacional Pedro de Bethancourt están compuestos de dos niveles de aislamiento, que son para las tensiones de fase de línea del lado primario de $13,8 \text{ kV}/\sqrt{3}$, y para el lado secundario de $208 \text{ V}/\sqrt{3}$. Si se desea realizar la limpieza de los aisladores

del lado primario del transformador, este lado debe encontrar totalmente desenergizado. En la figura 86, se muestran los aisladores donde se debe efectuar la limpieza del aislamiento del lado primario.

Figura 86. **Limpieza del aislamiento del primario**



Fuente: elaboración propia, subestación eléctrica, hospital nacional Pedro de Bethancourt.

En la figura 87, se muestra el ejemplo de los aisladores donde se debe efectuar la limpieza del lado secundario.

Figura 87. **Limpieza del aislamiento del secundario**



Fuente: elaboración propia, subestación eléctrica, hospital nacional Pedro de Bethancourt.

3.5.2.2. Limpieza del cableado

Es necesaria la limpieza del cableado por lo menos a cada año, debido a que con el paso del tiempo en los cables acumula polvo o suciedad, si bien el cableado se encuentra eléctricamente aislado totalmente, la acumulación excesiva de polvo o suciedad causan que el cableado se sobrecaliente, lo que conlleva el deterioro del aislamiento del cableado y en el peor de los casos causar un corto circuito, por la ruptura del aislamiento.

Para realizar la limpieza del cableado es necesario utilizar como tela la franela humedecida con agua, debido a que esta no deja fragmentos en el cableado, es reutilizable y húmeda nos permite que al polvo o suciedad se adhieran con mayor facilidad. En la figura 88, se muestra la acumulación de polvo en ciertos cableados de la subestación.

Figura 88. **Acumulación de polvo o suciedad en el cableado**



Fuente: elaboración propia, subestación eléctrica, hospital nacional Pedro de Bethancourt.

3.5.2.3. Empleo de retardador de conexión galvánica

El retardador de conexión galvánica, es un compuesto que es utilizado en terminales eléctricas en tensiones elevadas, este compuesto es pastoso, de alta conductividad, no inflamable, y es ideal para retardar la oxidación de las conexiones entre distintos metales.

Comercialmente es llamado Penetrox, existen distintos tipos, para la aplicación en las terminales de los fusibles que se muestran en la Figura 90, es necesario utilizar el Penetrox tipo A-13 que se muestra en la Figura 89, debido a que es para aplicaciones de aluminio con aluminio y aluminio con cobre, además, de ser recomendado por *Underwriters Laboratories* (UL), para poder ser aplicado en cualquier nivel de tensión.

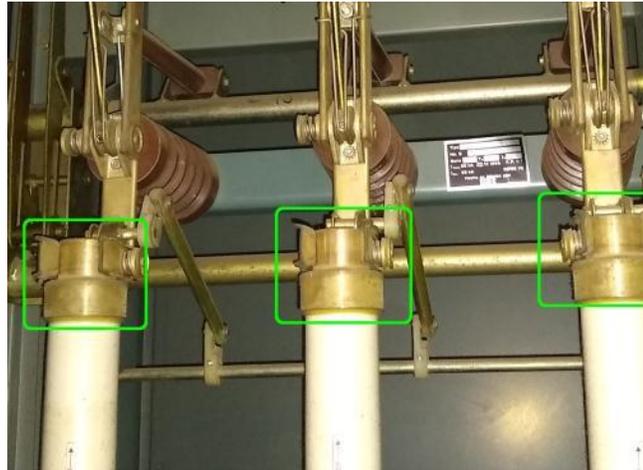
Figura 89. **Retardador de conexión galvánica**



Fuente: ebay. <https://i.ebayimg.com/images/g/ddwAAOSwx2lbkVIY/s-l640.jpg>. Consulta: octubre 2020.

En la Figura 90, se muestran las uniones o terminales del fusible del lado primario, donde se debe aplicar el Penetrox A-13, preferiblemente con guantes, para rellenar las pequeñas imperfecciones, que son naturales en el metal.

Figura 90. **Aplicación Penetrox A-13, en uniones de fusibles del primario**



Fuente: elaboración propia, subestación eléctrica, hospital nacional Pedro de Bethancourt.

3.5.2.4. Lubricación de partes móviles

La lubricación de partes móviles dentro de la subestación, son efectuadas en todo el mecanismo de cuchillas, para abrir el circuito de alimentación del transformador, es de vital importancia lubricar todas las piezas móviles del mecanismo para evitar atoramientos, además, en el peor de los casos no lograr abrir las cuchillas en el caso de emergencia, puede llegar a ocasionar daños graves en la subestación.

El aceite a utilizar es W50 y puede ser aplicado con una aceitera manual, porque facilita el acceso a la lubricación en espacios reducidos o inaccesibles, en la Figura 91, se muestra un ejemplo de la aceitera que se puede utilizar.

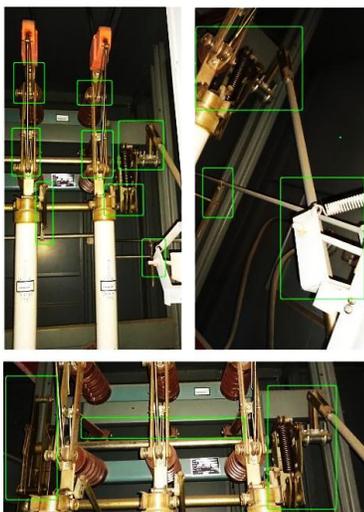
Figura 91. **Aceitera para lubricar piezas móviles**



Fuente: ALTA S.A. *Aceitera manual*. www.altasa.com.py/wp-content/uploads/2020/02/ACEITERA-MANUAL-250CC-ST-120203-1.jpg. Consulta: octubre 2020.

Los puntos de lubricación en los mecanismos de apertura de cuchillas en el lado primario de la subestación del Hospital Nacional Pedro de Bethancourt, se muestran en la figura 92.

Figura 92. **Puntos de lubricación del mecanismo de apertura de cuchillas**



Fuente: elaboración propia, subestación eléctrica, hospital nacional Pedro de Bethancourt.

3.5.3. Mantenimiento predictivo en subestación desenergizada

En el mantenimiento predictivo en subestación desenergizada, deben realizarse todos los diagnósticos necesarios aprovechando la desenergización del área, el objetivo es predecir futuras fallas en la subestación. Estos trabajos son especializados y deben poder realizarse generalmente en un día de trabajo. Los diagnósticos pueden ser: pruebas al transformador de potencia, pruebas a las barras de alimentación principal, entre otras pruebas.

Debido a que en este tipo de mantenimiento se realizan trabajos especializados de pruebas para predecir futuras fallas, se necesita de personal profesional con conocimientos avanzados para la utilización de equipos avanzados, por lo que este tipo de mantenimiento resulta de costo elevado y que de igual forma que el mantenimiento preventivo, es de vital importancia.

En general, la mayoría de los establecimientos prefiere realizar pruebas de bajo costo, pero la consecuencia es que no se obtienen los suficientes datos para predecir una futura falla, por lo que se aconseja, en lo que sea posible, realizar pruebas avanzadas en los equipos eléctricos principales de la subestación.

3.5.3.1. Pruebas al transformador de potencia

Las pruebas al transformador de potencia, son necesario realizarlas, debido a que, es el componente principal de nuestra subestación y además de ser el componente con mayor precio económico. El transformador de potencia debe ser evaluado por medio de rigurosas pruebas realizadas a cada

componente principal. Los componentes principales del transformador de potencia se detallan en el apartado 2.3.1.

Es necesario que el encargado del establecimiento tenga el conocimiento básico necesario, para determinar por lo menos que pruebas deben ser realizadas al transformador de potencia, para el correcto diagnóstico para poder solicitarlas a una contrata especializada en pruebas a transformadores. La mayoría de las pruebas al transformador de potencia son realizadas con la subestación desenergizada, debido a que los instrumentos de medición para diagnóstico deben ser conectados directamente en los *bushings* sin ningún conductor, del lado primario y secundario. A continuación, en la Tabla XXVII, se describen las pruebas necesarias para evaluar, si el transformador de potencia se encuentra en buenas condiciones.

Tabla XXVII. Descripción de pruebas de diagnóstico para el transformador de potencia

Prueba	Descripción
Factor de potencia entre devanados	Esta prueba consiste en evaluar el aislamiento eléctrico en corriente alterna, entre el devanado primario y secundario, el fin es determinar que tanta humedad existe en el aislamiento papel-aceite, además de detectar el deterioro del papel, que envuelve a los devanados. El factor de potencia medido en aislamiento debe tender a cero.
Factor de potencia a <i>bushings</i> o bornas	Esta prueba, se aplica en <i>bushings</i> con aislamiento líquido (aceite mineral) y sólido (resina), el fin es detectar en el caso de los de tipo aceite, que tanta humedad existe en el aislamiento papel-aceite, además de detectar el deterioro del papel, que envuelve al conductor. En el caso de los de tipo resina, es detectar micro fisuras en el aislamiento sólido que envuelve al conductor. El factor de potencia medido en aislamiento debe tender a cero.

Continuación de la Tabla XXVII.

Collar caliente a <i>bushings</i> o bornas	Esta prueba es aplicada para detectar el deterioro de la tapa del <i>bushing</i> , por medio de la medición del consumo de potencia en Watts en corriente alterna, que debería ser lo mínimo posible, para determinar que la tapa se encuentre en buenas condiciones.
Corriente de excitación	Esta prueba verifica el estado del contrachapado magnético, por medio de la medición del consumo en Watts en corriente alterna, esta prueba se realiza en vacío o sin carga, para medir únicamente la corriente que consume el contrachapado. Se mide el consumo en Watts y dependerá del tamaño del mismo, que cuando más grande sea, menor pérdida tendrá o viceversa.
Impedancia de corto circuito	Esta prueba determina la impedancia que existe entre el devanado primario y secundario, el fin es detectar deformaciones de ambos devanados. Para evaluar la impedancia de corto circuito, se compara con los valores de placa del fabricante.
Impedancia homopolar	Esta prueba determina la impedancia que existe en corto circuito del devanado secundario, el fin es detectar posibles deformaciones en los tres devanados. Para evaluar la impedancia homopolar, se compara con los valores de placa del fabricante.
Relación de transformación	Esta prueba se realiza para determinar si alguna de las espiras de los devanados primario y secundario, se encuentra en corto circuito. Para evaluar esta medición, este valor experimental debe ser comparado con la relación teórica que existe entre el devanado primario y secundario. La relación teórica es calculada en el inciso 3.2.2 como a_t .
Resistencia de devanados	Esta prueba evalúa individualmente la resistencia del devanado primario y secundario, por medio de corriente directa, el fin es determinar si los devanados se encuentran con espiras en corto circuito el devanado abierto. La resistencia de los devanados dependerá de la potencia del transformador. Esta prueba magnetiza el contrachapado magnético.

Continuación de la Tabla XXVII.

Desmagnetización	La desmagnetización se aplicada en el contrachapado del transformador, debido a que este queda magnetizado luego de la prueba de resistencia de devanados. Se debe realizar para evitar elevaciones de tensión, en el momento de energizar el transformador, por esta razón, preferiblemente se realiza luego de haber realizado todas las pruebas.
------------------	---

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Word 2010.

Las pruebas realizadas al transformador de potencia deben ser evaluadas por profesionales en el tema, además, deben ser comparadas con pruebas anteriores si es que se poseen, de lo contrario deberán ser de referencia para futuras pruebas y diagnósticos.

3.5.3.2. Pruebas a barras principales de la subestación

Las barras principales eléctricas de la subestación son las que distribuyen la potencia eléctrica en el lado secundario o de baja tensión, de la instalación, por lo que por ellas fluye una gran cantidad de corriente, por ello es necesario realizar pruebas para determinar el aislamiento eléctrico que existe entre ellas, con el fin de evitar futuras fallas, que pueden resultar catastróficas, para la subestación en general.

La prueba de resistencia de aislamiento es la más común y la más efectiva que puede realizarse en las barras de alimentación, porque esta expone a las barras a altas tensiones en corriente directa para determinar posibles fugas de corriente en los aislamientos mostrados en la Figura 86 y 87. En la Figura 93, se muestra un equipo que es utilizado para esta medición.

Figura 93. **Equipo para medición de resistencia de aislamiento**



Fuente: Testequipmentdepot. <https://th.element14.com/megger/1001-943/mit1025-10kv-ins-tester/dp/3020876>. Consulta: octubre 2020.

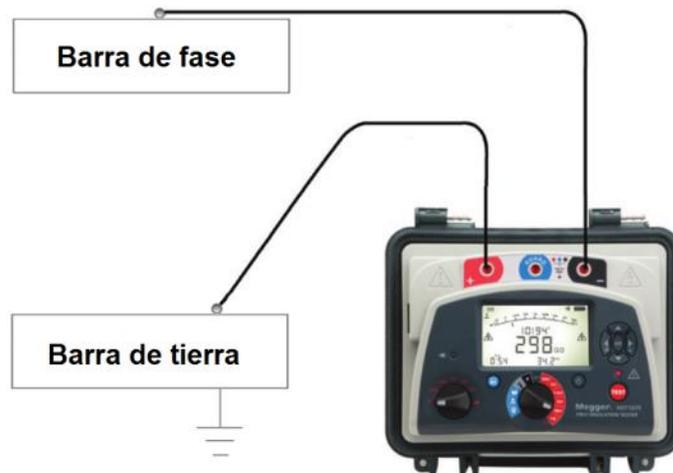
Las pruebas que se deben realizar son entre las barras de cada fase, como se muestra en la Figura 94, realizando una combinación de mediciones entre ellas y la medición de fase a tierra en cada fase, como se muestra en la Figura 95.

Figura 94. **Prueba de resistencia de aislamiento de barras entre fases**



Fuente: Testequipmentdepot. https://www.testequipmentdepot.com/megger/pdf/a-guide-to-diagnostic-insulation-testing_article.pdf. Consulta: octubre 2020.

Figura 95. **Prueba de resistencia de aislamiento de barras de fase a tierra**



Fuente: Testequipmentdepot. https://www.testequipmentdepot.com/megger/pdf/a-guide-to-diagnostic-insulation-testing_article.pdf. Consulta: octubre 2020.

Las pruebas deben ser realizadas por personal calificado que deben ser evaluadas por profesionales en el tema, además, deben ser comparadas con pruebas anteriores si es que se poseen, de lo contrario estas serán de referencia para pruebas futuras y diagnósticos.

3.5.4. Entrega de la subestación desenergizada

Luego de haber finalizado correctamente el mantenimiento preventivo y predictivo, se debe entregar la subestación con los procedimientos descritos a continuación, en orden con el inciso 3.5.4.1 al 3.5.4.2.

3.5.4.1. Revisión de conexiones en base al inciso 5.3.1.3

Al finalizar los trabajos, se debe revisar si todas las conexiones que fueron desconectadas vuelvan a ser conectadas en el mismo punto que se encontró antes de haber iniciado los trabajos, para ello se debe acudir al registro escrito y fotográfico realizado en el inciso 5.3.1.3, si todo está como en el registro inicial, se procede a entregar la subestación con los procedimientos descritos en el inciso 3.5.4.2.

3.5.4.2. Procedimiento para entregar la subestación en base a las 5 reglas de oro

El procedimiento para entregar la subestación se realiza en base a las 5 reglas de oro, solamente que de forma inversa y sin comprobar tensión, pero de igual manera se realizan 5 pasos en total, porque en el primer paso, se debe evacuar a todo el personal ajeno para entregar la subestación, como se describe a continuación:

- Paso 1: evacuar a todo el personal ajeno para entregar la subestación.
- Paso 2: retirar la señalización.
- Paso 3: retirar la puesta a tierra, de los seccionadores del alimentador principal.
- Paso 4: retirar el bloqueo de los seccionadores del alimentador principal.
- Paso 5: reconectar los seccionadores del alimentador principal.

Luego de haber realizado estos últimos procedimientos, el personal debe esperar a que se energice la subestación y si no hay ningún inconveniente, se dan por finalizados los trabajos, entonces, se procede a entregar la subestación al encargado.

3.5.5. Mantenimiento con la subestación energizada

En el mantenimiento con la subestación energizada, a diferencia de realizar trabajos con la subestación desenergizada, es que el personal de mantenimiento está constantemente expuesto a la tensión, además, las medidas de seguridad se reducen y es muy importante que los que realicen trabajos en estas condiciones, sea únicamente personal calificado.

Además de reducirse la seguridad del personal, se reduce el mantenimiento en general, que pueda efectuarse en la subestación, mayormente en el mantenimiento preventivo, que es donde se deben realizar trabajos para reducir fallos futuros, en cambio para mantenimiento predictivo, es de gran ventaja realizar mediciones con los equipos eléctricos en funcionamiento, para diagnosticar o predecir futuras fallas.

3.5.6. Mantenimiento preventivo con la subestación energizada

El mantenimiento preventivo por realizarse en una subestación energizada es reducido debido a que el peligro al que conlleva realizar trabajos en estas condiciones es de alto riesgo, dependiendo de los niveles de tensión, es posible realizar ciertos trabajos preventivos, cuanto más se va elevando la tensión, los trabajos preventivos se van reduciendo.

De igual forma en con la subestación desenergizada, es necesario que el personal sea solamente calificado utilizando siempre el EPP mostrado en la Figura 80. A continuación se describen los trabajos a realizar.

3.5.6.1. Verificación del torque de terminales eléctricas

Parte del mantenimiento de una subestación energizada de baja tensión es la verificación del torque de las terminales eléctricas. Normalmente como en las terminales eléctricas circulan corrientes que varían con el tiempo, a su vez también varía la temperatura de las terminales, por la que estas están expuestas a expansiones y contracciones que tienen a aflojar las terminales que están sujetas a tornillos.

En la subestación del Hospital Nacional Pedro de Bethancourt, se cuenta con tensión de línea a neutro del lado secundario de 120 VAC, por lo que es una tensión que puede ser controlada con herramientas especiales para el terqueado de las terminales, como se muestra en la Figura 96.

Figura 96. **Herramienta aislada, para el torque de terminales eléctricas**



Fuente: Grupo URREA. *Herramientas aisladas.*

https://www.urrea.com/urrealistasPreciosUrrea12.-Herramientas_aisladas.pdf. Consulta: octubre 2020.

La herramienta mostrada en la Figura 96, está aislada para aislar una la tensión de hasta los 1000 VAC, por lo que es suficiente para aislar la tensión de 120 VAC y 208 VAC.

Para el torque que llevan las terminales eléctricas es necesario tener de referencia las respectivas normativas para pernos eléctricos. En la norma NFPA-70B, se hace referencia sobre valores de torque para pernos o tornillos de conexiones eléctricas, como se muestra en la tabla XXVIII.

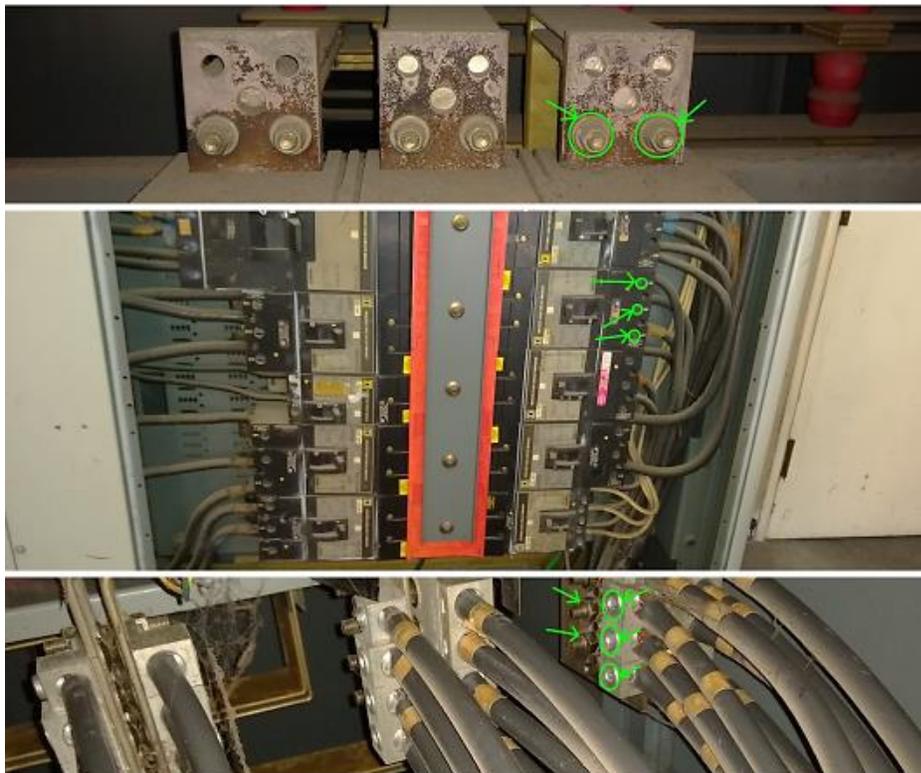
Tabla XXVIII. Valores de torque de pernos para conexiones eléctricas

Grado	SAE 1&2	SAE 5	SAE 7	SAE 8
Marcado de la cabeza				
Tensión mínima (Fuerza) (lbf/in ²)	64K	105K	133K	150K
Diámetro del perno (en pulg.)	Par de torque (libras-pies)			
1/4	4	6	8	8
5/16	7	11	15	18
3/8	2	20	27	30
7/16	19	32	44	48
1/2	30	48	68	74
9/16	42	70	96	105
5/8	59	96	135	145
3/4	96	160	225	235
7/8	150	240	350	380
1	225	370	530	570

Fuente: NFPA-70B – Tabla 15.10(a) Valores Torque - Perno para conexiones eléctricas.

El toque de los pernos debe realizarse en un periodo de 6 meses, este debe ser ejecutado con criterio de personal calificado para trabajar en tensión. El torque se realiza generalmente en conductores donde circule la mayor corriente, como en interruptores o conexiones provenientes de las barras. En la Figura 97, se muestran algunos puntos, del tablero principal del lado secundario, de la subestación del Hospital Nacional Pedro de Bethancourt, en donde se puede aplicar torque en línea viva y que de igual forma que no cabe de más mencionar, debe ser realizado por personal calificado.

Figura 97. **Aplicación de torque en línea viva o energizada**



Fuente: elaboración propia, subestación eléctrica, hospital nacional Pedro de Bethancourt.

3.5.7. Mantenimiento predictivo con la subestación energizada

El mantenimiento predictivo a realizar en una subestación energizada, es de vital importancia, para predecir futuros fallos en la subestación. Debe considerarse de vital importancia realizar este mantenimiento, debido a que los resultados y diagnósticos que se obtienen en las mediciones no son posibles de obtener en el mantenimiento predictivo con la subestación desenergizada, por lo tanto, los instrumentos de medición son distintos, lo que conllevará a realizar esta inversión, sin embargo, este mantenimiento es mucho menos costoso que el estado desenergizado.

3.5.7.1. Medición de resistencia de red de tierras

La medición de la resistencia de la red de tierras nos permite conocer el estado de ella o determinar si esta se encuentra dentro de valores correctos. En el apartado 3.3.3.12 se menciona que según la norma IEEE 141, el límite permisible de resistencia de la red de tierras, para subestaciones pequeñas y para plantas industriales, en general, debe ser inferior a $5,0 \Omega$.

Para la medición de la resistencia de la red de tierras, es necesario utilizar el medidor tipo gancho, porque, el piso de toda la subestación es de concreto y por lo tanto únicamente se pueden realizar mediciones en bajadas a tierra, además, con este instrumento se puede realizar la medición con la subestación energizada. En la Figura 98, se muestra el medidor de resistencia de la red de tierras de tipo gancho.

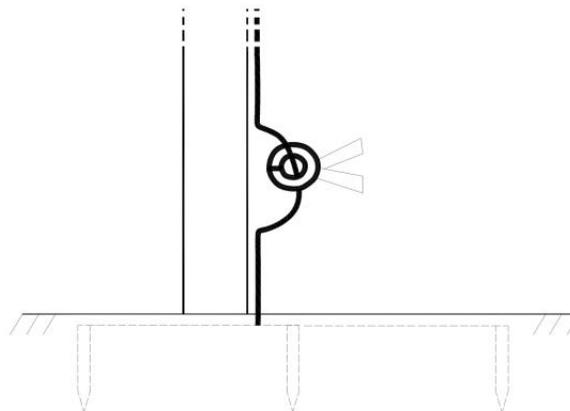
Figura 98. **Medidor de resistencia de la red de tierras de tipo gancho**



Fuente: Megger USA. *ET14C y DET24C* Pinzas digitales de comprobación de tierra.
https://embed.widencdn.net/pdf/plus/megger/ygdb6wig8x/DET14C_DET24C_DS_es.pdf.
Consulta: octubre 2020.

La medición de la resistencia debe realizarse por lo menos en tres bajadas a la red de tierras y los valores deben ser promediados, este resultado debe ser no muy superior a $5,0 \Omega$ debiéndose realizar por lo menos una vez al año. En la Figura 99, se muestra el esquema para realizar la medición de resistencia de red de tierras.

Figura 99. **Medición de resistencia de red de tierras**



Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Paint 2009.

Si el promedio de las mediciones es muy superior a $5,0 \Omega$, será necesario aplicar las propuestas planteadas en los apartados 3.3.4 y 3.3.5. En cada una de ellas, se describen procedimientos distintos para la reducción de la resistencia de la red de tierras, mencionándose cuál es la mejor propuesta dependiendo del caso.

3.5.7.2. Verificación de la utilidad del conductor

Es necesaria la verificación de la utilidad del conductor principal del lado secundario del transformador, debido a que el transporta toda la corriente de la que se alimenta nuestra instalación, si la corriente que soporta nuestro conductor, se sobrepasada de los límites, la temperatura empezara a elevarse, lo que conllevará a la destrucción del aislamiento de nuestro conductor y en peor de los casos, podría provocar incendios.

Cada fase del lado secundario del transformador del Hospital Nacional Pedro de Bethancourt, consta de 8 conductores de cobre, calibre 250 MCM tipo THW, como se muestra en la figura 100.

Figura 100. **Conductor del secundario del transformador**



Fuente: elaboración propia, subestación eléctrica, hospital nacional Pedro de Bethancourt.

Para determinar la capacidad de corriente tiene para transportar el calibre 250 MCM o kcmil tipo THW, se puede verificar según la tabla XXIX.

En la norma NFPA 70, se indica la capacidad de transporte de corriente para conductores de cobre y aluminio, con distintos tipos de forro, para distintas temperaturas de operación, como se muestra en la tabla XXIX, en ella, se indica que para un conductor calibre 250 MCM o kcmil tipo THW, la corriente permisible de transporte es de 255 Amperios, si tenemos 8 conductores por fase, tendremos una capacidad total de 2 040 Amperios.

La corriente nominal por fase que entrega el transformador de potencia en el lado secundario es encontrada por medio de los valores de placa, teniendo que:

$$I_n = \frac{S_{3\phi}}{V_{LL} \cdot \sqrt{3}} = \frac{750\,000}{208 \cdot \sqrt{3}} = 2\,082\text{ A}$$

Se procede a verificar, que capacidad de corriente tienen los conductores instalados para transportar la corriente nominal del transformador, entonces:

$$\frac{I_{conductor}}{I_n} \cdot (100) = \frac{2\,040}{2\,082} (100) = 98\%$$

Por lo tanto, los conductores tienen la capacidad de transportar el 98 % de la corriente nominal del transformador.

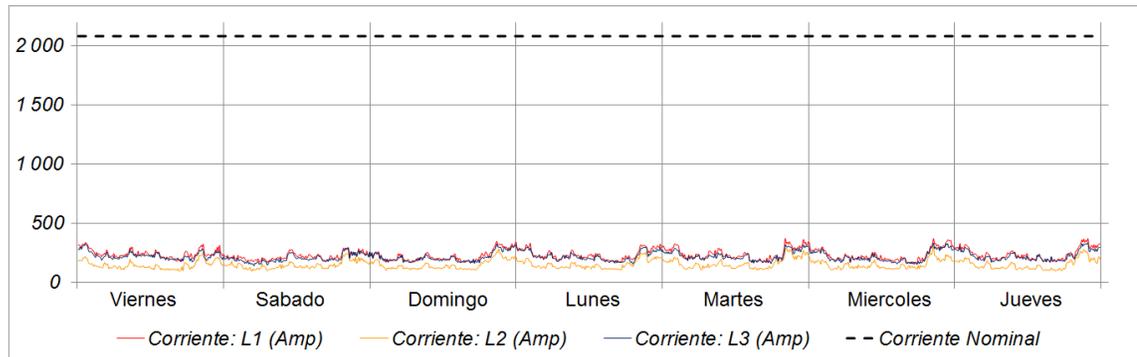
Tabla XXIX. Capacidad de transporte de corriente para conductores

Calibre AWG o kcmil	Temperatura nominal del conductor [Véase la Tabla 310.13(A)]						Calibre AWG o kcmil
	60° C (140° F)	75° C (167° F)	90° C (194° F)	60° C (140° F)	75° C (167° F)	90° C (194° F)	
	TIPOS TW, UF	TIPOS RHW, THHW, THW, THWN, XHHW, USE, ZW	TIPOS TBS, SA, SIS, FEP, FEPB, MI, RHH, RHW-2, THHN, THHW, THW-2, THWN-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2	TIPOS TW, UF	TIPOS RHW, THHW, THW, THWN, XHHW, USE	TIPOS TBS, SA, SIS, THHN, THHW, THW-2, THWN-2, RHH, RHW-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2	
COBRE			ALUMINIO O ALUMINIO RECUBIERTO DE COBRE				
18	—	—	14	—	—	—	—
16	—	—	18	—	—	—	—
14*	20	20	25	—	—	—	—
12*	25	25	30	20	20	25	12*
10*	30	35	40	25	30	35	10*
8	40	50	55	30	40	45	8
6	55	65	75	40	50	60	6
4	70	85	95	55	65	75	4
3	85	100	110	65	75	85	3
2	95	115	130	75	90	100	2
1	110	130	150	85	100	115	1
1/0	125	150	170	100	120	135	1/0
2/0	145	175	195	115	135	150	2/0
3/0	165	200	225	130	155	175	3/0
4/0	195	230	260	150	180	205	4/0
250	215	255	290	170	205	230	250
300	240	285	320	190	230	255	300
350	260	310	350	210	250	280	350
400	280	335	380	225	270	305	400
500	320	380	430	260	310	350	500

Fuente: NATIONAL ELECTRICAL CODE, NFPA 70, *Conductors for general wiring*, p. 150.

Al determinarse la capacidad de transporte del conductor, se puede evaluar qué porcentaje de la utilidad de él, está siendo empleada, por medio de la gráfica de la medición de la corriente obtenida, de la medición de calidad de energía. Si trazamos el límite de corriente de los conductores de 2 040 amperios, se puede realizar una evaluación cualitativa de la utilidad que se les está dando a los conductores, como se muestra en la figura 101.

Figura 101. **Demanda de corriente por fase, de la instalación eléctrica del Hospital Nacional Pedro de Bethancourt**



Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel 2010.

En la gráfica de la Figura 101, se aprecia que la corriente máxima demandada fue de aproximadamente 400 amperios, entonces la utilidad que se les está dando a los conductores es de:

$$U = \frac{400}{2\,040}(100) = 19,6\%$$

Se puede concluir que, al verificar la capacidad del conductor del lado secundario del transformador, para transportar la corriente demandada, se determinó que se hace utilidad de aproximadamente el 19,6 % de los conductores, por lo que el incremento de temperatura en ellos es mínimo y por lo tanto, los conductores transportan la corriente demandada, sin ningún problema.

3.5.7.3. Medición de calidad de energía

La medición de calidad de energía, es recomendable realizarla dos veces al año y estos resultados deben ser comparados con medición anterior que se muestra en los apartados del 3.4.11.5 al 3.4.11.22, con el fin de predecir futuros inconvenientes.

Los procedimientos para realizar la medición de calidad de energía están descritos en los apartados del 3.4.11.1 al 3.4.11.4. La evaluación de resultados puede ser realizada en base en los apartados del inciso 3.4.1 al 3.4.9 y en el inciso 3.4.10, en la tabla XX, se muestra el resumen de límites permisibles de las normas utilizadas, para la medición de calidad de energía.

3.5.8. Entrega de la subestación energizada

Finalmente, en la entrega de la subestación energizada, no se desconectan las conexiones ni se realizan modificaciones significativas, sin embargo, se deben revisar que todos los gabinetes que se abrieron se encuentren cerrados, que los instrumentos de medición se encuentren completos y revisar que no se haya quedado alguna herramienta olvidada, luego de haber tomado estas medidas, se precede a retirar a todo el personal del área, para luego entregar la subestación al encargado.

3.5.9. Incumplimiento de la seguridad industrial

En la subestación del Hospital Nacional Pedro de Bethancourt, se evaluó visual mente la seguridad industrial del área y se determinó que cuando se realizó el estudio, existía una mala práctica de la seguridad industrial,

incumpléndose varios requerimientos del acuerdo gubernativo 229-2014 y sus reformas 33-2016.

Entre los incumplimientos de la seguridad industrial se encontró que, dentro de la subestación, se almacena material médico y de construcción, como se muestra en la figura 102.

Figura 102. Interior de la subestación eléctrica



Fuente: elaboración propia, subestación eléctrica, hospital nacional Pedro de Bethancourt.

En la Figura 103, se muestra el exterior de la subestación y se visualiza que las puertas se encuentran cerradas, además, de que el espacio que debería estar libre en caso se dé una falla eléctrica o se ocasione un incendio, se encuentra ocupado por material de construcción, médico, de mantenimiento, entre otros.

Figura 103. Exterior de la subestación eléctrica



Fuente: Elaboración propia, subestación eléctrica, hospital nacional Pedro de Bethancourt.

Según el Acuerdo gubernativo 229-2014 y sus reformas 33-2016, se tuvo el incumplimiento de los siguientes artículos:

“Artículo 30. Las puertas de salidas de los lugares de trabajo, cuyo acceso será visible o señalizado e iluminado, deben ser suficientes en número y anchura y de abrir hacia fuera para que todos los trabajadores puedan abandonar las instalaciones con rapidez y seguridad. Ninguna puerta se debe colocar en forma tal que se abra directamente a una escalera, sin tener el descanso correspondiente. Iguales condiciones reunirán las puertas de comunicación internas. (Reformado según Art.19 del Ac. Gu. 33-2016).”⁸

“Artículo 31. Por ningún motivo se debe permitir que las puertas y salidas normales de los locales de trabajo, tengan obstáculos en su acceso y recorrido, que atenten contra de la integridad física de las personas.”⁹

“Artículo 106. Las señales de seguridad deben basarse en combinación del mensaje en cuanto a prohibición, protección contra incendios, advertencia,

⁸ MINISTERIO DE TRABAJO Y PREVISIÓN SOCIAL, *Reglamento de salud y seguridad ocupacional (Acuerdo Gubernativo 229-2014 y sus reformas 33-2016)*. p. 8.

⁹ *Ibíd.* p. 8.

obligación y salvamento; Las figuras geométricas, consistentes en círculos, triángulos, cuadrados, rectángulos y los colores de seguridad.”¹⁰

“Artículo 107. Las señales de seguridad deben implementarse en todo centro de trabajo, de manera tal que:

- a) Atraigan la atención del trabajador o trabajadores a los que está destinado el mensaje.
- b) Den a conocer el riesgo con anticipación.
- c) Tengan una única interpretación.
- d) Sean claras para facilitar su interpretación.
- e) Informen sobre la acción específica en cada caso.
- f) Ofrezcan la posibilidad real de cumplirla.
- g) Ubicada de manera tal que pueda ser observada e interpretada por los trabajadores a los que está destinada.”¹¹

“Artículo 122. Todas las puertas exteriores y pasillos de salida deben estar claramente rotulados con señales indelebles y preferentemente iluminados o fluorescentes, de conformidad con lo establecido en los artículos 27, 28, 29, 30 y 31 de este reglamento.”¹²

“Artículo 275. La limpieza debe hacerse fuera de las horas de trabajo, siendo preferible hacerla después de terminar la jornada que antes del comienzo de ésta, en cuyo caso debe realizarse con la antelación necesaria para que los locales sean ventilados durante media hora, por lo menos, antes de la entrada de los trabajadores a sus labores, de preferencia se utilizará personal exclusivo para limpieza y mantenimiento.”¹³

“Artículo 310. Los lugares de paso deben tener un trazado y dimensiones que permitan el tránsito cómodo y seguro, estando libres de objetos que puedan dar lugar a accidentes que dificulten la salida en caso de emergencia, conforme a la normativa vigente.”¹⁴

Estos fueron algunos de los artículos donde se encontró el incumplimiento de la seguridad industria en la subestación del Hospital Nacional Pedro de Bethancourt a fin de proponer su implementación, pero es recomendable volver a evaluar el área y revisar el acuerdo gubernativo 229-2014 y sus reformas 33-2016.

¹⁰ MINISTERIO DE TRABAJO Y PREVISIÓN SOCIAL, *Reglamento de salud y seguridad ocupacional (Acuerdo Gubernativo 229-2014 y sus reformas 33-2016)*. p. 19.

¹¹ *Ibíd.* p. 19.

¹² *Ibíd.* p. 21.

¹³ *Ibíd.* p. 46.

¹⁴ *Ibíd.* p. 54.

CONCLUSIONES

1. En el inciso 3.1, se muestra la medición de la resistividad del terreno en tres puntos cercanos a la subestación, empleando los métodos de la norma IEEE 81, se estableció que la resistividad del terreno era homogénea y en base a los resultados del diseño de la red de tierras se determinó que estos cumplen según la norma IEEE 80, en la Tabla II se muestran los resultados.
2. En el inciso 3.2, por medio del método de barra infinita se determinó la corriente de corto circuito del lado primario y secundario del transformador de potencia, con referencia de la norma IEEE en el documento "*IMPACT OF AVAILABLE FAULT CURRENT VARIATIONS ON ARC-FLASH CALCULATIONS*", en el inciso 3.2.2.3 se muestran los resultados, siendo estos utilizados en diseño de la red de tierras y el área de protecciones.
3. En el inciso 3.3, se rediseño el sistema de red de tierras de la subestación del Hospital Nacional Pedro de Bethancourt, se concluyó que los niveles de tensión de paso y contacto cumplen con la norma IEEE 80, en la Tabla IX se muestran los resultados.
4. En la Tabla XXV, se muestra la evaluación de las mediciones realizadas de calidad de energía, por medio de las normas EN 50160, NTSD, IEEE 519 e UL 1561, en la cual cumplen 12 de 17 y no cumplen 5 de 17 mediciones evaluadas.

5. Se determinó que los armónicos de la corriente son los que más pueden causar daño a los equipos de la instalación, siendo los más severos el armónico 3ro, 5to, 7mo y 11vo, porque en las mediciones se encontró que estos estuvieron fuera de los límites permisibles de la norma IEEE 519, por lo tanto, fueron incorrectas.

6. En la gráfica de la Figura 61 se muestran los resultados de la medición del factor de potencia con el límite permisible por la norma NTSD y esta cumplió.

7. En el inciso 3.5, se realizó el manual en el cual se propone el empleo de métodos técnicos con equipos invasivos como no invasivos para mantenimiento preventivo y predictivo de la subestación del Hospital Nacional Pedro de Bethancourt, además, en el inciso 3.5.9. se menciona los artículos donde existe incumplimiento de seguridad industrial según el acuerdo gubernativo 229-2014 con sus reformas 33-2016.

RECOMENDACIONES

1. Comprobar nuevamente la resistividad del terreno en la subestación del Hospital Nacional Pedro de Bethancourt, se propone utilizar los métodos planteados en el inciso 3.1. y realizar la medición en los mismos puntos de las Figura 24, 25 y 26, para evaluar el estado del terreno.
2. Aplicar el cálculo obtenido en el inciso 3.2, al momento de sustituir el interruptor principal para lograr una protección óptima y eficiente de las instalaciones eléctricas.
3. Realizar la medición de resistencia de la red de tierras por lo menos una vez al año, el resultado debería ser menor a 5,0 ohm según la norma IEEE 141. En el futuro cuando aumente esta resistencia significativamente, en el inciso 3.3.6 se menciona cuál de las dos propuestas de los apartados 3.3.4 y 3.3.5 es la más recomendable emplear para reducir esta resistencia.
4. Realizar la medición de calidad de energía por lo menos una vez cada seis meses. Para mediciones futuras de calidad de energía, se deben comparar los resultados con los de del apartado 3.4.11. para crear tendencia y así tomar las acciones necesarias para corregir futuras fallas. En el apartado 3.4.11.22 se detallan las recomendaciones para mitigar los inconvenientes de las 5 de 17 mediciones evaluadas que no cumplieron con normativas EN 50160 e IEEE 519.

5. Instalar un filtro activo para reducir los armónicos 3^{ro}, 5^{to}, 7^{mo} y 11^{vo}, este debe ser de 100 Amp, conexión 4 hilos, con capacidad para filtrar, compensar y corregir desbalance en corriente marca CIRCUTOR modelo Filtro Activo AFQm-4WF-100M-400, para evitar el daño de los equipos electrónicos y proporcionar mayor estabilidad al sistema eléctrico del Hospital Nacional Pedro de Bethancourt.

6. Apoyarse del Anexo I, para los casos de análisis del factor de potencia para cargas inductivas, capacitivas, combinadas las cargas capacitiva e inductiva, como de la propuesta matemática para calcular la capacitancia para aumentar el factor de potencia cuando sea necesario.

7. Implementar un plan de mantenimiento para mitigar futuros fallos en la subestación del Hospital Nacional Pedro de Bethancourt, en el capítulo 3.5, se proponen procedimientos en los que se lleva a cabo el mantenimiento preventivo y predictivo que en base a normas se determinó la frecuencia con la que se realizará la prueba y que tipo de pruebas en base al equipó específico a medir, además, en el inciso 3.5.9 se menciona el incumplimiento de seguridad industrial que se detectó, con el fin de proponer su implementación.

BIBLIOGRAFÍA

1. Asociación Española de Normalización y Certificación, EN 50160. *Características de la tensión suministrada por las redes generales de distribución*. 1^{ra} ed. España, Madrid: 2001. 22 p.
2. Boylestad, Robert L. *Introducción al análisis de circuitos*. 10^{ma} ed. Mexico: Pearson Educación. 2011. 1234 p.
3. Comisión Nacional de Energía Eléctrica, *Normas técnicas del servicio de distribución*. 1^{ra} ed. Guatemala, Guatemala: CNEE. 1999. 114 p.
4. GREENDOTINDIA, *K-Rated Transformers*. [En línea]. <<http://www.greendotindia.com/k-rated-transformers.html>>. [Consulta: 22 de Marzo de 2020].
5. HBOSAANS, H.Bosaans y Cia. *Penetrox Pasta inhibidora del óxido*. [En línea] <<https://www.hbosaans.cl/penetrox>>. [Consulta: 10 de Octubre de 2020].
6. HIZIROGLU, Bhag S. Guru y Huseyin R. *Máquinas eléctricas y transformadores*. 1^{ra} ed. México: Oxford University Press México, S.A., 2003. 699 p.

7. INDUSUL, Tamura. *Transformadores factor K*. [En línea]. <<http://www.indusul.com/es/productos/transformadores-factor-k/48/>>. [Consulta: 30 de Marzo de 2020].
8. Institute of Electrical and Electronics Engineers, *Impact Of Available Fault Current Variations On Arc-Flash Calculations*. 1^{ra} ed. EEUU: IEEE, 2009. 8 p.
9. Institute of Electrical and Electronics Engineers, Std. 141. *IEEE Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants*. 1^{ra} ed. USA, New York: IEEE. 1993. 750 p.
10. Institute of Electrical and Electronics Engineers, Std. 519. *IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems*. 1^{ra} ed. USA, New York: IEEE. 2014. 17 p.
11. Institute of Electrical and Electronics Engineers, Std. 80. *IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding*. 1^{ra} ed. USA, New York: IEEE. 2000. 192 p.
12. Institute of Electrical and Electronics Engineers, Std. 81. *IEEE Guide for Measuring Earth Resistivity, Ground Impedance, and Earth Surface Potentials of a Grounding System*. 1^{ra} ed. USA, New York: IEEE. 2012. 74 p.
13. Institute of Electrical and Electronics Engineers, Std. C57.110. *IEEE Recommended Practice for Establishing Liquid Immersed and Dry-Type Power and Distribution Transformer Capability when*

Supplying Nonsinusoidal Load Currents. 1^{ra} ed. USA, New York: IEEE. 2018. 243 p.

14. Khan Academy. *Las ecuaciones de voltaje y corriente de un capacitor*. [En línea]. <<https://es.khanacademy.org/science/electrical-engineering/ee-circuit-analysis-topic/ee-natural-and-forced-response/v/ee-capacitor-i-v-equations>>. [Consulta: 1 de Diciembre de 2019].
15. Mcgraw-Hill, Chapman, Stephen J. *Máquinas eléctricas*. 5^{ta} ed. México: Interamericana Editores, S.A., 2012. 521 p.
16. Mcgraw-Hill, Spiegel, Murray R. *Variable compleja*. 2^{da} ed. Mexico: Interamericana editores, S.A. 2009. 389 p.
17. Mcgraw-Hill, William D. Stevenson y Jr., John J. Grainger. *Análisis de sistemas de potencia*. 5^{ta} ed. México: Interamericana de México, S.A. 1996. 735 p.
18. Ministerio de Trabajo y Prevención Social, Reglamento de salud y seguridad ocupacional (*Acuerdo Gubernativo 229-2014 y sus reformas 33-2016*). [En línea]. <<https://dgps-sso.mintrabajo.gob.gt/files/REGLAMENTO.pdf>>. [Consulta: 4 de Mayo de 2021].
19. NAISA, Protección laboral. *Tipos de Cascos de Seguridad*. [En línea]. <<https://naisa.es/blog/identifica-el-casco-de-seguridad-apropiado-para-ti/>>. [Consulta: 4 de Octubre de 2020].

20. National Fire Protection Association, 70B. *Práctica Recomendada para el Mantenimiento de Equipos Eléctricos*. 2017 ed. USA : NFPA. 2016. 337 p.
21. Pearson Educación. Young, Hugh D. y Roger A. Freedman. *Física universitaria con física moderna volumen 2*. 11^{va} ed. Mexico: 2009. 1551 p.
22. RENOVETEC, *Tipos de mantenimiento*. [En línea]. <<http://www.renovetec.com/590-mantenimiento-industrial/110-mantenimiento-industrial/305-tipos-de-mantenimiento>>. [Consulta: 20 de Abril de 2020].
23. RESEARCHGATE, V. Becirović, B. Nikolić, I. Turković and I. Pavić. *Development of Measurement System for Analyzing the Power Quality*. [En línea]. <https://www.researchgate.net/publication/261128753_Development_of_measurement_system_for_analyzing_the_power_quality>. [Consulta: 23 de Marzo de 2020].
24. RUELSA, Ruelas, Gómez. *Sistemas de puesta a tierra*. [En línea]. <<https://www.ruelsa.com/notas/tierras/pe70.html#:~:text=La%20resistividad%20del%20suelo%20es,la%20resistencia%20espec%C3%ADfica%20del%20terreno.&text=En%20la%20NOM%2D022%2DSTPS,de%20un%20metro%20por%20lado>>. [Consulta: 15 de Febrero de 2020].

25. SECTORELECTRICIDAD, Andrés Granero. *Hoja de cálculo del factor '1/K' de desclasificación por armónicos en Transformadores*. [En línea] <<http://www.sectorelectricidad.com/13065/hoja-de-calculo-del-factor-1k-de-desclasificacion-por-armonicos-en-transformadores/>>. [Consulta: 4 de Abril de 2020].
26. Underwriters Laboratories, 1561. *Dry-Type General Purpose and Power Transformers*. 1^{ra} ed. USA, Northbrook: 2005. 52 p.
27. Universidad de Atacama, Proyecto DIUDA 22275 de la Vicerrectoría de Investigación y Postgrado. *Estimación del factor K en transformadores de distribución usando modelos de regresión lineal*. [En línea]. <<https://revistas.udistrital.edu.co/index.php/Tecnura/article/view/10546/11907>>. [Consulta: 22 de Marzo de 2020].
28. Wikipedia. *Factor de potencia*. [En línea]. <https://es.wikipedia.org/wiki/Factor_de_potencia#:~:text=Se%20define%20factor%20de%20potencia,carga%20de%20absorber%20potencia%20activa>. [Consulta: 15 de Diciembre de 2019].
29. Wikipedia. *Parpadeo (tecnología)*. [En línea]. <[https://es.wikipedia.org/wiki/Parpadeo_\(tecnolog%C3%ADa\)](https://es.wikipedia.org/wiki/Parpadeo_(tecnolog%C3%ADa))>. [Consulta: 5 de Marzo de 2020].
30. Wikipedia. *Reglas de oro (electricidad)*. [En línea]. <[https://es.wikipedia.org/wiki/Reglas_de_oro_\(electricidad\)](https://es.wikipedia.org/wiki/Reglas_de_oro_(electricidad))>. [Consulta: 2 de Octubre de 2020].

31. Wikipedia. *Sistema por unidad*. [En línea]. <https://es.wikipedia.org/wiki/Sistema_por_unidad>. [Consulta: 20 de Enero de 2020].

32. Wikipedia. *Teorema de Fortescue*. [En línea]. <https://es.wikipedia.org/wiki/Teorema_de_Fortescue#:~:text=F%C3%ADsicamente%2C%20en%20un%20sistema%20trif%C3%A1sico,que%20oscila%20pero%20no%20gira>. [Consulta: 3 de Diciembre de 2019].

33. Wikipedia. *Transformador*. [En línea]. <<https://es.wikipedia.org/wiki/Transformador>>. [Consulta: 5 de Diciembre de 2019].

ANEXOS

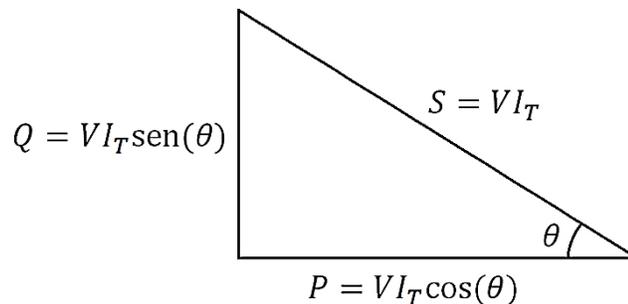
Anexo 1. Factor de Potencia

El concepto de factor de potencia es utilizado ampliamente para determinar la cantidad que se entrega de potencia real en Watts a un sistema eléctrico.

Indica qué tanto por ciento de la potencia total es utilizado efectivamente para realizar trabajo. Constituye un índice de la utilización cuantitativa de la energía real y reactiva, que se expresa por el coseno del ángulo de la potencia real entre la potencia aparente suministrada.

El factor de potencia se deduce geoméricamente a partir del triángulo que caracteriza la relación de la potencia real (P), aparente (S) y reactiva (Q), como se muestra a continuación, en la Figura A1.

A1. Triángulo de potencia



Fuente: Elaboración propia, empleando Microsoft Paint 2009.

Se requiere obtener el factor de la potencia real entregada (P) entre la potencia aparente o total (S), que sería lo mismo que el cociente entre el cateto adyacente (P) entre la hipotenusa (S) y como:

$$S = VI_T ; P = VI_T \cos(\theta)$$

Se tiene que el factor de la potencia real entre la aparente es:

$$\cos(\theta) = \frac{P}{S} = \frac{P}{VI_T}$$

Por último, se establece que el factor de potencia es el coseno del ángulo de la corriente suministrada, como se muestra en la siguiente expresión:

$$fp = \cos(\theta)$$

Para definir el factor de potencia en términos de capacitancia o inductancia en los siguientes apartados, se acudirá a las deducciones de las ecuaciones de este apartado.

Anexo 1.1 **Factor de potencia en carga capacitiva**

Para la carga capacitiva el factor de potencia se deduce a partir de la sustitución de la corriente total en función de la capacitancia, teniendo la siguiente expresión:

$$\cos(\theta) = \frac{P}{VI_T} = \frac{P}{V(VwCsen\theta)}$$

$$\cos(\theta) = \frac{P}{V^2 \omega C \sin \theta}$$

Anexo 1.2 Factor de potencia en carga inductiva

Para la carga inductiva el factor de potencia se deduce a partir de la sustitución de la corriente total en función de la inductancia, teniendo la siguiente expresión:

$$\cos(\theta) = \frac{P}{VI_T} = \frac{P}{V \left(\frac{V}{\omega L} \sin \theta \right)}$$

$$\cos(\theta) = \frac{P \omega L}{V^2 \sin \theta}$$

Anexo 1.3 Factor de potencia en carga inductiva y capacitiva

Para un sistema con inductancia y capacitancia se puede definir el factor de potencia de la siguiente manera:

Para esta combinación, la reactancia inductiva en todos los casos es positiva y reactancia capacitiva es negativa en números imaginarios, entonces:

$$X_L - X_C = \omega L - \frac{1}{\omega C} = \frac{\omega^2 LC - 1}{\omega C}$$

Sustituyendo de la expresión que representa la reactancia del sistema entonces:

$$X_L - X_C = \frac{V}{I_T} \text{sen}(\theta) = \frac{w^2 LC - 1}{wC}$$

Despejando tenemos que la corriente total para este sistema es:

$$I_T = \frac{VwC}{w^2 LC - 1} \text{sen}(\theta)$$

Por lo tanto, sustituimos la corriente total del sistema combinado en la expresión del factor de potencia teniendo la siguiente expresión:

$$\cos(\theta) = \frac{P}{VI_T} = \frac{P(w^2 LC - 1)}{V^2 wC \text{sen}(\theta)}$$

Al obtener el factor de potencia del sistema combinado, tendremos la facilidad y practicidad de encontrar la capacitancia si sabemos la inductancia o viceversa.

Anexo 2. **Corrección del factor de potencia**

La corrección del factor de potencia se hace necesaria debido a que de ella depende la calidad de energía suministrada. Un factor de potencia bajo tiene como consecuencia costos adicionales, que en el peor de los casos puede ser multada si el consumidor es el causante.

La corrección del factor de potencia que se tratara en este enunciado es únicamente por la demanda de cargas inductivas, debido a que estas son las que tienen impacto en su mayoría en la industria de baja tensión, pero siempre existe una pequeña cantidad de consumo de carga capacitiva, debido al aislamiento eléctrico del sistema que, al tener un nivel de tensión bajo, se hace

despreciable. Las cargas inductivas, son generadas por motores, generadores y transformadores, que siempre son utilizadas en una amplia gama de aplicaciones.

Para la corrección del factor de potencia de la carga inductiva se necesita reducirla por medio de una carga capacitiva, produciendo un efecto contrario a ella. Para encontrar la carga capacitiva necesaria para reducir la carga inductiva, empezamos por definir la potencia aparente como:

$$S \angle \theta = S \cos(\theta) - jS \sin(\theta) = P - jQ$$

Donde:

- S es la potencia aparente del sistema.
- P es la potencia real del sistema.
- Q es la potencia reactiva capacitiva.
- θ es el ángulo de desfase del sistema.

Para obtener Q en función de P tenemos que:

$$P = S \cos(\theta) \rightarrow S = \frac{P}{\cos(\theta)}$$

Sustituyendo S tendremos en Q :

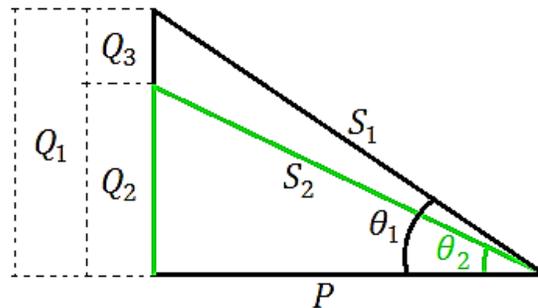
$$Q = S \sin(\theta) = \frac{P}{\cos(\theta)} \sin(\theta) = P \tan(\theta)$$

Resultando la potencia reactiva en función de la real:

$$Q = P \tan(\theta)$$

Para encontrar la capacitancia necesaria para corregir el factor de potencia de carga inductiva, tenemos que encontrar Q_3 como se muestra en la Figura A2.

A2. Triángulo de corrección del factor de potencia



Fuente: Elaboración propia, empleando Microsoft Paint 2009.

Podemos definir la potencia reactiva capacitiva Q de la siguiente manera, para llegar a una ecuación resumida:

$$V = I_C X_C \rightarrow I_C = \frac{V}{X_C}$$

Sustituyendo de la ecuación de la potencia reactiva la corriente I_C tenemos que:

$$Q = VI_T \text{sen}(\theta) = VI_C = V \cdot \frac{V}{X_C} = \frac{V^2}{X_C} = V^2 \omega C$$

Teniendo que la potencia reactiva capacitiva se define como:

$$Q = V^2 \omega C$$

Al representar la capacitancia en función de la potencia reactiva, se tiene que:

$$C = \frac{Q}{V^2 \omega}$$

Con esta expresión, se procede a encontrar la capacitancia para corregir el factor de potencia, como se representa en la Figura A2, la potencia reactiva del sistema es Q_1 , pero necesitamos que sea Q_2 , para corregir el factor de potencia y llegar a la potencia reactiva requerida, necesitamos restar Q_1 con Q_2 , obteniendo la siguiente expresión:

$$Q_3 = Q_1 - Q_2$$

Sustituimos de la ecuación que representa la capacitancia del sistema, la potencia reactiva Q en función de la potencia real P , teniendo la siguiente expresión:

$$C = \frac{Q_3}{V^2 \omega} = \frac{Q_1 - Q_2}{V^2 \omega} = \frac{P \tan(\theta_1) - P \tan(\theta_2)}{V^2 \omega}$$

Por último, la ecuación final para encontrar la capacitancia para reducir de la potencia aparente S_1 a S_2 será:

$$C = \frac{P[\tan(\theta_1) - \tan(\theta_2)]}{V^2\omega}$$

Donde:

- C es la capacitancia en Faradios [F], necesaria para reducir el factor de potencia.
- P es la potencia activa en Watts [W].
- V es el voltaje del sistema en Voltios [V].
- θ_1 es el ángulo de desfase en grados [°], para el factor de potencia sin reducir.
- θ_2 es el ángulo de desfase en grados [°], para el factor de potencia que se requiere reducir.
- ω es la velocidad angular eléctrica del sistema que es igual a $2\pi f$.

Se propone realizar el cálculo de la capacitancia en la línea donde se encuentre la mayor carga inductiva. Obtenida la capacitancia se propone instalarla en cada fase, de la barra del secundario del transformador de potencia de la subestación.