



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

**DESARROLLO DE PROCEDIMIENTOS PARA MANIOBRAS DE
MANTENIMIENTO EN VIVO EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN
EN 230 KV EN ETCEE - INDE**

Mario Alberto Castellanos Puga

Asesorado por el Ing. José Guillermo Bedoya Barrios

Guatemala, junio de 2012

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**DESARROLLO DE PROCEDIMIENTOS PARA MANIOBRAS DE
MANTENIMIENTO EN VIVO EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN
EN 230 KV EN ETCEE - INDE**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

MARIO ALBERTO CASTELLANOS PUGA
ASESORADO POR EL ING. JOSÉ GUILLERMO BEDOYA BARRIOS

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, JUNIO DE 2012

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I	Ing. Alfredo Enrique Beber Aceituno
VOCAL II	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL III	Ing. Miguel Ángel Dávila Calderón
VOCAL IV	Br. Juan Carlos Molina Jiménez
VOCAL V	Br. Mario Maldonado Muralles
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. José Guillermo Bedoya Barrios
EXAMINADOR	Ing. Natanael Jonathan Requena Gómez
EXAMINADOR	Ing. Jorge Luis Pérez Rivera
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:

**DESARROLLO DE PROCEDIMIENTOS PARA MANIOBRAS DE
MANTENIMIENTO EN VIVO EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN
EN 230 KV EN ETCEE - INDE**

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería de Mecánica Eléctrica, con fecha 25 de enero de 2010.



Mario Alberto Castellanos Puga

Guatemala 09 de febrero de 2012

Ing. Jorge Luis Pérez Rivera
Coordinador de Área de Potencia
Escuela Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Universidad de San Carlos de Guatemala

Señor Coordinador

Por este medio le informo que he asesorado el trabajo de EPS titulado "DESARROLLO DE PROCEDIMIENTOS PARA MANIOBRAS DE MANTENIMIENTO EN VIVO EN LINEAS DE TRANSMISION EN 230 KV EN ETCEE-INDE" desarrollado por el estudiante Mario Alberto Castellanos Puga, previo a optar el título de Ingeniero Electricista.

Con base en la revisión y corrección de dicho trabajo, considero que ha alcanzado los objetivos propuestos, por lo que el estudiante y asesor nos hacemos responsables del contenido de este trabajo.

Atentamente

Ing. José Guillermo Bedoya Barrios
Colegiado No. 4846
Asesor de EPS

ING. ELECTRICISTA
JOSE GUILLERMO BEDOYA BARRIOS
COLEGIADO No. 4846



Guatemala, 12 de abril de 2012.
Ref.EPS.D.384.04.12.

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


Estimado Ingeniero Puente Romero.

Por este medio atentamente le envío el informe final correspondiente a la práctica del Ejercicio Profesional Supervisado, (E.P.S) titulado "**DESARROLLO DE PROCEDIMIENTOS PARA MANIOBRAS DE MANTENIMIENTO EN VIVO EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN 230 kV EN ETCEE-INDE**" que fue desarrollado por el estudiante universitario, **Mario Alberto Castellanos Puga**, quien fue debidamente asesorado por el Ing. José Guillermo Bedoya Barrios y supervisado por el Ing. Natanael Jonathan Requena Gómez.

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

Sin otro particular, me es grato suscribirme.

Atentamente,
"Id y Enseñad a Todos"


Inga. Norma Ileana Sarmiento Zeceña de Serrano
Directora Unidad de EPS

NISZ/ra





Guatemala, 12 de abril de 2012.
Ref.EPS.DOC.566.04.12.

Inga. Norma Ileana Sarmiento Zeceña de Serrano
Directora Unidad de EPS
Facultad de Ingeniería
Presente

Estimada Ingeniera Sarmiento Zeceña.


Por este medio atentamente le informo que como Supervisor de la Práctica del Ejercicio Profesional Supervisado (E.P.S.), del estudiante universitario **Mario Alberto Castellanos Puga** de la Carrera de Ingeniería Eléctrica, con carné No. **53190**, procedí a revisar el informe final, cuyo título es **“DESARROLLO DE PROCEDIMIENTOS PARA MANIOBRAS DE MANTENIMIENTO EN VIVO EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN 230 kV EN ETCEE-INDE”**.

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. Nataaniel Jonathan Requena Gómez
Supervisor de EPS
Área de Ingeniería Electrónica



c.c. Archivo
NJRG/ra



FACULTAD DE INGENIERIA

Ref. EIME 16. 2012
Guatemala, 12 de abril 2012.

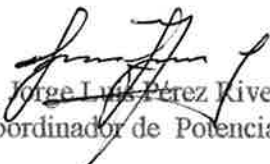
Señor Director
Ing. Guillermo Antonio Puente Romero
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
**“DESARROLLO DE PROCEDIMIENTOS PARA MANIOBRAS DE
MANTENIMIENTO EN VIVO EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN
230 kV EN ETCEE-INDE”**, del estudiante **Mario Alberto
Castellanos Puga**, que cumple con los requisitos establecidos para tal
fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
ID Y ENSEÑAD A TODOS


Ing. Jorge Luis Pérez Kivera
Coordinador de Potencia

JLPR/sro





REF. EIME 17. 2012.

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 de la estudiante; Mario Alberto Castellanos Puga titulado: "DESARROLLO DE PROCEDIMIENTOS PARA MANIOBRAS DE MANTENIMIENTO EN VIVO EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN 230 kV EN ETCEE-INDE", procede a la autorización del mismo.

Ing. Guillermo Antonio Puente Romero



GUATEMALA, 13 DE ABRIL 2,012.



El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al trabajo de graduación titulado: **DESARROLLO DE PROCEDIMIENTOS PARA MANIOBRAS DE MANENIMIENTO EN VIVO EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN 230 KV EN ETCEE - INDE**, presentado por el estudiante universitario **Mario Alberto Castellanos Puga**, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE.


Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
DECANO



Guatemala, junio de 2012

/cc

ACTO QUE DEDICO A:

Dios	Por darme la vida y acompañarme siempre.
Mis padres	Jesús Castellanos (q.e.p.d.) y Jovita Salomé Puga (q.e.p.d.) en su memoria, con amor y gratitud.
Mi esposa	Miriam Waleska Vargas de Castellanos, por su apoyo incondicional, amor y comprensión.
Mis hijos	Mario Antonio, Waleska Salomé y Vivian Sarahí, el único amor perfecto en este mundo es aquel del padre por su hijo.
Mis hermanos	Edgar Rolando (q.e.p.d.), Carlos Efraín, Estela Marina (q.e.p.d.), Oscar Emilio, Edgar Ernesto, por sus consejos y apoyo.
Mis Amigos	Por todos los buenos momentos compartidos.

AGRADECIMIENTOS A:

Universidad de San Carlos	Por haberme permitido alcanzar esta meta profesional.
Ing. José Guillermo Bedoya	Por su ayuda y el tiempo brindado para asesorar el presente trabajo.
Ing. Irvin Arturo González	Por su ayuda y palabras de aliento.
Instituto Nacional de Electrificación (INDE)	Por brindarme la oportunidad del trabajo.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIÓN.....	XIII
LISTA DE SÍMBOLOS.....	XVII
GLOSARIO.....	XIX
RESUMEN	XXIII
OBJETIVOS.....	XXV
INTRODUCCIÓN.....	XXVII
1. ANTECEDENTES DE LA EMPRESA DE TRANSPORTE Y CONTROL DE ENERGÍA ELÉCTRICA -ETCCE- Y EL INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN -INDE- GENERALES.....	1
1.1. Historia de la empresa.....	1
1.2. Actividades de la empresa.....	2
1.3. Estructura Organizacional	4
1.4. Ubicación.....	6
1.5. Mercado Objetivo.....	6
2. FASE DE SERVICIO TÉCNICO PROFESIONAL.....	9
2.1. Líneas de transmisión.....	9
2.1.1. Definiciones generales y conceptos.....	9
2.1.1.1. Sistemas de transmisión.....	10
2.1.1.2. Elección de tensión de la línea de transmisión.....	10
2.1.1.3. Tensión nominal de una línea de transmisión.....	12
2.1.1.4. Clasificación de las líneas.....	13

2.1.1.5.	Características constructivas de líneas de transmisión.....	14
2.1.1.6.	Tipos de estructuras.....	18
2.1.1.7.	Revestimiento de protección para estructuras de acero.....	21
2.1.1.8.	Aislamiento de las líneas de transmisión.....	22
2.1.1.8.1.	Materiales aislantes.....	23
2.1.1.8.2.	Aisladores de soporte o aisladores rígidos.....	23
2.1.1.8.3.	Aisladores de suspensión.....	24
2.1.1.9.	Dispositivos de protección para cadenas de aisladores.....	25
2.1.1.10.	Nivel de aislamiento en las líneas.....	27
2.1.1.11.	Grado de aislamiento de las líneas.....	29
2.1.1.12.	Herrajes.....	30
2.1.1.13.	Efecto corona en líneas de transmisión.....	31
2.1.1.14.	Protección contra descargas atmosféricas.....	32
2.1.2.	Clasificación de las líneas de transmisión.....	34
2.1.2.1.	Clasificación en función de la corriente transmitida.....	34
2.1.2.2.	Clasificación en función del voltaje de transmisión.....	37
2.1.2.3.	Clasificación en función de su longitud.....	38

2.1.3.	Sistema nacional interconectado.....	38
2.1.3.1.	Descripción del sistema.....	39
2.1.3.2.	Características principales.....	41
2.1.3.3.	Regulación de voltaje en sistema central.....	44
2.1.4.	Normas aplicables.....	45
2.1.4.1.	Normas Técnicas de Diseño y Operación del Sistema de Transmisión -NTDOST- diseño eléctrico.....	46
2.1.4.2.	Normas Técnicas de Diseño y Operación del Sistema de Transmisión -NTDOST- inspección Líneas y equipo de transporte.....	46
2.1.4.3.	Normas Técnicas de Diseño y Operación del Sistema de Transmisión -NTDOST- Mantenimiento del sistema de transporte.....	46
2.1.4.4.	Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución -TDROID- Diseño de la ruta de la línea de transmisión.....	47
2.1.4.5.	Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución -TDROID- relación de líneas.....	47

2.1.4.6.	Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución -TDOD- accesibilidad de las líneas aéreas.....	48
2.1.4.7.	Normas Técnicas de Diseño y Operación de las instalaciones de Distribución -TDOD- mantenimiento del sistema de transporte.....	48
2.2.	Mantenimiento de líneas de transmisión.....	49
2.2.1.	Mantenimiento predictivo.....	51
2.2.1.1.	Termografía infrarroja.....	51
2.2.2.	Mantenimiento preventivo.....	53
2.2.2.1.	Procedimiento de mantenimiento preventivo en líneas de transmisión de 230 Kv.....	54
2.2.2.1.1.	Estado físico del conductor.....	55
2.2.2.1.2.	Verificación de la nivelación del conductor..	56
2.2.2.1.3.	Protector preformado.....	56
2.2.2.1.4.	Amortiguador de conductor de fase.....	56
2.2.2.1.5.	Contrapesos.....	56
2.2.2.1.6.	Estado físico del cable de hilo de guarda.....	57
2.2.2.1.7.	Verificación de la nivelación de la línea de guarda.....	57

2.2.2.1.8.	Amortiguador de hilo de guarda.....	57
2.2.2.1.9.	Estado de las conexiones de bajada a tierra.....	57
2.2.2.1.10.	Estado físico del cable de bajada a tierra.....	58
2.2.2.1.11.	Existencia varilla de tierra contra antena.....	58
2.2.2.1.12.	Medición de resistencia en puesta a tierra.....	58
2.2.2.1.13.	Objetos extraños en conductores o aislador de vano.....	59
2.2.2.1.14.	Objeto extraño en la estructura.....	59
2.2.2.1.15.	Marcador de líneas.....	59
2.2.2.1.16.	Distancias verticales mínimas entre cruzamientos de conductores.....	59
2.2.2.1.17.	Distancia de conductor a edificios.....	60
2.2.2.1.18.	Distancia de conductor al suelo.....	60
2.2.2.1.19.	Verificación del estado de la brecha de la maleza cerca de conductores.....	61

2.2.2.1.20.	Verificar distancia de ramas al conducto.....	61
2.2.2.1.21.	Tala de árboles debajo del conductor.....	61
2.2.2.1.22.	Crecimiento de enredaderas en estructuras.....	62
2.2.2.1.23.	Estado de los empalmes.	62
2.2.2.1.24.	Aislador con alta Contaminación.....	62
2.2.2.1.25.	Estado de las grapas de suspensión para aislador tipo poste.....	63
2.2.2.1.26.	Flameo o rotura de aisladores.....	63
2.2.2.1.27.	Anillos corona en mal estado.....	63
2.2.2.1.28.	Estado de las grapas de suspensión en las cadenas de aisladores.....	64
2.2.2.1.29.	Estado de los discos de las cadenas de aisladores.....	64
2.2.2.1.30.	Estado de los puentes de los conductores de la línea.....	64
2.2.2.1.31.	Longitud de puentes en en cruces de líneas.....	65

	2.2.2.1.32.	Estado físico de los herrajes en líneas.....	65
	2.2.2.1.33.	Estado físico del poste de concreto.....	65
	2.2.2.1.34.	Poste de concreto desplomado.....	66
	2.2.2.1.35.	Estado físico del poste metálico.....	66
	2.2.2.1.36.	Poste metálico desplomado.....	66
	2.2.2.1.37.	Numeración de estructuras.....	66
2.2.3.		Mantenimiento correctivo.....	67
	2.2.3.1.	Mantenimiento paliativo o de arreglo.....	67
	2.2.3.2.	Mantenimiento definitivo o de reparación.....	67
2.3.		Técnicas de mantenimiento para líneas de transmisión.....	68
	2.3.1.	Antecedentes históricos.....	68
	2.3.2.	Técnica con línea desenergizada.....	70
	2.3.2.1.	Procedimiento de trabajo.....	71
	2.3.2.2.	Puesta en servicio de línea de transmisión.....	72
	2.3.2.3.	Prácticas de aterrizamiento.....	73
	2.3.2.4.	Práctica de seguridad para el trabajo....	74
	2.3.2.5.	Procedimiento aconsejados.....	75
	2.3.2.5.1.	Primer paso: pruebas.....	75
	2.3.2.5.2.	Segundo paso: limpieza..	75
	2.3.2.5.3.	Tercer paso: conexión.....	76
2.3.3.		Técnica con línea energizada.....	76

2.3.3.1.	Técnica a potencial de tierra a distancia.....	76
2.3.3.1.1.	Distancia mínima de acercamiento.....	77
2.3.3.1.2.	Reemplazo de asilamiento.....	78
2.3.3.1.3.	Aisladores polímeros.....	80
2.3.3.2.	Técnica a medio potencial.....	80
2.3.3.3.	Técnica a potencial de línea.....	81
2.3.3.3.1.	Herramientas y equipo....	84
2.3.3.3.2.	Distancias mínimas de aproximación.....	85
2.3.3.3.3.	Escaleras de mano aisladas.....	90
2.3.3.3.4.	Cambio de aislamiento....	90
2.4.	Distancias mínimas de trabajo.....	92
2.4.1.	Distancia mínima eléctrica de aproximación.....	97
2.4.2.	Cálculo de distancia vertical mínima de seguridad...	97
2.5.	Herramientas para mantenimiento de líneas energizadas.....	99
2.5.1.	Historia y desarrollo de las herramientas.....	100
2.5.2.	Tipos de herramientas para trabajos en líneas energizadas.....	102
2.5.2.1.	Pértiga escopeta.....	103
2.5.2.2.	Pértiga para amarres.....	104
2.5.2.3.	Pértiga o bastón de soporte de conductor.....	105
2.5.2.4.	Silleta para torre.....	108
2.5.2.5.	Abrazadera con anillo giratorio para Pértiga de soporte.....	109

2.5.2.6.	Pértiga de enlace.....	110
2.5.2.7.	Pértiga de eslabón de suspensión.....	112
2.5.2.8.	Soportes de tensión de dos varas.....	112
2.5.2.9.	Cuna para aisladores de transmisión..	113
2.5.2.10.	Juego de tierra estática.....	114
2.5.2.11.	Yugo para torre.....	115
2.5.2.12.	Pértiga de trole para aisladores de suspensión.....	115
2.5.2.13.	Escaleras de epoxiglas con ganchos giratorios.....	117
2.5.2.14.	Escaleras de epoxiglas con empalmes.....	118
2.5.3.	Accesorios de cople universal.....	119
2.5.3.1.	Adaptador universal.....	119
2.5.3.2.	Ajustes de rótulas.....	120
2.5.3.3.	Ajustes de pernos.....	120
2.5.3.4.	Alineador de pernos.....	120
2.5.3.5.	Gancho de pastor.....	121
2.5.3.6.	Horquilla ajustable para aisladores.....	121
2.5.4.	Equipo de prueba.....	122
2.5.4.1.	Probador de pértigas seca / húmeda..	122
2.5.4.2.	Juego monitor de escalera.....	123
2.5.4.3.	Monitor de corriente de fuga.....	124
2.5.5.	Equipo de protección personal.....	125
2.5.5.1.	Botas conductoras.....	125
2.5.5.2.	Traje conductor.....	126
2.5.5.3.	Escaleras aislada.....	128
2.5.5.3.1.	Escalera de uso vertical.....	128

	2.5.5.3.2.	Escaleras de uso horizontal.....	128
2.6.		Maniobra y procedimientos en los mantenimientos de líneas energizadas.....	129
	2.6.1.	Técnica a potencial de tierra (a distancia)	130
	2.6.1.1.	Cambio de aisladores en torres de suspensión.....	130
	2.6.1.2.	Cambio de aisladores en torres de suspensión de conductor doble haz...135	
	2.6.1.2.1.	Instalación de escaleras.....	136
	2.6.1.2.2.	Instalación de herramienta elevadora...136	
	2.6.1.2.3.	Instalación de la perdiga de trole para aisladores de suspensión.....	137
	2.6.1.2.4.	Desengancho del conductor.....	137
	2.6.1.2.5.	Cambio de los aisladores.....	139
	2.6.1.2.6.	Instalación del yugo triangular a la cadena de aisladores.....	139
3.		FASE DE INVESTIGACIÓN. PLAN DE CONTINGENCIA.....	141
	3.1.	Bases legales.....	141
	3.2.	Antecedentes.....	142
	3.3.	Análisis de riesgos.....	143

3.3.1.	Deslizamientos.....	144
3.3.2.	Incendios.....	144
3.3.3.	Clima.....	145
3.3.4.	Amenazas por sequía.....	147
3.3.5.	Infraestructura.....	148
3.4.	Plan de contingencia.....	148
3.4.1.	Organización del plan.....	149
3.4.2.	Objetivo del plan.....	149
3.4.3.	Alcance del plan.....	150
3.4.4.	Organización del personal.....	151
3.4.5.	Inventario y disponibilidad del equipo de respuesta.....	151
3.4.6.	Procedimiento en caso de emergencia.....	151
3.4.7.	Contingencia por incendio.....	152
3.4.7.1.	Medidas preventivas.....	152
3.4.7.2.	Medidas de control.....	154
3.4.8.	Derrame de desechos.....	155
3.4.9.	Contingencia por sismo.....	155
3.4.9.1.	Medidas preventivas.....	155
3.4.9.2.	Medidas postsismo.....	156
3.4.10.	Rutas de evacuación.....	156
3.4.10.1.	Planos de edificación.....	157
4.	FASE DE ENSEÑANZA Y APRENDIZAJE.....	159
4.1.	Métodos de capacitación.....	160
4.1.1.	Objetivo del método a utilizar.....	161
4.1.2.	Método de presentaciones audiovisuales.....	162

CONCLUSIONES.....163
RECOMENDACIONES.....165
BIBLIOGRAFÍA.....167

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Organigrama de ETCEE-INDE	5
2.	Cables ACSR/AS	16
3.	Torres autosoportadas con celosías	20
4.	Postes autosoportados, cilíndricos de concreto	21
5.	Aislador tipo suspensión de hule silicón	25
6.	Anillos de protección en una cadena de aisladores	27
7.	Yugo triangular para doble haz	30
8.	Grapa de suspensión para cable conductor.....	31
9.	Capacidad de transmisión vrs. potencia.....	36
10.	Ubicación geográfica de líneas de transmisión	43
11.	Perfil de voltaje 230 kv en el Sistema Central	44
12.	Termografía de un aislador fallado	53
13.	Liniero aproximándose a cadena de aisladores desde fuera de la estructura	85
14.	Escalera aislada, liniero maniobrando entre la estructura y el conductor	87
15.	Escalera aislada, liniero maniobrando fuera de la estructura y el conductor	88
16.	Escalera fijada aislada, liniero en el punto central.....	88
17.	Distancias en cruces y recorridos de vías	92
18.	Distancia en cruces con ferrocarriles sin electrificar	93
19.	Distancias para cruces en ferrocarriles	93
20.	Distancias para cruces en ríos	94

21.	Pértiga escopeta o de una pieza.....	104
22.	Pértiga para amarres	104
23.	Pértiga o bastón de soporte para conductor.....	107
24.	Silleta para torre	109
25.	Abrazadera con anillo giratorio para pértiga de soporte.....	109
26.	Pértigas de enlace	111
27.	Pértiga de eslabón de suspensión.....	112
28.	Soportes de tensión de dos varas	113
29.	Cuna para aisladores de transmisión	113
30.	Juego de tierra estática.....	114
31.	Yugo para torre.....	115
32.	Pértiga de trole para aisladores de suspensión.....	116
33.	Tipos de rodillos para trole.....	116
34.	Escaleras de epoxiglas con ganchos giratorios.....	117
35.	Escaleras de epoxiglas con empalmes.....	118
36.	Juego de accesorios universales para aisladores.....	119
37.	Sujetador de pernos.....	120
38.	Alineador de pernos.....	121
39.	Gancho de pastor	121
40.	Horquilla ajustable para aisladores	122
41.	Probador de pértigas secas/húmedas	123
42.	Juego monitor de escaleras.....	124
43.	Monitor de corriente de fuga.....	125
44.	Traje conductivo	127
45.	Escalera de uso horizontal	129

TABLAS

I.	Voltajes en una línea de transmisión.....	12
II.	Clasificación de las líneas.....	14
III.	Características de un cable de guarda.....	17
IV.	Características técnicas de aisladores.....	18
V.	Nivel de aislamiento en las líneas.....	28
VI.	Grado de aislamiento de las líneas.....	29
VII.	Distancias mínimas de seguridad verticales en conductores.....	49
VIII.	Revisiones en líneas de transmisión de ETCEE.....	55
IX.	Distancias de seguridad.....	96
X.	Distancias mínimas de seguridad de conductores a edificios y otras Instalaciones.....	98
XI.	Equipo mínimo de respuesta estimado.....	151

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
A	Amperio, medida de flujo de corriente eléctrica
c.a.	Corriente alterna
c.c.	Corriente continua
Hz	<i>Hertz</i>
Hv	Alta tensión
kVA	Kilo voltio amperio
kV	Kilo voltios
mA	Miliamperios
MVA	Mega voltio amperio
MW	<i>Mega watt</i>
S	Potencia aparente

Ω	Resistencia eléctrica en <i>ohms</i>
E_{ind}	Tensión inducida
V	Voltios, medida de tensión eléctrica

GLOSARIO

Aislador	Cualquier material que impide la transmisión de la energía en cualquiera de sus formas.
Ampacidad	Capacidad de conducción de corriente eléctrica de un conductor.
ASTM	American Standard of Testing Materials.
Blindaje	Es una malla formada por cables de guarda que se instalan sobre la estructura de la subestación para proteger sus partes vivas.
CONRED	Coordinadora Nacional para la Reducción de Desastres.
ETCCE	Empresa de Transporte y Control de Energía.
FEM	Tensión inducida en las terminales de un transformador por la acción del movimiento de un flujo magnético debido a la aplicación de un determinado nivel de voltaje.

Flecha	Distancia entre la línea recta que pasa por las puntas de sujeción de un conductor y el punto más bajo del mismo.
INDE	Instituto Nacional de Electrificación.
IEEE	Institute Electrical and Electronics Engineers.
Ley de <i>Faraday</i>	Ley sobre la cual se basa el funcionamiento de un transformador, la cual dice que la tensión inducida en un circuito es directamente proporcional a la rapidez con que cambia el flujo magnético que lo atraviesa.
Línea de transmisión	Medio físico mediante el cual se realiza la transmisión de energía eléctrica a grandes distancias.
Mantenimiento predictivo	Determinación del estado de un equipo o maquinaria en operación que permite que se tomen decisiones antes de que ocurra el fallo.
Polímero	Material con mala conducción eléctrica, que se empleada la industria eléctrica y electrónica como material aislante.
Subestación eléctrica	Conjunto de equipos, conductores y sistemas que forman parte de un nodo en un sistema eléctrico de potencia.

Tensión crítica disruptiva	Es la tensión a la que el campo eléctrico en la superficie del conductor excede la rigidez dieléctrica del aire y comienza el efecto corona.
Vano	Distancia horizontal entre dos estructuras que soportan una línea de transmisión.
SNI	Sistema Nacional Interconectado.

RESUMEN

El presente trabajo desarrolla los procedimientos para la realización del mantenimiento de las líneas de transmisión en voltaje 230 kV en vivo, determinando secuencias adecuadas de operación (pasos obligatorios a seguir) para que los mismos se realicen de forma segura y eficiente.

Este proyecto se planteó debido a la necesidad que se observa de minimizar el número de interrupciones en el sistema de transmisión en 230 kV, así como el tiempo en restablecer el servicio eléctrico para mantener los índices de calidad de servicio en valores apropiados. De aquí la importancia de los trabajos de mantenimiento con líneas energizadas, como una herramienta para contribuir a mejorar la calidad del servicio en el suministro de energía eléctrica,

El alcance del proyecto de mantenimiento de líneas vivas incluye procedimientos con distintas técnicas como lo son: técnica a potencial de tierra o a distancia, técnica a medio potencial y técnica a potencial de línea, teniendo cada una de ellas sus distintos grados de dificultad, tipos de herramientas y campos o situaciones en las que pueden ser aplicadas.

Los distintos procedimientos de trabajo mencionados tienen como común denominador el tema de las distancias eléctricas, en función de las cuales se determinan las distancias mínimas de acercamiento, teniendo como factor importante las distintas configuraciones de estructuras de soporte de línea, lo que influye en gran medida al momento de planificar y escoger el método de trabajo a utilizar.

Se describe el uso adecuado de las herramientas de trabajo, así como el cuidado de las mismas, teniendo en consideración la influencia que esto tiene en el desempeño de forma segura el mantenimiento en líneas energizadas, por su naturaleza obtiene relevancia el conocimiento de los distintos materiales de que están contruidos todos los herrajes, accesorios y el cuidado de los trajes de faena para el efecto.

Para el desarrollo del proyecto se tomaron como fuentes de información, los mantenimientos en vivo realizados directamente en las líneas de transmisión, con base en lo cual se detectaron las fortalezas y debilidades en cuanto a los procedimientos de trabajo, así como de la detección de cualidades del personal que participó, lo que es de vital importancia en el desempeño de los trabajos, tomando en cuenta los distintos roles que desempeñan los participantes.

OBJETIVOS

General

Elaborar procedimientos para maniobras de mantenimiento en vivo de líneas de transmisión en 230 kV.

Específicos

1. Determinar procedimientos para maniobras de mantenimiento en vivo en líneas de transmisión en 230 kv
2. Tener como fin primordial la seguridad de los linieros de líneas vivas en el desempeño de sus funciones.
3. Lograr el uso óptimo de las herramientas y equipo de trabajo en mantenimiento de líneas de transmisión energizadas.

INTRODUCCIÓN

La Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del –ETCEE-INDE, es la propietaria de la principal red de transmisión eléctrica del país, a través de la cual se interconectan los mayores centros de generación y carga; la misma se divide en tres grandes regiones: central, occidental y oriental.

Actualmente la red cuenta con voltajes en 230, 138 y 69 kV, y recientemente a finales del año 2009 se llevó a cabo la interconexión con México en voltaje 400 kV. La red troncal, como se le conoce actualmente a la red de 230 kV, continua siendo la más importante, a través de ella se transmiten las mayores cantidades de potencia, razón por la cual es de vital importancia minimizar el número de interrupciones en el sistema de transmisión en 230 kV, así como el tiempo en restablecer el servicio eléctrico para mantener los índices de calidad de servicio en valores apropiados.

De aquí la importancia de los trabajos de mantenimiento con líneas energizadas como una herramienta para contribuir a mejorar la calidad del servicio en el suministro de energía eléctrica, ya que una empresa transmisora de energía eléctrica tiene la responsabilidad de prestar un servicio continuo y confiable a sus usuarios, dependiendo la calidad del servicio eléctrico fundamentalmente de la continuidad y confiabilidad.

Con la misma finalidad de mantener un buen servicio en el sistema, es importante tener una tasa de desconexiones programadas para mantenimientos correctivos en el mínimo posible, por lo que el sistema de mantenimiento con líneas energizadas permite reducir los tiempos fuera de servicio de líneas de transmisión por mantenimiento, lo que incrementa los ingresos por venta de energía, mejorando la imagen de la empresa transportista y logrando cumplir las exigencias del mercado actual en la industria en cuanto a continuidad del servicio eléctrico.

En Guatemala, la ETCEE tiene como entes reguladores tanto a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) como al Administrador del Mercado Mayorista (AMM).

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE)- tiene como funciones establecidas en la Ley General de Electricidad las siguientes.

- Cumplir y hacer cumplir la ley y sus reglamentos, en materia de su competencia, e imponer sanciones a los infractores.
- Velar por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios y concesionarios, proteger los derechos de los usuarios y prevenir conductas atentatorias contra la libre competencia.
- Definir las tarifas de transmisión y distribución sujetas a regulación, de acuerdo a la ley, así como la metodología para el cálculo de las mismas.

- Dirimir las controversias que surjan entre los agentes del subsector eléctrico, actuando como árbitro entre las partes cuando éstas no lleguen a ningún acuerdo.
- Emitir las normas técnicas relativas al subsector eléctrico y fiscalizar su cumplimiento en congruencia con prácticas internacionales aceptadas.
- Emitir las disposiciones y normativas para garantizar el libre acceso y uso de las líneas de transmisión y redes de distribución de acuerdo a lo dispuesto en la ley y su reglamento, establecidas en el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.

El Administrador del Mercado Mayorista (AMM) tiene como funciones establecidas en la Ley General de Electricidad las siguientes:

- Planificar anualmente la forma en que se cubrirán las necesidades de potencia y energía del sistema, tratando de optimizar el uso de los recursos energéticos disponibles. La programación anual es revisada y ajustada semanal y diariamente.
- Supervisión de la operación en tiempo real, por lo que debe vigilar el comportamiento de la demanda y la operación del parque generador, así como del sistema de transporte. Asimismo, debe mantener la seguridad del suministro verificando constantemente las variables eléctricas del sistema y respetando las limitaciones de equipos e instalaciones asociadas.

- Velar por la administración de las transacciones tales como cuantificar los intercambios de potencia y energía entre los participantes del MM y valorizarlos utilizando el precio de oportunidad de la energía y el precio de referencia de la potencia. Para ello, el AMM debe diseñar e implementar un sistema de medición que permita conocer en forma horaria la energía y potencia producida y/o consumida. Además, administrará los fondos que surgen de las transacciones entre los agentes que operan en el mercado mayorista.

Por lo anteriormente expuesto, es de vital importancia que la ETCEE, con el objetivo de alcanzar una mayor calidad en el suministro del servicio eléctrico, implemente y realice progresivamente trabajos de mantenimiento en las líneas energizadas con la técnica en vivo para realizar reparaciones, cambios de elementos o mejoras sin necesidad de desenergizar las líneas de transmisión, ya que la técnica del mantenimiento en vivo ofrece ventajas altamente rentables para la industria eléctrica, pues no interrumpe la continuidad del servicio eléctrico, aumentando como consecuencia la disponibilidad de energía y la confiabilidad en el sistema de transmisión.

1. ANTECEDENTES DE ETCEE-INDE

1.1. Historia de la empresa

El Instituto Nacional de Electrificación INDE, en apego a la separación de funciones y administración de las actividades de distribución, generación y transmisión de energía eléctrica del INDE, como lo indica a Ley General de Electricidad y su reglamento, organizó la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica (ETCEE), según acuerdo publicado en el Diario de Centro América el 27 de octubre de 1997. ETCEE se origina de la separación de funciones de la actividad eléctrica acordada en el artículo séptimo y tercero transitorio de la Ley General de Electricidad.

El INDE ha sido una pieza fundamental en el desarrollo nacional, generando y transportando la energía necesaria para industrias, empresas, comunidades y hogares; iluminando un sendero de crecimiento continuo para Guatemala. La historia de la generación de energía eléctrica en Guatemala, inicia en 1884 al instalarse la primera hidroeléctrica en la finca El Zapote, al norte de la capital. Al año siguiente se forma la Empresa Eléctrica del Sur, fundada por empresarios alemanes que instalaron la hidroeléctrica Palín de 732 kW. Ésta instalación brindó servicio de energía eléctrica a los departamentos de Guatemala, Sacatepéquez y Escuintla. Posteriormente, en 1927 se construye la hidroeléctrica Santa María, en el departamento de Quetzaltenango, con el fin de proveer de energía al Ferrocarril de los Altos.

Cuando este medio de transporte desaparece, las autoridades de gobierno deciden que dicha planta se convierta en la hidroeléctrica del estado, con el fin de llevar la electricidad al interior del país, para lo cual en 1940 se crea el departamento de electrificación nacional.

Actualmente, el INDE está regido por su ley orgánica decreto número 64-94 de fecha 7 de diciembre de 1994 y sus reformas, la cual establece que es una entidad estatal autónoma y auto-financiable, que goza de autonomía funcional, patrimonio propio, personalidad jurídica y plena capacidad para adquirir derechos y contraer obligaciones en materia de su competencia. Posteriormente entró en vigencia el decreto número 93-96 el 15 de noviembre de 1996, Ley General de Electricidad, la que en su artículo 7º, establece que el INDE debe separar sus funciones de la actividad eléctrica en empresas de: generación, transporte, distribución y comercialización.

1.2. Actividades de la empresa

La Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE, tiene como finalidad el transporte de energía eléctrica de manera continua en el Sistema Nacional Interconectado (SIN) y de las interconexiones regionales, operación, mantenimiento, mejoras y ampliaciones de la infraestructura de transformación, control y comunicaciones. Así como de participar en el sub-sector eléctrico nacional como empresa de servicio de transporte de electricidad y el mercado eléctrico regional.

Entre las principales atribuciones y en cumplimiento con su finalidad se encuentran las siguientes:

- Administrar, operar y mantener el servicio de transporte de electricidad en términos de calidad que estipula la Ley General de Electricidad.
- Velar por la conservación de la infraestructura de transmisión, transformación, equipo de control y comunicaciones y de todos los activos físicos y de los recursos con que cuenta para tal fin.
- Coordinar sus programas y actividades con los programas y planes con otros agentes del mercado eléctrico relacionados con las dependencias estatales y con el INDE.
- Planificar, diseñar, financiar contribuir y supervisar las obras de infraestructura necesarias.
- Asesorar a las otras dependencias del INDE en materia de su competencia.

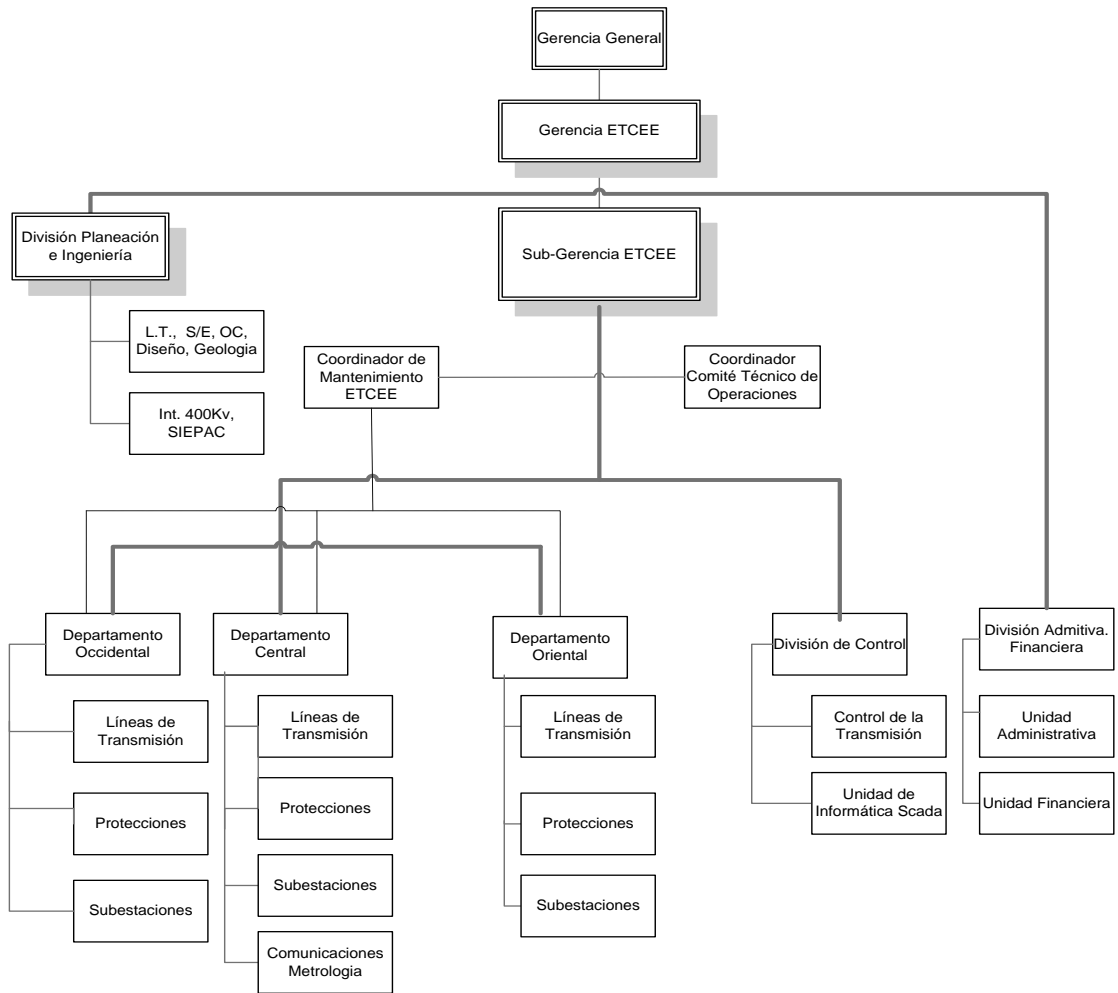
1.3. Estructura organizacional

El órgano superior de la administración del INDE es el Consejo Directivo, el que está conformado por miembros del Ministerio de Energía y Minas, Ministerio de Economía, la Secretaría de Planificación y Programación de la Presidencia, Asociación Nacional de Municipalidades, asociaciones empresariales y entidades sindicales. La gerencia general es la encargada de la ejecución de las instrucciones y directrices emanadas del consejo directivo, además debe llevar a cabo la administración y gobierno de la institución.

- Consejo directivo: dictamina las directrices a seguir en la institución, tanto interna como externamente.
- Gerencia general: está encargada de la ejecución de las directrices y políticas emanadas del Consejo Directivo, además de llevar la administración y gobierno de la Institución.
- Gerencia de generación: es la encargada de operar las centrales, plantas y unidades de generación para comercializar energía eléctrica en el mercado eléctrico nacional y regional.
- Gerencia de Transporte de Energía Eléctrica: presta el servicio de transporte de electricidad en forma continua y eficiente entre los productores y consumidores de la misma.
- Gerencia de Servicios Corporativos: es la encargada de dirigir los lineamientos administrativos internos.

El esquema de la organización se muestra en el gráfico siguiente:

Figura 1. Organigrama de ETCEE-INDE



Fuente: www. inde.gob.gt. Consulta: 02-02-12.

1.4. Ubicación

La red de transporte de ETCEE opera en voltajes de 230, 138 y 69 kV en su red de transmisión 34.5, 13.8 y 2.4 kV en los puntos de conexión de las redes de distribución. Actualmente también cuenta con una línea de 400 kV que corresponde a la interconexión Guatemala – México, que conecta las subestaciones de Brillantes en Guatemala y Tapachula en México.

En el área oriental se suministra aproximadamente un 17% de la demanda total del sistema, y al igual que el área occidental está conformado por una red longitudinal pobremente mallada que está alimentada por cuatro líneas de transmisión, una de 138 kV de la subestación Escuintla 1 hacia Chiquimulilla y dos más de 69 kV que van de Guatemala Sur a La Vega y de Guatemala Norte a Sanarate.

En el área occidental se suministra aproximadamente un 21% de la demanda total del sistema, está conformada por una red longitudinal poco mallada, conectada al área central por medio de tres alimentadores, uno de 230 kV que conecta la subestación Escuintla 1 con Brillantes y dos más de 69 kV que conectan las subestaciones Guatemala Sur con Chimaltenango y Escuintla 1 con El Jocote.

1.5. Mercado objetivo

La Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE, tiene como finalidad el transporte de energía eléctrica de manera continua en el Sistema Nacional Interconectado SNI y de las interconexiones regionales, operación, mantenimiento, mejoras y ampliaciones de la infraestructura de transformación, control y comunicaciones.

El mercado objetivo son todos los usuarios conectados a la red de transporte de energía en las distintas ubicaciones geográficas mencionadas anteriormente, la cual tiene como objetivo principal la prestación del servicio de transporte de electricidad en forma continua y eficiente entre los productores y consumidores de la misma que hacen uso de la infraestructura de transmisión y transformación para llevar a cabo sus transacciones.

Las actividades de administración, operación, mantenimiento, planificación, diseño, construcción, negociación, facturación, supervisión y control, son efectuadas con gran esmero y responsabilidad, para mantener altos índices de calidad y desempeño en la gestión de la empresa, en cumplimiento de lo que al respecto estipula la legislación y normativa eléctrica vigente en Guatemala y en la región Centroamericana.

2. FASE DE SERVICIO TÉCNICO PROFESIONAL

2.1. Líneas de transmisión

Es el conjunto de dispositivos para transportar o guiar la energía, desde el punto de generación hasta los lugares de consumo.

2.1.1. Definiciones generales y conceptos

Las líneas de transmisión son uno de los elementos fundamentales en el transporte de energía eléctrica, ya que se utilizan para llevar energía de un punto a otro. Estas líneas suelen estar formadas por cables de cobre, aluminio o acero recubierto de aluminio o cobre. Estos cables están suspendidos de postes o torres de acero, por medio de cadenas de aisladores sintéticos o de vidrio. Gracias a la utilización de cables de acero recubierto y altas torres, la distancia entre éstas puede ser mayor, lo que reduce el coste del tendido de las líneas de transmisión.

Históricamente la transmisión de corriente alterna se ha caracterizado por el incremento de los niveles de voltaje cada vez que los requerimientos de potencia son mayores, lo cual ha hecho que se utilicen estructuras cada vez más grandes. Esto, en cierto grado, ha provocado la reacción adversa del público al impacto visual de grandes torres y ha hecho que los derechos de vía que se requieren para el paso de las líneas de transmisión sean cada vez más anchos, lo cual es más difícil de obtener hoy en día.

2.1.1.1. Sistemas de transmisión

Los sistemas de transmisión, esencialmente, constan de los siguientes elementos:

- Estaciones transformadoras elevadoras
- Líneas de transmisión
- Estaciones de maniobra
- Estaciones transformadoras reductoras

Hoy en día, para el transporte de grandes potencias, se usan universalmente los sistemas de corriente alterna. Se ha llegado a ello como consecuencia de la simplicidad de los grandes generadores y transformadores de corriente alterna. La tensión de transmisión puede ser adaptada a las necesidades del servicio con mayor sencillez y economía que en caso de sistemas de corriente continua. Actualmente también se están realizando avances en la transmisión en DC, teniendo además aplicación para conectar dos sistemas AC de alta tensión a larga distancia de cables aéreos o submarinos así como dos sistemas vecinos independientes con parámetros eléctricos incompatibles.

2.1.1.2. Elección de tensión de la línea de transmisión

La elección de tensión es generalmente tema propio del proyecto del sistema, el costo de la línea de transmisión es solamente uno de los muchos factores de importancia a considerar.

En líneas importantes, la elección se hace mediante presupuestos comparativos respecto a una determinada serie de aspectos que incluyen la totalidad del equipo, prestando la debida atención a las tensiones existentes, a las cargas futuras, a las interconexiones y la intercambiabilidad del equipo. Tales comparaciones resultan muy laboriosas y justifican un programa cuidadosamente planeado. La elección de la tensión queda generalmente limitada dentro de márgenes relativamente pequeños por la necesidad de conseguir una regulación satisfactoria sin prodigar excesivamente el equipo regulador.

Esto depende en gran escala del número de kilowatts que deben ser transmitidos a un número determinado de kilómetros. En general, dentro unos límites dados de tensión, el costo de la línea sola disminuye ligeramente al aumentar la tensión. Esto es debido a la reducción conseguida en el peso del conductor, que es generalmente el factor más importante, aunque aumente el costo del aislamiento por aumento de tensión. Sin embargo, diversas consideraciones, tales como el efecto corona y la resistencia mecánica, pueden alterar esta conclusión teórica.

El costo de la línea, sin incluir el equipo de sus extremos, no es, una guía segura. Una parte del mayor costo de las líneas de tensiones mas elevadas, especialmente si se consideran tensiones muy diferentes, se debe a la mejor calidad de construcción y mejor servicio, que generalmente acompañan a las tensiones más elevadas.

2.1.1.3. Tensión nominal de una línea de transmisión

Se entiende por tensión nominal el valor convencional de la tensión eficaz entre fases con que se designa la línea y a la cual se refieren determinadas características de funcionamiento y por tensión más elevada de la línea, al mayor valor de la tensión eficaz entre fases, que puede presentarse en un instante en un punto cualquiera de la línea, en condiciones normales de explotación, sin considerar las variaciones de tensión de corta duración debidas a efectos o a desconexiones bruscas de cargas importantes.

Los voltajes de transmisión que están normalizados por ANSI en las normas C84 Y C92 se listan a continuación:

Tabla I. **Voltajes en una línea de transmisión**

Voltaje en kilovoltios	
Nominal	Máximo
34,5	36,5
69	72.5
115	121
138	145
230	242
345	362
500	550
765	800
1100	1200

Fuente: CFE, *Cálculo eléctrico de líneas de transmisión*. p. 16.

2.1.1.4. Clasificación de las líneas

Los voltajes de 34,5 a 230 kV se consideran como alto voltaje (HV), de 345 a 765 kV como extra alto voltaje (EHV) y de 1100 kV a más como ultra alto voltaje (UHV). Los valores máximos de operación son aquellos que no afectan los requerimientos mínimos de libranzas eléctricas para sus voltajes nominales respectivos.

Otro criterio de clasificación (por categorías) de las líneas eléctricas áreas de alta tensión es el siguiente:

- Primera categoría: las de tensión nominal superior a 66 kV.
- Segunda categoría: las de tensión nominal comprendida entre 66 y 30 kV, ambas inclusive.
- Tercera categoría: las de tensión nominal inferior a 30 kV e igual o superior a 1 kV.

Tabla II. **Clasificación de las líneas**

Categoría de la línea	Tensión nominal (kV)	Tensión más elevada (kV)
3 ^a	3	3,6
	6	7,2
	10	12
	15	17,5
	20	24
2 ^a	30	36
	45	52
	66	72,5
1 ^a	132	145
	220	245
	380	420

Fuente: CFE, *Cálculo eléctrico de líneas de transmisión*, p. 21.

2.1.1.5. **Características constructivas de líneas de transmisión**

Las líneas de transmisión pueden llevar uno, dos o más circuitos, y pueden ser aéreas o subterráneas, en líneas aéreas los conductores son desnudos aislados en aire y suspendidos y/o rematados (anclados) en estructuras de soporte localizados a lo largo de la trayectoria y en las cuales el aislamiento del cable se logra mediante aisladores de vidrio, sintético o de porcelana.

La función básica de las estructuras de soporte para líneas de transmisión aéreas es mantener los conductores a cierta distancia sobre el suelo y obstáculos presentes a lo largo de su trayectoria. Estas estructuras pueden ser de diferentes materiales:

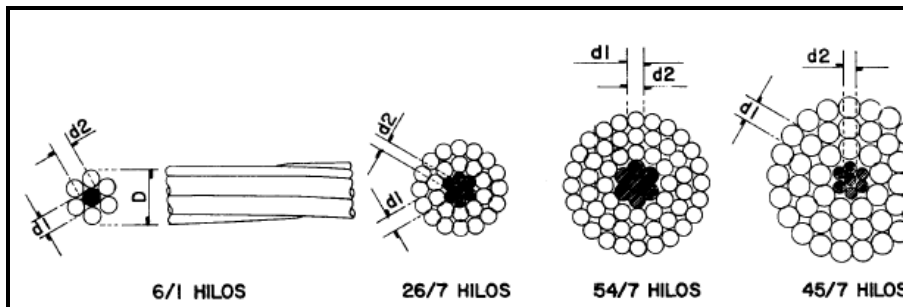
- Torres autoportadas ensambladas mediante perfiles (celosía); autoportadas o con retenidas.
- Postes: de acero, de concreto o de madera.

Las torres metálicas son estructuras de perfiles ángulo vinculados directamente entre sí o a través de chapas, mediante uniones abulonadas. Para mejor mantenimiento, son galvanizadas y el acero es de alta resistencia. Las estructuras se dimensionan por medio de sistemas computarizados que minimizan el peso de las estructuras. Los postes de hormigón, en cambio, son del tipo armado, centrifugado o pretensado. Las crucetas o ménsulas, serán del mismo material en la mayor parte de los casos.

Los cables conductores son el componente de la línea de transmisión por donde se transporta la energía eléctrica. La sección del cable, su composición y el número de conductores por fase, debe ser la adecuada para permitir la conducción de la potencia eléctrica y resistir los esfuerzos mecánicos a los que estarán sometidos durante la construcción y operación de la línea.

Los conductores de las líneas aéreas de alta tensión se construyen con un núcleo de alambres de acero que contribuyen a la resistencia mecánica, rodeado de una formación de alambres de aleación de aluminio tal como se ilustra en la figura siguiente:

Figura 2. Cables ACSR/AS



Fuente: WILD, Theodore. *Sistemas de transmisión*. p. 5-2.

Es muy común que para cada fase se utilice más de un conductor. Existen casos en que cada fase se compone de dos y hasta cuatro conductores. Esto hace necesario el empleo de accesorios metálicos, la morsetería o grapería, que en tensiones muy alta, requieren un delicado diseño.

Los cables de guarda tienen la función principal de impedir que las descargas atmosféricas incidan en la línea de transmisión y afecten los conductores de las fases. Cuando se presentan estas descargas, estas son interceptadas por el cable de guarda y se drenan al sistema de tierras, que serán los que las disiparan. Las características principales de un cable de guarda, se indican en la siguiente tabla.

Tabla III. **Características de un cable de guarda**

Denominación	3/8" Tipo EHS.
Denominación	3/8" EHS Acero galvanizado
Área total (mm ²)	66
Recubrimiento	Galvanizado
Clase	"A"
No. Hilos / Diámetro	7/3,048 mm
Peso total	0,4063 kg/m
Carga de ruptura	6985 kg

Fuente: WILD, Theodore. *Sistemas de transmisión*. p. 7-3.

Los aisladores son el componente de la línea de transmisión que acoplados entre sí sirven para asegurar el aislamiento eléctrico entre los cables conductores y las partes metálicas de las estructuras de soporte; los aisladores además de cumplir con su función electromecánica, deben tener propiedades que hagan posible su cambio rápido durante los trabajos de mantenimiento. Se pueden fabricar de vidrio templado, porcelana o sintéticos. Las características técnicas de los aisladores son las siguientes.

Tabla IV. **Características técnicas de aisladores**

Denominación	Brazo aislante v-horizontal
Esfuerzo de tensión (lbs.)	7,500
Esfuerzo de compresión (lbs.)	7,500
Esfuerzo longitudinal (lbs.)	785
Esfuerzo vertical (lbs.)	5850
Peso (lbs.)	120

Fuente: WILD, Theodore. *Sistemas de transmisión*. p. 8-6.

Los conjuntos de herrajes cumplen con la necesidad de sujetar el cable conductor y a su vez en la estructura de soporte. Estos pueden ser para cable de guarda o conductor y de uso en suspensión o tensión; dependiendo del tipo de estructura en que se utilice.

2.1.1.6. Tipos de estructuras

La función básica de las estructuras es soportar los cables conductores y de guarda, cumpliendo con las distancias a piso y/o obstáculos a lo largo de la línea de transmisión, al igual con las distancias entre conductores.

En una línea de transmisión existen tramos y a su vez están compuestos de claros. Los tramos están delimitados por estructuras de remate.

Tipos de estructuras por su utilización:

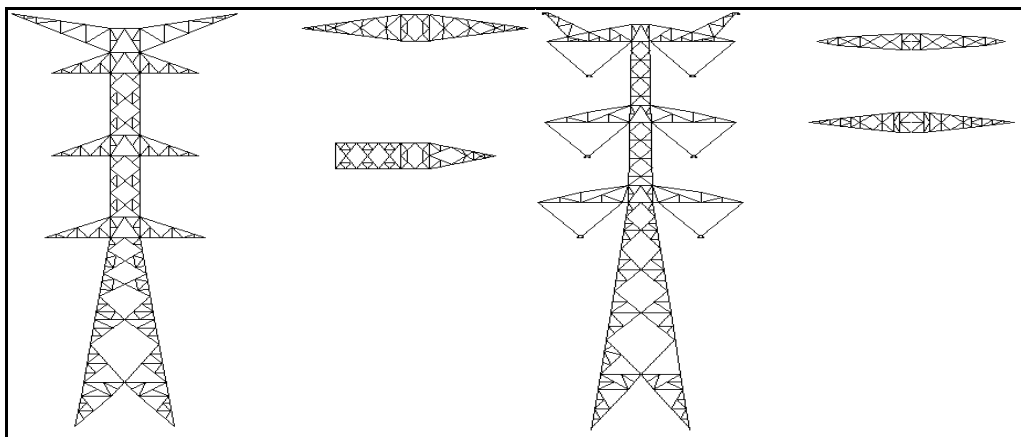
- Remate

- Suspensión
 - Deflexión
 - Transposición
 - Transición
-
- Las estructuras de remate (anclaje): son aquellas que se instalan en el inicio y final de una línea de transmisión. También se instalan por condiciones de confiabilidad y son llamadas rompetramos o anti-efecto dominó. Las cargas consideradas para este tipo son en mayor parte longitudinales, aunque también actúan cargas del tipo vertical y transversal.
 - Las estructuras de suspensión: se instalan entre las de remate, siempre y cuando no exista un cambio de dirección en la trayectoria de la línea de transmisión y no se localice una estructura de remate intermedia. Las estructuras de suspensión, son aquellas que se instalan en tangente y en el cual únicamente se consideran cargas verticales, que es básicamente el peso del cable.
 - Las estructuras de deflexión: se instalan cuando existe un cambio de trayectoria en la línea de transmisión, es decir, se ubican en los llamados puntos de inflexión. Las cargas consideradas para este tipo son en mayor parte transversales, aunque también actúan cargas del tipo vertical y longitudinal.

- Estructuras de transposición: a fin de hacer aproximadamente igual a los valores de las constantes de las líneas, para cada fase, en tramos adecuados, se hacen cambios en el orden en que se encuentran las fases. Para una determinada estructura las fases R, S y T están en un plano dado, lo que determina que la capacidad, la autoinducción y las pérdidas, no sean de igual valor. Por lo tanto esto se resuelve cambiando dos veces a lo largo del recorrido la posición relativa de esas fases; pero el punto en que esto se produce, requiere de una torre particular con disposiciones típicas para estos casos.

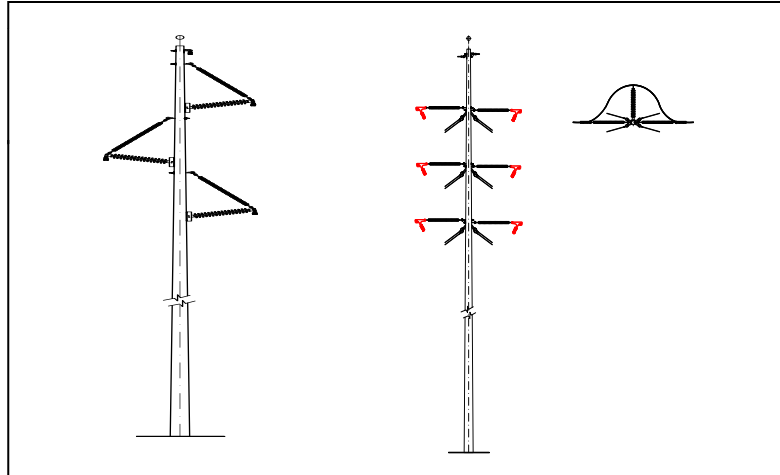
En todos los casos, las fundaciones representan un papel importante en la seguridad y en el costo de una línea de transmisión y deben permitir la fácil colocación de las tomas de tierra. El tipo de terreno, por su agresividad, determina el cemento que se debe emplear. Hay torres de tipo especial, en las que se produce la transposición.

Figura 3. **Torres autoportadas con celosías**



Fuente: CAMARENA, Juan. *Diseño de estructuras para líneas de transmisión*. p. 84.

Figura 4. **Postes autoportados, cilíndricos de concreto**



Fuente: CAMARENA, Juan. *Diseño de estructuras para líneas de transmisión*. p. 56.

2.1.1.7. Revestimientos de protección para estructuras de acero

Galvanización: para las líneas de transmisión de importancia, en las que se desea una larga duración, es práctica casi universal galvanizar las torres y postes de acero. Se trata de estructuras construidas en el taller y montadas con tornillos sobre el terreno, caso en el cual el galvanizado es más económico que la pintura. El método de galvanizado en baño caliente se emplea también para pernos y tuercas, repasando las roscas después del galvanizado. Las estructuras situadas cerca de industrias en que se produzcan gases sulfúricos no deben ser galvanizadas.

Pintura: se recurre a la pintura en algunos casos para torres o postes preconstruidos; por lo general se pintan los postes construidos con remaches o soldadura y los postes especiales.

En las torres situadas en zonas industriales y de humos es preferible la pintura. Para conservar las estructuras en buen estado es necesario pintarlas cada 2 ó 3 años.

En estructuras enterradas en el suelo se presenta a veces un problema al nivel de terreno en donde exista humedad. En este punto, el galvanizado puede deteriorarse en poco tiempo, especialmente si el suelo contiene algún sulfuro o ácido. En estos puntos acostumbra a dar buen resultado una pintura asfáltica.

2.1.1.8. Aislamiento de las líneas de transmisión

El funcionamiento de una línea de transmisión depende en gran parte de su aislamiento.

En buena práctica se requiere que la tensión de arco en seco de los aisladores completos sea de tres a cinco veces mayor que la tensión nominal de funcionamiento, y que la longitud de la línea de fugas sea aproximadamente el doble de la menor distancia entre puntos con tensiones al aire. Las modernas orientaciones tienden hacia los límites superiores, especialmente cuando se trata de tensiones muy elevadas. Los casos especiales de nieblas, salinas, polvos o aire químicamente cargado deben ser estudiados aparte.

Los aisladores no sólo deben tener resistencia mecánica suficiente para soportar con amplio margen las cargas debidas al hielo y al viento que puedan esperarse razonablemente, sino que deben ser construidos de manera que puedan resistir condiciones mecánicas muy severas, descargas atmosféricas y arcos alimentados por la corriente de servicio, sin dejar caer el conductor.

La producción de arcos por contorno del aislador debe ser evitada en todos los casos, con la sola excepción del rayo, cualquiera que sean las condiciones de humedad, temperatura, lluvia o nieve, y con la cantidad de polvo que habitualmente se acumula hasta ser limpiada por las lluvias.

2.1.1.8.1. Materiales aislantes

Los aisladores se construyen con vidrio, pastas o compound patentadas y porcelana. Para líneas de transmisión los aisladores de vidrio solo son recomendables si están contruidos con vidrio especial resistente al calor, tal como el *Pyrex*. Los productos orgánicos, incluyendo los compuestos o pasta compound de origen orgánico, no resisten la acción prolongada de altas tensiones, especialmente si están expuestos a la intemperie, por lo cual su uso queda limitado a instalaciones de baja tensión al interior de edificios.

2.1.1.8.2. Aisladores de soporte o aisladores rígidos

Estos aisladores se construyen para tensiones de arco hasta 200 kV a 60 Hz si bien es raro usarlos para tensiones de arco superiores a 180 kV (tensión nominal 75 kV), donde estos últimos son equivalentes en tensión de arco a algo menos de tres elementos de cadena de suspensión del tipo de 5 $\frac{3}{4}$ de pulgada (14.6 cm). Lo reducido del margen de aislamiento y el riesgo de aplicar tensiones tan altas sobre un solo aislador relativamente frágil, hace que estos aisladores no se usen con tensiones superiores a 66 kV.

2.1.1.8.3. Aisladores de suspensión

Estos aisladores se usan casi exclusivamente en líneas de tensión superior a 66 kV, en vanos largos y con conductores pesados. Las unidades o discos modernos de caperuza y vástago han dado resultados muy satisfactorios y se han adoptado progresivamente para hacer frente a las necesidades de las más altas tensiones y de la construcción más pesada, con simplicidad y economía.

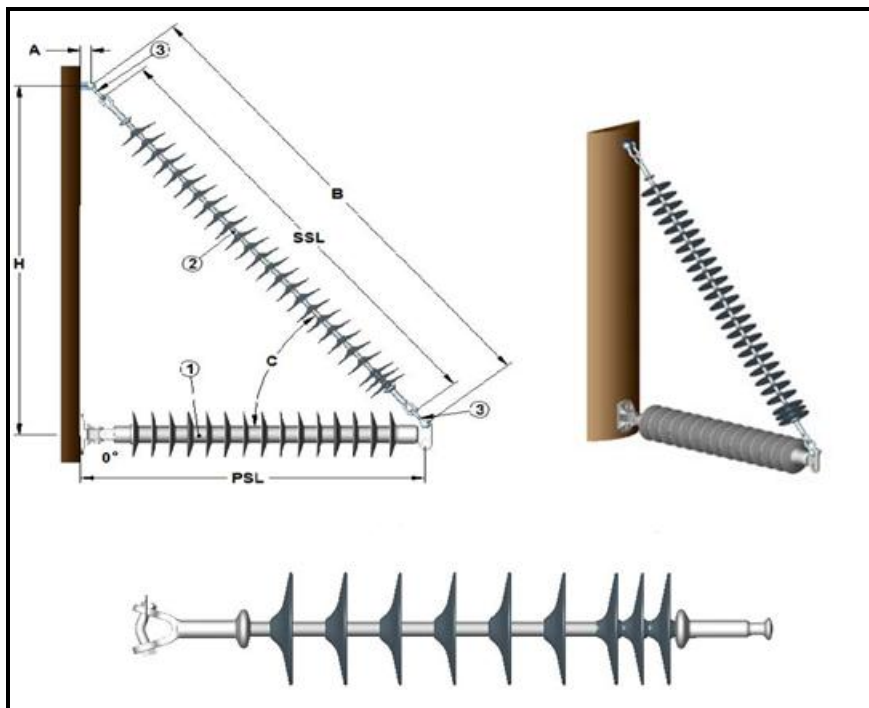
La tensión de arco por contorno en cadenas de aisladores de suspensión es proporcional a la distancia a tierra en el aire y aproximadamente igual a la tensión de arco entre varillas con la misma distancia, a 60 Hz y con las sobretensiones que se originan en las maniobras.

En la práctica, el número de discos o unidades que conforman la cadena de aisladores es proporcional a la tensión, con ligero aumento para las tensiones más altas y con cierto margen en la longitud de cada unidad.

Para la tensión de 66 kV se usan de 4 a 5 unidades, para 110 kV de 7 a 8, para 132 kV de 8 a 10, para 154 kV de 9 a 11 y para 230 kV de 14 a 20 unidades. Las unidades o discos más modernos tienen una resistencia máxima de 15,000 libras y el promedio de cualquier partida de estos discos resiste generalmente una prueba a la tracción de esa magnitud, con lo cual se tienen muchas unidades que alcanzan un 25% más que dicha cifra. Es probable que uno de estos discos, bien construido, resista una carga de 10,000 a 12,000 libras durante varios días sin fallar.

Se recomienda una carga máxima de seguridad de 5,000 a 6,000 libras (2,270 a 2,700 kg), lo que representa un factor de seguridad de 2 sobre el mínimo de la prueba carga-tiempo.

Figura 5. **Aislador tipo suspensión de hule silicón**



Fuente: CARDONA CORRES, Leonardo. *Aislamiento para líneas de transmisión*. p. 34.

2.1.1.9. **Dispositivos de protección para cadenas de aisladores**

El daño recibido por los aisladores en caso de arco, es un serio problema de mantenimiento y se han ideado diferentes dispositivos para conseguir que en caso de saltar el arco, se mantenga apartado de la cadena de aisladores.

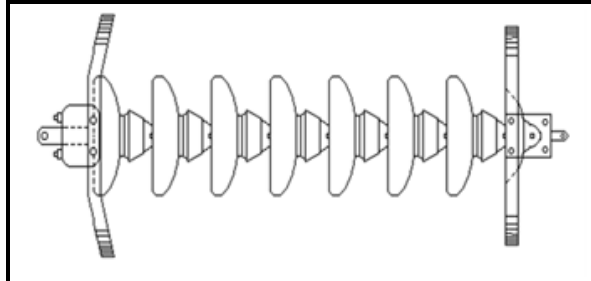
Tales dispositivos han resultado útiles, pero los adelantos en los métodos de protección de líneas aéreas mediante cable a tierra y el uso limitado pero relativamente eficaz, de los tubos de expulsión, no solo han reducido los daños en los aisladores, sino que han mejorado el comportamiento del conjunto de la línea.

La primera medida de precaución consistió en pequeños cuernos o antenas fijados a la grapa. Se encontró, sin embargo, que para obtener resultados eficaces era necesario disponer de antenas bien abiertas, no solo en la grapa, sino también en la parte superior del aislador. Bajo tensiones de choque o descargas atmosféricas, especialmente, el arco tiende a saltar en cascada en la cadena de aisladores y las pruebas demostraron que la separación entre los cuernos debía ser considerablemente inferior a la longitud de la cadena de aisladores. Por ello, la protección con cuernos o antenas produce una reducción de la tensión de arco o exige un aumento del número de unidades y de la longitud de la cadena de aisladores.

Los anillos de protección, pantalla reguladora del gradiente de potencial mostrado en la figura siguiente, resultan más eficaces. Los ensayos con tensión de choque o impulso demuestran que si el diámetro de los anillos guarda la debida proporción con la longitud de la cadena, puede evitarse la descarga en cascada sobre los aisladores, incluso con ondas de frente muy recto o escarpado.

La eficacia de estos anillos consiste en que tienden a igualar el gradiente a lo largo del aislador y a producir un campo más uniforme. Con ello, la protección conseguida no se limita simplemente a ofrecer una distancia explosiva más corta para el arco, como en el caso de las antenas.

Figura 6. **Anillos de protección en una cadena de aisladores**



Fuente: CARDONA CORREA, Leonardo. *Aislamiento para líneas de transmisión*. p. 34.

En general la aislación de una línea se logra por medio de los aisladores simples, o por medio de cadenas de aisladores. En los primeros, el conductor se apoya y fija sobre el mismo aislador, empleándose este modelo para tensiones bajas y medias. Pero en los sistemas de alta tensión, es necesario hacer una cadena con aisladores campana.

2.1.1.10. Nivel de aislamiento en las líneas

El nivel de aislamiento se define por las tensiones soportadas bajo lluvia, a 60 Hz, durante un minuto y con onda de impulso de 1.2/50 microsegundos. Se muestra a continuación los niveles de aislamiento mínimos correspondientes a la tensión más elevada de la línea.

Tabla V. **Nivel de aislamiento en las líneas**

Categoría de la línea	Tensión más elevada kV eficaces	Tensión de ensayo al choque kV cresta		Tensión de ensayo a frecuencia industrial kV eficaces.	
		Neutro a tierra	Neutro aislado	Neutro a tierra	Neutro aislado
3 ^a	3,6				16
	7,2				22
	12				28
	17,5				38
	24				50
2 ^a	36				70
	52				95
	72,5				140
1 ^a		Neutro a tierra	Neutro aislado	Neutro a tierra	Neutro aislado
	100	380	450	150	185
	123	450	550	185	230
	145	550	650	230	275
	170	650	750	275	325
	245	900	1050	395	460
420	1550	--	680	--	

Fuente: CARDONA CORREA, Leonardo. *Aislamiento para líneas de transmisión*. p. 34.

2.1.1.11. Grado de aislamiento de las líneas

Se llama grado de aislamiento a la relación entre la longitud de la línea de fuga de un aislador (o la total de la cadena) y la tensión entre fases de la línea. La longitud de la línea de fuga de un aislador se mide sobre la superficie del mismo y la de una cadena de aisladores, es la de un solo aislador multiplicada por el número de los que la componen.

Como tensión entre fases de la línea, se tomará el valor de la tensión más elevada de la tabla. Los grados de aislamiento recomendados, según las zonas que atraviesen las líneas, son los siguientes:

Tabla VI. **Grado de aislamiento de las líneas**

Zonas	Grados de aislamiento
Forestales y agrícolas	De 1,7 a 2 cm/kv
Industriales y próximas al mar	De 2,2 a 2,5 cm/kv
Idem y muy próximas al mar	De 2,6 a 3,2 cm/kv
Idem, con fabricas de productos químicos, centrales térmicas, etc.	Más de 3,2 cm/kv

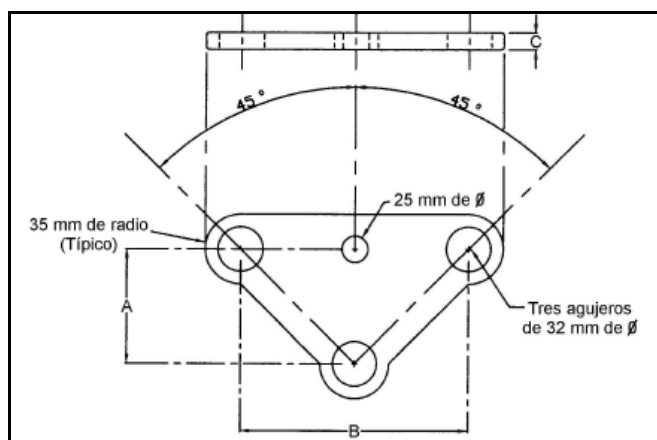
Fuente: CARDONA CORREA, Leonardo. *Aislamiento para líneas de transmisión*. p. 34.

2.1.1.12. Herrajes

Los herrajes son los elementos que unen mecánicamente a los conductores eléctricos, los aisladores y las estructuras de soporte de la línea. Existen una gran variedad de diseños de herrajes dependiendo de la configuración de la línea de transmisión. En las líneas de transmisión de energía eléctrica, en nuestro medio, se exige que se deban utilizar materiales y equipos que cumplan con las normas nacionales y/o internacionales vigentes correspondientes, tales como las normas IEC, ANSI e IEEE.

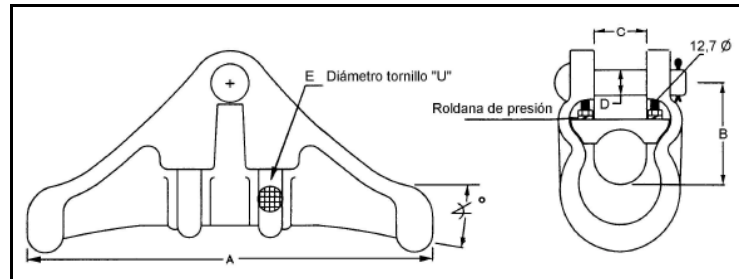
Estos materiales y equipos deberán resistir y soportar las condiciones mínimas operativas tanto climáticas como ambientales, tales como salinidad, polución, vientos fuertes, etc., que garanticen la calidad del servicio conforme a las normas NTSD y NTCSTS. A continuación se presentan los comúnmente utilizados en el medio.

Figura 7. Yugo triangular para doble az



Fuente: CODENSA. *Herrajes para líneas de alta tensión*. p. 12.

Figura 8. **Grapa de suspensión para cable conductor**



Fuente: CODENSA. *Herrajes para líneas de alta tensión*. p. 10.

2.1.1.13. Efecto corona en líneas de transmisión

El efecto corona se presenta cuando el potencial de un conductor en el aire se eleva hasta valores tales que sobrepasan la rigidez dieléctrica del aire que rodea al conductor. El efecto corona se manifiesta por luminiscencias o penachos azulados que aparecen alrededor del conductor, más o menos concentrados en las irregularidades de su superficie.

La descarga va acompañada de un sonido silbante y de olor de ozono. Si hay humedad apreciable, se produce ácido nitroso. La corona se debe a la ionización del aire. Los iones son repelidos y atraídos por el conductor a grandes velocidades, produciéndose nuevos iones por colisión. El aire ionizado resulta conductor (si bien de alta resistencia) y aumenta el diámetro eficaz del conductor metálico. En las líneas de transmisión, el efecto corona origina pérdidas de energía y si alcanza cierta importancia, produce corrosiones en los conductores a causa del ácido formado.

El efecto corona es función de dos elementos: el gradiente potencial en la superficie del conductor y la rigidez dieléctrica del aire en la superficie, valor que a su vez depende de la presión atmosférica y la temperatura.

2.1.1.14. Protección contra descargas atmosféricas

El método más común para proteger los sistemas de transmisión contra las interrupciones debidas a descargas atmosféricas es por conductores aéreos de tierra. Se persiguen dos objetivos: protección contra largas interrupciones y reducción del número de interrupciones momentáneas causadas por descargas atmosféricas.

Ambos objetivos no son siempre compatibles, de modo que, en algunos casos, la protección contra daños debe realizarse a expensas del número de interrupciones y viceversa.

Los conductores de tierra proporcionan la protección contra daños y la reducción de las descargas a tierra; pero ocasionan un considerable aumento en el coste de la línea.

- Conductores aéreos de tierra (cables de tierra): actualmente, para que la protección con cables de tierra sea efectiva, es necesario que estos cables apantallen a todos los conductores de la línea, que la resistencia de puesta a tierra sea baja, que el aislamiento sea relativamente elevado y que, en general, la distancia entre los cables de tierra y los de línea sea lo normado. La baja resistencia de puesta a tierra es el factor más importante en el proyecto de instalaciones de cable de tierra.

- Apantallamiento: la posición relativa de los conductores de tierra y de la línea para obtener el apantallamiento completo ha sido motivo de algunas discusiones. Algunos especialistas han sugerido que los conductores exteriores deben quedar dentro de una línea, que pasando por el cable de tierra, forme un ángulo de 20° con la vertical. Los conductores interiores, situados entre dos cables de tierra, quedan protegidos aun en el caso de que los conductores de tierra resulten muy distantes. La experiencia demuestra que el apantallamiento es completo dentro de una zona limitada por líneas pasando por los cables de tierra con una inclinación de uno (vertical) por dos (horizontales).

Este tipo de apantallamiento parece ser el único que ofrece posibilidades de conseguir protección completa, es decir, líneas a prueba de rayo en tensiones relativamente bajas.

- Conductores de contrapeso o contra antena: tratando de disminuir la resistencia de las tomas de tierra o de conseguir un efecto equivalente, requisito necesario para el buen funcionamiento de la protección por cables de tierra, se ha recurrido a tender largos trozos de cable, enterrados, unidos a los pies de las torres. Este dispositivo se ha adoptado en terrenos rocosos o arenosos donde las varillas, placas o estacas usuales de toma de tierra resultan poco eficaces. Los conductores mencionados han sido denominados de contra peso.

Como indica su nombre, además de la reducción de la resistencia, se espera obtener alguna ventaja de la capacidad a tierra de los conductores y conseguir una reducción en la diferencia de potencial entre los conductores de línea y de tierra, debido a la inducción mutua entre los conductores de línea y los de tierra con los de contrapeso. Se calcula que dos conductores enterrados, paralelos, tendidos de torre a torre, han de producir una protección equivalente a la conseguida con tomas en tierra de 10Ω , aun en casos de terrenos de alta resistividad.

Las instalaciones de contra peso o contra antena, tanto las de tipo radiales, que se extienden diagonalmente desde la torre, como las de tipo paralelo, han resultado completamente satisfactorias, si bien los datos de ensayo, hasta la fecha, indican que el efecto de acoplamiento mutuo puede ser de menor importancia.

2.1.2. Clasificación de líneas de transmisión

Las líneas de transmisión se pueden clasificar en función de:

- Las características de la corriente transmitida
- El nivel de voltaje
- La longitud

2.1.2.1. Clasificación en función de las características de la corriente transmitida

En función de las características de la corriente transmitida se pueden clasificar en:

2.1.2.1.1. Líneas de Corriente Alterna

Desde la llegada de la transmisión de la electricidad, la corriente alterna ha arraigado como principal tecnología para las redes eléctricas. Su ventaja radica en la posibilidad de utilizar transformadores para elevar la energía a niveles más altos de tensión, facilitando así una transmisión más económica. Los generadores, sean de corriente alterna o corriente continua, producen electricidad a un nivel de tensión relativamente bajo.

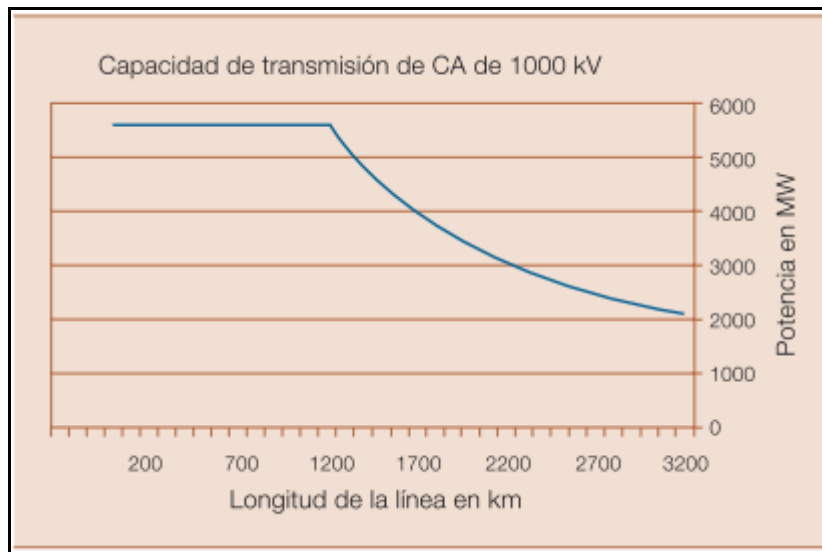
Si la transmisión a larga distancia se hiciera a ese nivel de tensión, se origina grandes pérdidas y unos costos prohibitivos. La tecnología de corriente alterna es además muy flexible cuando se conectan diferentes puntos para formar una red eléctrica, lo que permite suministrar electricidad a los consumidores de forma robusta y confiable.

El desarrollo de los sistemas de corriente alterna ha ido acompañado de un aumento de la tensión de transmisión. Si el consumo de energía es bajo entonces la tensión de transmisión puede serlo. Como es sabido, aproximadamente al duplicar la tensión, se cuadruplica la capacidad de transferencia de potencia. Por tanto la evolución de las redes en la gran mayoría de países se caracteriza por la adición de capas de red de tensión cada vez más altas.

La principal ventaja de la corriente alterna, es la flexibilidad con que se pueden conectar cargas y estaciones de generación a lo largo de la ruta. Esto es especialmente importante si la ruta de transmisión pasa por un área muy poblada y si hay estaciones de generación emplazadas en muchos puntos a lo largo de la ruta.

La capacidad de una línea de CA se degrada al aumentar la longitud. La figura 11 corresponde a una línea de 1 kV con una compensación máxima del 70% y un ángulo de fase de 30 grados entre terminales.

Figura 9. **Capacidad de transmisión vrs. potencia en MW**



Fuente: ASPLUND, Gunnar. *Transmisión de ultra alta tensión*. p. 45.

2.1.2.1.2. Líneas de Corriente Continua

La transferencia de corriente continua se basa en convertir la corriente alterna en continua en una central rectificadora, transmitir la energía en una línea bipolar de CC y convertirla de nuevo en una red de corriente alterna en una estación inversora.

Desde el punto de vista del sistema, la tecnología del sistema de corriente continua simplifica la transmisión a largas distancias, las estaciones rectificadora e inversora pueden controlar rápidamente la corriente y la tensión y por lo tanto, son adecuadas para controlar el flujo de potencia. La diferencia de ángulo de fase entre los extremos receptor y transmisor no tiene importancia si la única conexión es de corriente continua.

En realidad las redes conectadas pueden ser, incluso, asíncronas, ya que las corrientes continuas no tienen ángulo de fase y no dependen de la frecuencia. Un ejemplo clásico de aplicación de estas características es el conectar dos sistemas AC de alta tensión a larga distancia de cables aéreos o submarinos así como dos sistemas vecinos independientes con parámetros eléctricos incompatibles.

Una importante ventaja de la corriente continua de alta tensión (HVDC) es el bajo coste de transmitir potencias muy altas a distancias muy grandes. Una segunda gran ventaja es que las pérdidas son bastante bajas. La tercera gran ventaja es que se necesitan menos líneas, con menores requisitos de derecho de paso. Por ejemplo la transmisión de 12,000 Mw se puede conseguir con dos línea utilizando HVDC de 800 kV. Transmitir la misma potencia con 800 kV de CA requeriría 8 líneas.

2.1.2.2. Clasificación en función del nivel de voltaje de transmisión

En función del nivel de voltaje para transmitir la energía, las líneas se clasifican en:

- Líneas de transmisión de 69 kV

- Líneas de transmisión de 230 kV
- Líneas de transmisión de 138 kV
- Líneas de transmisión de 400 kV

En la actualidad, se cuenta con valores de voltaje de transmisión de hasta 800 kV.

2.1.2.3. Clasificación En función de su longitud

En función de su longitud, las líneas de transmisión se pueden clasificar en:

- Líneas cortas de menos de 80 km
- Líneas medianas de entre 80 y 240 km
- Líneas largas de 240 km y más

2.1.3. Sistema Nacional Interconectado (SNI)

La red de transporte de ETCEE opera en voltajes de 230, 138 y 69 kV en su red de transmisión y 34.5, 13.8 y 2.4 kV en los puntos de conexión de las redes de distribución.

Actualmente se cuenta ya con la ampliación al nivel voltaje de 400 kV al entrar en operación la interconexión Guatemala – México, que conecta las subestaciones de Brillantes en Guatemala y Tapachula Potencia en México. La Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE es la propietaria de la principal red de transporte de Guatemala, por medio de la cual se conectan los centros de generación y carga más importantes.

La red de acuerdo a su ubicación geográfica se puede dividir en tres áreas denominadas central, occidental y oriental.

2.1.3.1. Descripción del sistema

La red de 230 kV, comúnmente denominada red troncal, es de gran importancia para la operación del sistema debido a la ubicación geográfica y eléctrica de los grandes centros de consumo y producción de la energía.

Dicha red inicia en la planta hidroeléctrica Chixoy ubicada en el departamento de Alta Verapaz, y se extiende por medio de un doble circuito de 49.9 km, hasta la subestación Tactíc. Continúa en doble circuito de 76.7 km, hasta el área central en donde se conecta con las subestaciones Guatemala Norte, Guatemala Este y Guatemala Sur ubicadas en ciudad Guatemala. Continúa en doble circuito de 44.8 km, hasta las subestaciones Escuintla 1 y 2 ubicadas en el departamento de Escuintla, posteriormente se extiende por medio de un circuito sencillo hasta la subestación La Esperanza en el departamento de Quezaltenango.

Existe una línea de interconexión en 230 kV con El Salvador, la cual conecta las subestaciones Guatemala Este y Ahuachapán y tiene una longitud aproximada de 110 km. Entre las subestaciones Escuintla 1 y Guatemala Sur además existe una red en 138 kV en la que se conectan las plantas Marinalá y Palín 2.

Las subestaciones Guatemala norte, Guatemala este, Guatemala sur y Escuintla 1 son subestaciones de transformación desde las que se suministra aproximadamente un 62% de la demanda total del sistema.

La subestación Escuintla 2 no cuenta con equipos de transformación pero en ella se concentra una gran cantidad de generación instalada en la zona sur del país, entre las que destacan las plantas Enron (118.0 Mw), La Esperanza (129.5 Mw), Las Palmas (64.0 Mw), Sidegua (38.0 Mw), Tampa (80.0 Mw), Arizona (164.0 Mw), Aguacapa (80.0 Mw) y San José (136 Mw).







En el área occidental se suministra aproximadamente un 21% de la demanda total del sistema, la cual está conformada por una red longitudinal poco mallada, conectada al área central por medio de tres alimentadores, uno de 230.0 kV que conecta la subestación Escuintla 1 con Brillantes y dos más de 69 kV que conectan las subestaciones Guatemala sur con Chimaltenango y Escuintla 1 con El Jocote.

En esta área están instaladas las plantas generadoras Orzunil (27.0 MW), Canadá (47.3 Mw), Santa María (6.0 Mw), Central ZYM I (15.0 Mw) y El Porvenir (2.0 Mw), estas plantas son insuficientes para satisfacer la demanda local, por lo que el área occidental es dependiente del área central. Sus subestaciones más importantes son: Los Brillantes y La Esperanza, en las que se encuentran instalados bancos de transformación 230/69 kV, el resto son subestaciones de transformación reductoras que alimentan redes de distribución de 34.5, 13.8 y 2.4 kV.

En el área oriental se suministra aproximadamente un 17% de la demanda total del sistema y al igual que el área occidental, está conformado por una red longitudinal pobremente mallada que está alimentada por cuatro líneas de transmisión, una de 138 kV de la subestación Escuintla 1 hacia Chiquimulilla y tres más de 69 kV que van de Guatemala sur a La Vega, de Guatemala norte a Sanarate y de Tactíc hacia Matanzas.

Cabe mencionar que los equipos de transformación instalados en las subestaciones Guatemala norte, Guatemala sur, Guatemala este, Escuintla, Brillantes, La Esperanza, Tactic, Río Grande y El Progreso cuentan con cambiadores de tap bajo carga que pueden ser operados tanto de forma manual como automática y que tienen como fin apoyar la regulación de tensión en redes de 138 y 69 kV. Algunas de las nuevas subestaciones de distribución también cuentan con transformadores con cambiador de tap bajo carga, no obstante la mayoría solamente cuentan con tap variable en vacío, por lo que en gran cantidad de ellas se han instalado reguladores de voltaje en las barras de media tensión.

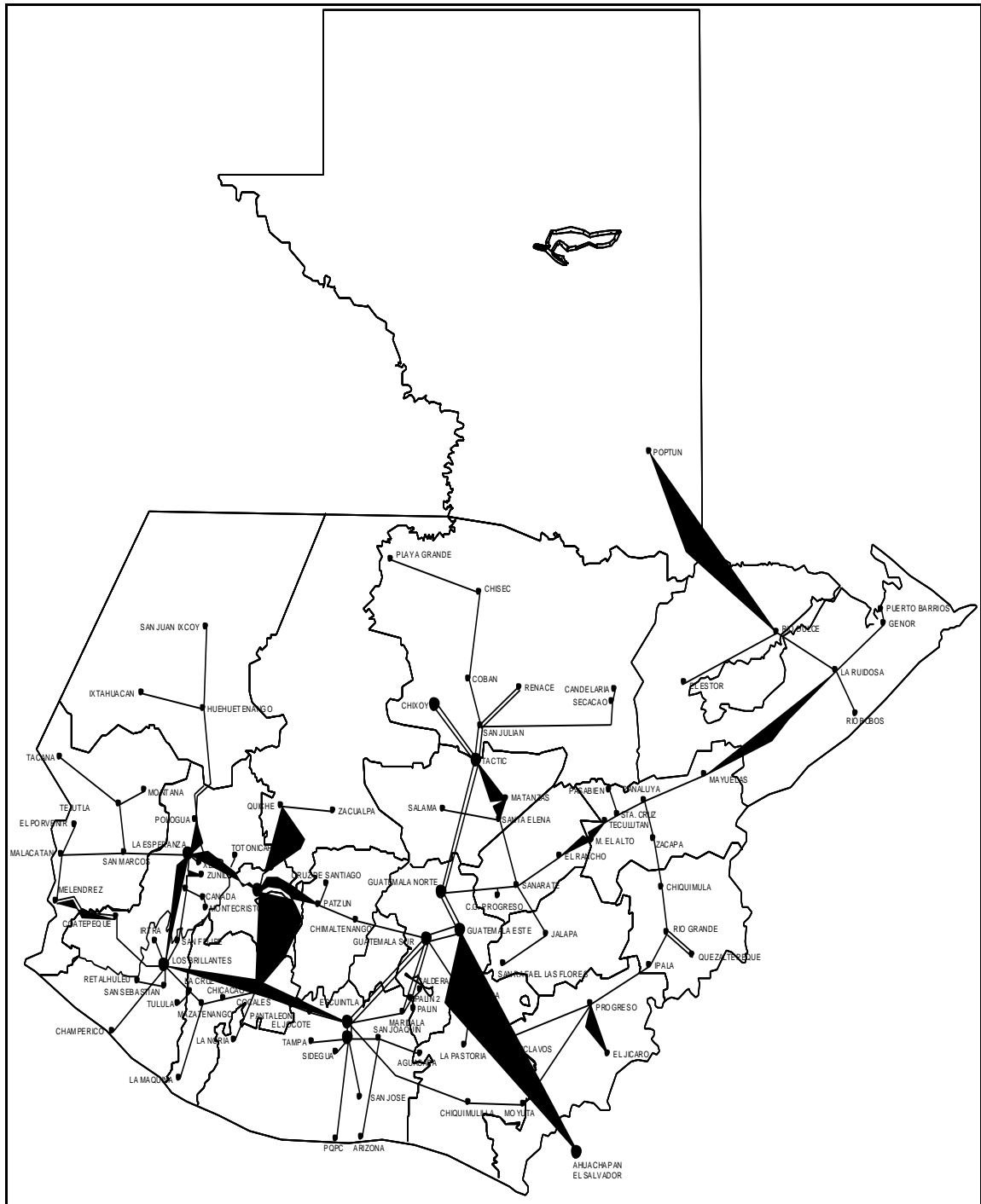
2.1.3.2. Características principales

- Nivel de Voltaje
 - Transmisión
 - 230 kV  (También llamada Red Troncal)
 - 138 kV 
 - 69 kV 
 - Alimentar redes de distribución
 - 34.5 kV 
 - 13.8 kV 
 - 2.4 kV 

- División geográfica
 - Área central 62% carga
 - Occidental 21% carga
 - Oriental 17% carga

- Generación
 - 36.6% Hidráulico, 63.4% térmico
 - Unidad mayor, San José 136 Mw

Figura 10. Ubicación geográfica de líneas de transmisión

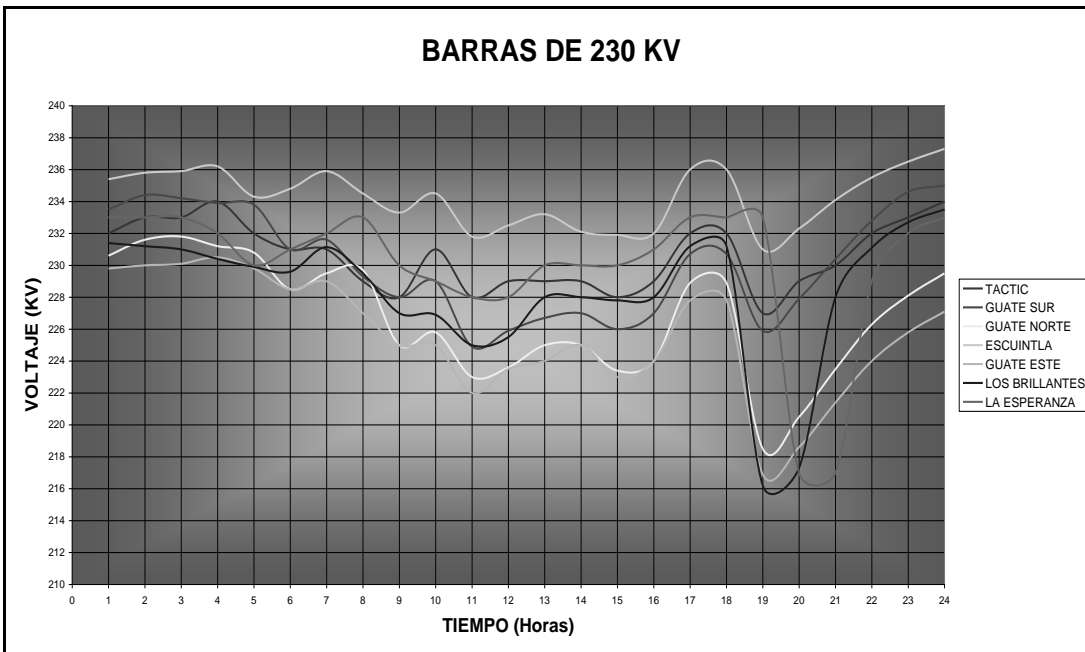


Fuente: Unidad de Planificación, ETCEE – INDE.

2.1.3.3. Regulación de voltaje en Sistema Central

- Barras 69 kV: el voltaje se mantiene con una adecuada regulación debido a la operación de cambiadores de tap y despacho de elementos de compensación.
- Barras 230 kV: el voltaje se deprime especialmente en horas de demanda máxima. Esto se debe a insuficiente reserva de potencia reactiva, tanto por la distribución generación – carga, como la topología de la red.

Figura 11. Perfil de voltaje 230 kV en sistema central



Fuente: Unidad de Planificación, ETCEE-INDE.

2.1.4. Normas aplicables

El objetivo de definir normas para el diseño y mantenimiento de líneas de transmisión, es establecer las disposiciones, criterios y requerimientos mínimos para asegurar que las mejoras y expansiones de las instalaciones de transmisión de energía eléctrica, se diseñen y operen, garantizando la seguridad de las personas y bienes, además de la calidad del servicio por parte de la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del Instituto Nacional de Electrificación (ETCEE-INDE).

Estas normas establecen los lineamientos necesarios para construir o ampliar los trabajos que sean necesarios a ejecutar en las líneas de transmisión.

En las líneas de transmisión de energía eléctrica, ETCEE-INDE debe utilizar materiales y equipos que cumplan con las normas nacionales y/o internacionales vigentes correspondientes tales como las normas IEC, ANSI e IEEE. Estos materiales y equipos deberán resistir y soportar las condiciones mínimas operativas tanto climáticas como ambientales, tales como salinidad, polución, vientos fuertes, etc., que garanticen la calidad del servicio conforme a las Normas Técnicas del Servicio de Distribución NTSD y Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones NTCSTS, elaboradas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica –CNEE-.

Para lo que concierne al diseño y mantenimiento de líneas de transmisión a cargo del Departamento Central de ETCEE – INDE, se describirán a continuación las normas que aplican en el ámbito que le corresponde.

2.1.4.1. NTDOST. Diseño eléctrico

El diseño eléctrico y trayectoria de un sistema aéreo de transporte de corriente alterna deberá considerar y cumplir como mínimo con los requisitos tales como: flujo de potencia, la estabilidad del sistema, la seguridad del sistema, la selección adecuada del nivel de tensión, selección de conductores, aislamiento y otros.

Las tensiones máximas de operación se diseñan con apego a las normas ANSI C84 y C92. En Guatemala las tensiones de transporte actualmente utilizadas son: 69, 138 y 230 kV; con las tensiones máximas de diseño: 72.5, 145 y 242 kV, respectivamente.

2.1.4.2. NTDOST. Inspección de líneas y equipo de transporte

Con esto se persigue garantizar la integridad y conveniente operación de las líneas y los equipos de una empresa de transporte lo cual es competencia de los mismos propietarios, por lo que se realizan inspecciones periódicas.

2.1.4.3. NTDOST. Mantenimiento del sistema de transporte

Por medio de la verificación de aspectos tales como: las distancias mínimas de seguridad, estado del sistema de tierras, vegetación próxima a conductores, inspección completa de las líneas.

2.1.4.4. NTDOID. Diseño de la ruta de la línea de transmisión

La optimización de la construcción de las líneas aéreas de energía eléctrica, requiere del diseño con la trayectoria de longitud mínima, sin menoscabo de la seguridad, operación, mantenimiento y accesibilidad.

2.1.4.5. NTDOID. Relaciones entre líneas

Cuando se considere la construcción de dos ó más líneas aéreas, o de una línea aérea con una de comunicaciones, utilizando las mismas estructuras, se debe cumplir con los siguientes requerimientos.

- La línea de mayor tensión debe quedar en la parte superior.
- Cuando se trate de líneas aéreas de suministro eléctrico y de comunicación, las primeras deben estar en los niveles superiores y conservar su misma posición en todo su trayecto, considerando las transposiciones necesarias de los conductores.
- La estructura debe diseñarse con la adecuada resistencia mecánica y de tal forma, que no obstruya los trabajos de mantenimiento.
- La distancia de seguridad de línea a línea debe estar de acuerdo a lo normado.

2.1.4.6. NTDOID. Accesibilidad a líneas aéreas

Para efectos de operación y mantenimiento, el diseño de las líneas aéreas deben ser accesibles, en cualquier época del año, al personal y equipo requerido.

2.1.4.7. NTDOID. Distancias mínimas de seguridad

Este tema cubre las distancias mínimas de seguridad, de las situaciones más comunes, de líneas aéreas de suministro eléctrico y de comunicaciones y tiene la intención de desarrollar una doble función bajo las condiciones de operación esperadas.

- Limitar la posibilidad de contacto por personas con los circuitos o equipos.

Tabla VII. **Distancias mínimas de seguridad verticales en conductores**

Naturaleza de la superficie bajo los conductores	Conductores suministradores en línea abierta arriba de 22 a 470 kV (m)	Conductores suministradores en línea abierta de 230 kV (m)
Vías férreas	8,1 + 0,01 m por cada kV arriba de 22 kV	10,70
Carreteras, calles, caminos y otras áreas usadas para tránsito	5,6 + 0,01 m por cada kV arriba de 22 kV	9,50
Aceras o caminos accesibles sólo a peatones	4,4 + 0,01 m por cada kV arriba de 22 kV	8,30
Aguas donde no está permitida la navegación	5,2 + 0,01 m por cada kV arriba de 22 kV	7,28
Aguas navegables incluyendo lagos, ríos, estanques, arroyos y canales con un área de superficie sin obstrucción de: Hasta 8 ha Mayor a 8 hasta 80 ha Mayor de 80 hasta 800 ha	6,2/8,7/10,5 ó 12,3 + 0,01 m por cada kV arriba de 22 kV	8,28/10,78/12,58 ó 14,38

Fuente: NTDROID. *Distancias de seguridad*. p.24.

2.2. Mantenimiento de líneas de transmisión

El mantenimiento no es una función cualquiera, produce un bien real, que puede resumirse en: capacidad de producir con calidad, seguridad y rentabilidad.

También se determina que el mantenimiento es un servicio que agrupa una serie de actividades cuya ejecución permite alcanzar un mayor grado de confiabilidad en los equipos, herrajes e instalaciones en general en un sistema de transmisión de energía eléctrica.

Los sensibles cambios que se han presentado en la última década en los mercados del sector eléctrico han provocado que términos y/o conceptos tales como: globalización, competencia, reducción de costos, servicio, etc., se confronten con seriedad para la permanencia de la empresa en su actividad específica de transmisión de energía eléctrica.

En el mercado eléctrico, a nivel nacional, se ha asistido a su desregulación, concesión de servicio; generación como actividad de riesgo comercial; competencia de precios y la constitución de entes reguladores con capacidad técnica y legal para el control de la actividad. Multas económicas por calidad y producto técnico deben ser consideradas en el funcionamiento de la empresa ETCEE – INDE. Lógicamente estos cambios, esta motivación del mercado por la competencia, reducción de precios con calidad y continuidad, han impactado a todas y cada una de las actividades de las empresas, incluyendo la actividad de mantenimiento.

El mantenimiento adecuado tiende a prolongar la vida útil de los bienes, a obtener un rendimiento aceptable de los mismos durante más tiempo y a reducir el número de fallas.

Actualmente la técnica de mantenimiento debe necesariamente desarrollarse bajo el concepto de reducir los tiempos de intervención sobre el equipo, con el fin de obtener la menor indisponibilidad para el servicio.

2.2.1. Mantenimiento predictivo

Este tipo de mantenimiento se basa en predecir la falla antes de que esta se produzca. Se trata de conseguir adelantarse a la falla o al momento en que el equipo o elemento deja de trabajar en sus condiciones óptimas. Para conseguir esto se utilizan herramientas y técnicas de monitores de parámetros físicos. Consiste en determinar en todo instante la condición técnica (mecánica y eléctrica) real de la máquina examinada, mientras esta se encuentre en pleno funcionamiento, para ello se hace uso de un programa sistemático de mediciones de los parámetros más importantes del equipo. Tiene como objetivo disminuir las paradas por mantenimientos preventivos y de esta manera minimizar los costos por mantenimiento y por no producción.

La implementación de este tipo de métodos requiere de inversión en equipos, en instrumentos y en la adecuada capacitación de personal.

2.2.1.1. Termografía infrarroja

Una de las técnicas de mantenimiento predictivo que a lo largo de los últimos años ha pasado a ser una de las más utilizadas por parte de las empresas de generación y transmisión de energía eléctrica es la de termografía infrarroja. Esta técnica permite detectar, sin contacto físico con el elemento bajo análisis, cualquier falla que se manifieste en un cambio de la temperatura sobre la base de medir los niveles de radiación dentro del espectro infrarrojo. En general, una falla electromecánica, antes de producirse, se manifiesta generando un intercambio de calor. Este calor se traduce habitualmente en una elevación de temperatura que puede ser súbita, pero, por lo general y dependiendo del objeto, la temperatura comienza a manifestar pequeñas variaciones.

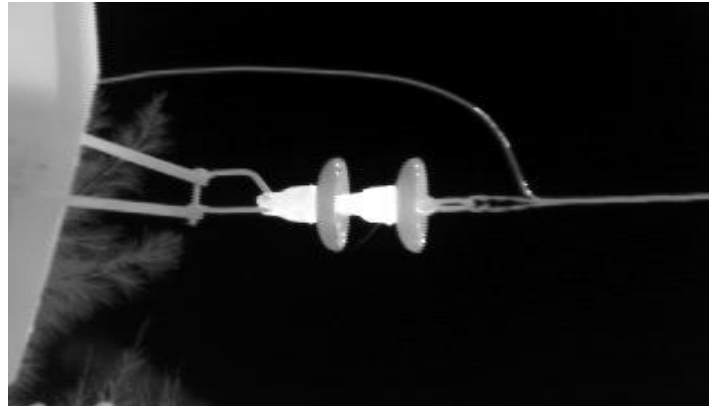
Si es posible detectar, comparar y determinar dicha variación, entonces se pueden detectar fallas que comienzan a gestarse y que pueden producir en el futuro cercano o a mediano plazo una salida de línea y/o un siniestro afectando personas e instalaciones. Esto permite la reducción de los tiempos de parada al minimizar la probabilidad de salidas de servicio imprevistas, no programadas, gracias a su aporte en cuanto a la planificación de las reparaciones y del mantenimiento. Los beneficios de reducción de costos incluyen ahorros de energía, protección de los equipos, velocidad de inspección y diagnóstico, verificación rápida y sencilla de la reparación, etc.

La inspección termográfica en sistemas eléctricos tiene como objetivo detectar componentes defectuosos basándose en la elevación de la temperatura como consecuencia de un aumento anormal de su resistencia óhmica. Las causas que originan estos defectos, entre otras, pueden ser:

- Conexiones flojas
- Conexiones afectadas por corrosión
- Suciedad en conexiones y/o en contactos
- Degradación de los materiales aislantes

Con la termografía se focalizan los problemas que deben ser corregidos bajo las técnicas convencionales y además, puede encontrar otros problemas que en circunstancias normales no serían detectados.

Figura 12. **Termografía de un aislador fallado**



Fuente: NDT, *Termografía en la industria*. p. 56.

2.2.2. Mantenimiento preventivo

Utiliza todos los medios disponibles, incluso los estadísticos; para determinar la frecuencia de las inspecciones, revisiones, sustitución de piezas claves, probabilidad de aparición de averías, vida útil, etc. Su objetivo es adelantarse a la aparición o predecir la presencia de las fallas.

Este tipo de mantenimiento surge de la necesidad de rebajar el mantenimiento correctivo y todo lo que representa. Pretende reducir la reparación mediante una rutina de inspecciones periódicas y la renovación de los elementos dañados, si la segunda y tercera no se realizan, la tercera es inevitable.

Este mantenimiento básicamente consiste en programar revisiones de los equipos que conforman las líneas de transmisión, apoyándose en el conocimiento de los equipos, herrajes y accesorios que las conforman y en base a la experiencia y los datos históricos obtenidos de las mismas y en base a esto se confecciona un plan de mantenimiento para cada línea de transmisión.

2.2.2.1. Procedimientos de mantenimiento preventivo en líneas de transmisión 230 kV

El Departamento Central de ETCEE – INDE realiza su programación de supervisiones pedestres de líneas de transmisión basándose en la importancia que estas tengan para el buen funcionamiento del SNI, por lo que principalmente se basa en el nivel de voltaje, potencia transmitida o la importancia de las subestaciones que interrelacionan en el sistema. Otros aspectos a considerar en la programación de supervisiones pedestres de las líneas son su longitud y cercanía al centro de trabajo de las cuadrillas de linieros que realizan la actividad.

Atendiendo estos criterios, el Departamento Central de ETCEE planifica la revisión pedestre de las líneas que tiene a su cargo de la siguiente forma.

Tabla VIII. **Revisiones en líneas de transmisión de ETCEE**

Línea de transmisión	Voltaje (kv)	Periodicidad de supervisión pedestre
Chixoy - Tactíc - Guatemala Norte	230	trimestral
Interconexión Guatemala - El Salvador	230	trimestral
Escuintla - Siquinalá - Brillantes	230	trimestral
Guate Norte - Guate Este - Guate Sur	230	trimestral
Escuintla - Guate Sur	230	bimestral
Escuintla - Jurún Marinalá	138	bimestral
Jurún Marinalá - Guate Sur	138	bimestral
Escuintla - Cocales	69	bimestral
EEGSA 1,2 ,3 y Antigua	69	bimestral

Fuente: elaboración propia.

A continuación se describen los aspectos a considerar en el mantenimiento preventivo de una línea de transmisión, el que se realiza mediante el proceso de una rutina de inspección pedestre periódica, con lo cual se pretende reducir las actividades de reparación con la renovación de los elementos dañados.

2.2.2.1.1. Estado físico del conductor

Se observa mediante binoculares u otros medios visuales el estado de los conductores en el tramo anterior a la estructura, con relación a hilos rotos y altas corrosiones, especialmente en las zonas cercanas a empalmes y grapas de remate, suspensión y/o amortiguadores.

2.2.2.1.2. Verificación de la nivelación del conductor

Comprobación visual, con pértiga aislada de medida, teodolito u otros medios, que los conductores del tramo anterior a la estructura, la diferencia de las flechas (combas) de una fase respecto a la otra, no sobrepase los valores normales.

2.2.2.1.3. Protector preformado

Con binoculares se observa u otros medios visuales, el estado del protector preformado del conductor, con relación a deformaciones en el trenzado, rotura de los hilos, con énfasis en la zona cercana a la grapa.

2.2.2.1.4. Amortiguador de conductor de fase

Observar con binoculares u otros medios visuales, el estado de los anti vibradores o amortiguadores del conductor, con relación a rotura o falta de ellos, especialmente para verificar si las vibraciones del conductor se transmiten en la zona cercana a la grapa.

2.2.2.1.5. Contrapesos

Con binoculares u otros medios visuales, observar el estado de los contrapesos del conductor, con relación a rotura o falta de ellos, especialmente para verificar si ejerce correctamente su función de mantener el conductor en el punto deseado y si la distancia de seguridad se conserva adecuadamente.

2.2.2.1.6. Estado físico del cable de hilo de guarda

Observar con binoculares u otros medios visuales, el estado del cable de hilo de guarda, en el tramo anterior a la estructura, con relación a deformaciones en el trenzado, rotura de los hilos, especialmente en las zonas cercanas a empalmes y grapas de suspensión y/o remate.

2.2.2.1.7. Verificación de la nivelación de la línea de guarda

Comprobación con binoculares u otros medios visuales, que la diferencia de la flecha del cable de línea de guarda en el tramo anterior a la estructura, con respecto a la flecha de los conductores de las fases, no sobrepasan los valores normales.

2.2.2.1.8. Amortiguador de hilo de guarda

Observar con binoculares u otros medios visuales, el estado de los anti vibradores o amortiguadores del hilo de guarda, con relación a rotura o falta de ellos, especialmente para verificar si las vibraciones del conductor se transmiten en la zona cercana a la grapa.

2.2.2.1.9. Estado de las conexiones de bajada a tierra

A través de binoculares u otros medios visuales, comprobar el estado de las conexiones de los cables de bajada a tierra, con el hilo del cable de guarda, con relación a conectores con alta corrosión, etc.

2.2.2.1.10. Estado físico del cable de bajadas a tierra

Observar con binoculares u otros medios visuales donde sea posible, el estado del cable de las bajadas a tierra, con relación a deformaciones en el trenzado y rotura de los hilos.

2.2.2.1.11. Existencia de varilla de tierra / contra antenas

Comprobar al pie de las estructuras de metal, el estado de las conexiones del cable de bajada a la varilla de tierra, con relación a la corrosión, oxidación, flojedad; así como carencia de la misma.

2.2.2.1.12. Medición de resistencia en puesta a tierra

Se mide con Telurímetro o medidor de tierra del tipo varilla o de gancho, la resistencia de la varilla de puesta a tierra, la cual se deberá efectuar de preferencia cuando el suelo se encuentre seco. La lectura no deberá ser mayor de 10 ohmios, de modo que la corriente producida por descargas electro atmosféricas sea drenada hacia el suelo efectivamente y no se produzcan flameos en los aisladores (esta medición no se realiza con frecuencia pero está contemplada dentro de la realización de un mantenimiento preventivo).

2.2.2.1.13. Objetos extraños en conductor o aislador del vano

Comprobar con binoculares u otros medios visuales, si existe algún objeto extraño en el conductor y/o aislador del vano anterior a la estructura como: alambres, barriletes, cintas, etc., que puedan presentar peligro para el buen funcionamiento de la línea el personal o para el sistema.

2.2.2.1.14. Objeto extraño en la estructura

Observar si existe algún objeto extraño sobre la estructura revisada en el tramo tales como: mantas, rótulos, señales de tránsito, cables de señal de televisión, etc., que puedan presentar peligro para el personal o para el sistema.

2.2.2.1.15. Marcador de líneas

Comprobación visual con binoculares u otros medios visuales, si existe marcador de línea en los tramos que se encuentran cercanos a pistas de aterrizaje, aeropuertos, etc., que puedan presentar peligro para la navegación aérea y riesgo para el sistema.

2.2.2.1.16. Distancias verticales mínimas entre cruzamientos de conductores

De ser necesario se comprueba mediante teodolito, equipo de medición digital, pértiga aislada telescópica de medida u otros medios, la distancia entre cruzamientos de conductores de 230 kV con líneas primarias, secundarias de cable telefónico, tirantes, etc.

Las distancias medidas no deben ser menores a los valores que se indican en las distancias mínimas de seguridad de las normas NTDOID.

2.2.2.1.17. Distancia de conductores a edificios

De ser necesario se comprueba mediante teodolito, equipo de medición digital, pértiga aislada telescópica de medida u otros medios, la distancia del conductor más cercano a edificios, techos, balcones, ventanas, rótulos y en general partes fijas o móviles.

Las distancias medidas no deberán ser menores a los valores que se indican en las distancias mínimas de seguridad de las normas NTDOID.

2.2.2.1.18. Distancia del conductor al suelo

Comprobar mediante teodolito, equipo de medición digital, pértiga aislada telescópica de medida u otros medios, la distancia de los conductores al suelo en el tramo anterior al poste, en la posición más cercana y en las condiciones más desfavorables (flecha máxima).

Las distancias medidas en las condiciones anteriores, no deberán ser menores a los valores que se indican en las distancias mínimas de seguridad de las normas NTDOID, cuando los conductores cruzan o cuelgan sobre los diferentes tipos de suelos.

2.2.2.1.19. Verificación del estado de la brecha de la maleza cerca de conductores

Comprobar que las malezas (no necesariamente árboles) cerca de los conductores, no alcancen a cubrir las distancias mínimas establecidas, ya sea por la topografía del suelo o por existencia de arbustos en muros paralelos a las líneas, que representen riesgo de contacto con cables energizados.

2.2.2.1.20. Verificar distancia de ramas al conductor

Observar que la distancia de la vegetación al conductor de fase más cercana en sus diferentes posiciones (arriba, al lado, debajo de y a través de) sea conforme se requiere en las normas, por lo que cualquier obstáculo (arbustos, ramas enredaderas u otros) dentro de dicha distancia, debe ser retirada. Además se observa si las ramas cercanas a los conductores presentan quemaduras, un notorio cambio de coloración de las hojas o daño que indique que el conductor ha estado en contacto con las ramas, debido a oscilaciones provocadas por el viento o al incremento de peso, debido al rebrote de follaje.

2.2.2.1.21. Tala de árboles debajo del conductor

Cuando se observen árboles debajo de las líneas y que su crecimiento afecte o amenace con interferir en las mismas, se recomienda la tala del mismo, tomando en cuenta la inaccesibilidad del área urbana en donde se facilite el manejo de la vegetación en una forma más constante.

2.2.2.1.22. Crecimiento de enredaderas en estructuras y tirantes

Observar el crecimiento de plantas de hábito trepador, cerca de postes, tirantes, soportes para tirante y otros que sirvan de sostén para que la vegetación de dichas plantas no alcance las líneas aéreas.

2.2.2.1.23. Estado de los empalmes

Comprobación con binoculares u otro medio visual, si es necesario, si los empalmes de los conductores del vano anterior al poste, presentan dobladuras o roturas que reduzca su capacidad mecánica, impidiéndoles cumplir su misión con seguridad.

2.2.2.1.24. Aisladores con alta contaminación

Por medios visuales, observar el grado de contaminación de los aisladores tipo poste y/o bandera, teniendo en cuenta si el material contaminante depositado, reduce en condiciones de humedad, sus características aislantes o que presente flameos o chisporroteos principalmente en horas de la noche o la madrugada.

2.2.2.1.25. Estado de las grapas de suspensión para aislador tipo poste

Por medio de binoculares u otros medios visuales, si es necesario, el estado de las grapas de suspensión para aislador, comprobando si presenta dobleces o roturas, corrosión avanzada, falta de pasadores de seguridad, tornillos, tuercas y arandelas de presión, que reduzcan su resistencia mecánica.

2.2.2.1.26. Flameo o rotura de aisladores

Observar con binoculares u otros medios visuales, los posibles flameos, roturas o grietas en la superficie de los aisladores que pueda dar indicio a fallas en el aislador en condiciones de humedad.

2.2.2.1.27. Anillos corona en mal estado

Comprobación visual mediante binoculares u otros medios visuales, si los anillos para distribución uniforme del campo eléctrico y/o efecto corona, presentan alto grado de corrosión, rotura o inexistencia de los mismos.

2.2.2.1.28. Estado de las grapas de suspensión en las cadenas de aisladores

Observar con binoculares u otros medios visuales, si es necesario, el estado de las grapas de remate o de suspensión de las cadenas de aisladores, si presenta dobleces o roturas, corrosión avanzada, falta de pasadores de seguridad, tornillos, tuercas y arandelas de presión, que reduzcan su resistencia mecánica.

2.2.2.1.29. Estado de los discos de las cadenas de aisladores

Comprobar mediante binoculares u otros medios visuales, si las cadenas de remate o de suspensión, presentan alto grado de contaminación, desgaste, rajaduras, flameado parcial o totalmente destruido, que les impida cumplir su función aislante con seguridad.

2.2.2.1.30. Estado de los puentes de los conductores de la línea

Comprobación mediante binoculares u otros medios visuales, el estado de los puentes en cruces de líneas, en lo referente a rotura de hilos o corrosiones.

2.2.2.1.31. Longitud de puentes en cruces de líneas

Comprobar visualmente que la longitud de los puentes de las líneas, sea lo suficientemente amplia y la conformación sea la adecuada, como para poder cortar y realizar un empalme sin necesidad de cambiarlo, y que esté dentro de lo permitido por las distancias mínimas de seguridad, fase a tierra o entre líneas.

2.2.2.1.32. Estado físico de los herrajes en líneas

Mediante binoculares u otros medios visuales, comprobar si es necesario, el estado de los herrajes utilizados en las líneas de 230 kV, si presentan alto grado de oxidación, corrosión, pérdida del galvanizado, flojedad, dobladura en abrazaderas, tornillos, arandelas, hembras de extensión, eslabones, pasadores, bayonetas, etc.

2.2.2.1.33. Estado físico del poste de concreto

En caso de estructuras en línea 230 kV de poste de concreto se observará toda la superficie del poste, comprobando si existen grietas o roturas del concreto que presupongan un próximo afloramiento del hierro, penetración de agua hasta el poste o la existencia propia del afloramiento parcial de varillas en grado parcial o total.

2.2.2.1.34. Poste de concreto desplomado

Observar y medir con clinómetro o plomada que el poste de concreto mantenga su posición y que no esté desplomado un ángulo mayor de 2°, con respecto a la vertical en cualquier dirección.

2.2.2.1.35. Estado físico del poste metálico

En caso de estructuras de línea en 230 kV con poste de metal se observará mediante binoculares u otros medios visuales, si el poste metálico presenta algún grado de oxidación, desplome pérdida del galvanizado o dobladura que reduzcan sus características mecánicas.

2.2.2.1.36. Poste metálico desplomado

Comprobar y medir con clinómetro o plomada que el poste metálico mantenga su posición y que no esté desplomado un ángulo mayor de 2°, con respecto a la vertical en cualquier dirección.

2.2.2.1.37. Numeración de estructuras

Observar que las estructuras estén debidamente identificadas y que la numeración sea completamente legible.

2.2.3. Mantenimiento correctivo

Es el mantenimiento que se ocupa de la reparación una vez se ha producido el fallo y la salida de servicio de una línea de transmisión. Dentro de este tipo de mantenimiento se puede contemplar dos tipos de enfoques.

2.2.3.1. Mantenimiento paliativo o de arreglo

Este se encarga de la reparación temporal del funcionamiento, aunque no quede completamente en estado óptimo de funcionamiento la estructura o tramo de línea de transmisión afectado.

En este caso se describe la reparación de una estructura de soporte siniestrada o un tramo de línea de transmisión que haya colapsado, la cual es reparada con la finalidad de restablecer el servicio de fluido eléctrico en el menor tiempo posible debido a la necesidad de restablecer el servicio, aunque con esto se corra el riesgo de poner en funcionamiento la línea con estructuras provisionales las cuales pudieran no cumplir al 100% con las características y especificaciones del material idóneo o un vano de línea no cumpla con las normas en cuanto a libranzas.

2.2.3.2. Mantenimiento definitivo o de reparación

Este se encarga de la reparación definitiva propiamente. Es obvio que este tipo de mantenimiento resulte ser el más caro para una empresa debido a las grandes inversiones en materiales, contratación de empresa privadas, las pérdidas que representan tener a una línea fuera de servicio, etc. Este mantenimiento trae consigo las siguientes consecuencias.

- Salidas de servicio no previstas de una línea de transmisión, disminuyendo las horas operativas.
- Afecta las demás líneas de transmisión y centros de generación del SNI debido a la readecuación del flujo de carga.
- Presenta costos por reparación y adquisición de materiales no presupuestados.
- El tiempo que esta el sistema fuera de operación no es predecible, por lo tanto no puede planificarse.

2.3. Técnicas de mantenimiento para líneas de transmisión

Básicamente existen dos técnicas para el mantenimiento de líneas de transmisión, siendo estas con línea energizada o con línea desenergizada.

2.3.1. Antecedentes históricos

Aunque el mantenimiento de líneas de transmisión en vivo a menudo es considerado un procedimiento de uso reciente en la industria de la energía eléctrica, los precursores de los métodos modernos y sus herramientas para línea en vivo hicieron su aparición en el año de 1913. Las primeras herramientas fueron de fabricación casera, por medio de procedimientos rudimentarios, de aspecto voluminoso. Sin embargo, esto provocó el desarrollo de las herramientas actuales que son eficientes y prácticas.

En 1959, se introdujeron las herramientas para líneas vivas como pértigas fabricadas de fibra de vidrio. La fibra de vidrio consiste en capas de fibra de vidrio con resina envuelta alrededor de un núcleo de espuma de plástico, formado una sola unidad a una temperatura constante.

Este material es muy resistente a la absorción de la humedad y resistente a los daños mecánicos. La introducción de la fibra de vidrio en herramientas de trabajo en línea viva provocó un gran avance y un aumento en la funcionalidad de las mismas y en la actualidad permite desarrollar trabajos de mantenimiento en vivo en voltajes de 345, 500 y 765 kV.

La industria eléctrica escuchó por primera vez sobre la técnica denominada mano libre para trabajos en líneas energizadas a finales de 1960. Concebido por Ingenieros Eléctricistas con experiencia en alta tensión, la técnica mano libre fue desarrollada y perfeccionada en amplias pruebas de campo y de laboratorio en la compañía de alta tensión *Ohio Brass*.

La técnica manos libres para trabajos en líneas vivas fue desarrollada como resultado de:

- Los niveles de carga cada vez mayores
- Herramientas engorrosas para líneas vivas
- La falta de facilidades de servicios o de seguridad

La técnica manos libres para líneas vivas es un método alternativo de mantenimiento en línea viva. Las pértigas y la cuerda no conductiva son componentes necesarios en la mayoría de los procedimientos con manos libres.

Básicamente hay dos formas de realizar los mantenimientos de una línea de transmisión.

- Con la línea desenergizada
- Con la línea energizada o con tensión

El escoger una de estas dos formas para realizar los trabajos depende de diversas circunstancias tales como el grado del desperfecto a reparar, en ocasiones es imposible pensar trabajar bajo tensión. Otro aspecto que determinará el modo de realizar el mantenimiento es si las instalaciones permiten respetar las distancias mínimas de acercamiento que deben guardarse al realizar un trabajo con línea energizada, o si también, en el caso del cambio de cadenas de aislamiento dañado, exista la cantidad mínima de campanas de aisladores que mantengan la distancia mínima permitida de tierra hacia el punto energizado, dependiendo esto también del nivel de voltaje en que se trabaje.

A continuación se describen estas dos maneras de realizar los mantenimientos en líneas de transmisión.

2.3.2. Técnica con línea desenergizada

Esta técnica es utilizada cuando existe la posibilidad de sacar de servicio una línea y con esto poder realizar los trabajos de una manera más rápida y segura. Otra razón para utilizar esta técnica es cuando las condiciones de trabajo no permitan que se puedan respetar las distancias mínimas de acercamiento con la línea energizada.

2.3.2.1. Procedimiento de trabajo

Para desarrollar esta técnica se debe de observar el siguiente procedimiento.

- Comprobar mediante un detector de voltaje la ausencia de tensión en cada una de las fases del circuito a trabajar recordando que el equipo no aterrizado es equipo no desenergizado.
- Antes de iniciar los trabajos y una vez recibida la línea o parte de la misma en licencia, se puede en corto circuito y a tierra en ambos lados y lo más cerca posible del lugar de trabajo, asegurándose de que las tomas de tierra estén bien sujetas y que hagan buen contacto, colocándose los avisos correspondientes.
- Para poner a tierra la línea de transmisión debe conectarse primeramente los conductores de puesta a tierra a la toma de tierra y a continuación mediante pértigas de escopeta o universales con los accesorios adecuados, conectarlos al conductor de la línea. Para quitar la tierra se procede a la inversa y los conductores de los puentes de puesta a tierra debe ser del calibre adecuado.
- Cuando se trabaja a potencial de tierra es importante asegurarse que el trabajador se encuentra a salvo bajo algún voltaje de paso o toque.
- Si se manejan objetos metálicos conductores cerca de una línea de transmisión energizada estos pueden estar cargados por inducción recibiendo una descarga al tocarlos.

- Cuando se trabaja en las proximidades de otros conductores energizados u objetos, el liniero debe conocer las distancias a las que se encuentran otros puntos de tierra o de potencial diferente al que se encuentre trabajando, esto es con el fin de eliminar movimientos inadvertidos.
- A la terminación del trabajo se restablece el servicio de una línea en licencia cuando se tenga la seguridad de que no se quede alguien trabajando en dicha línea.

2.3.2.2. Puesta en servicio de línea de transmisión

Las operaciones que conducen a la puesta en servicio de una línea una vez terminado el trabajo se hará en el siguiente orden:

- En el lugar de trabajo, se retira las puestas a tierra y el material de protección complementario.
- El jefe de cuadrilla o responsable del grupo, después de un último reconocimiento, avisa que el trabajo ha concluido.
- En las instalaciones extremas, una vez recibida la comunicación de que se ha terminado el trabajo, se retira las puestas a tierra, el material de señalización y se retiran los bloqueos de los aparatos de corte y maniobra con lo que queda todo dispuesto para restablecer el servicio.

2.3.2.3. Prácticas de aterrizamiento

Cuando se está trabajando en una línea de transmisión desenergizada y ésta es accidentalmente energizada, si las tierras no están adecuadamente conectadas, la corriente que fluye a través de las partes aterrizadas puede ocasionar niveles de voltaje peligrosos entre los diferentes puntos de tierra. El valor del voltaje que se presenta en el lugar de trabajo dependerá de factores tales como el valor de corriente de corto circuito de la línea, de la localización de las tierras auxiliares con respecto al sitio de trabajo, del número de fases aterrizadas y de la integridad del cable de las conexiones a tierra, entre otras.

Existen dos formas de proteger el área de trabajo: a) aterrizar en las estructuras adyacentes a la estructura de trabajo o b) aterrizar sobre la estructura en la que se está trabajando. En el primer caso el personal que se encuentra sobre la superficie del suelo está a salvo de los voltajes de paso o de toque que pudieran generarse. Sin embargo, el liniero que ubicado en la línea está expuesto a un sobre voltaje si el claro entre estructuras es considerablemente largo. En el segundo caso el liniero en la línea se encuentra seguro y el personal de piso se encuentra expuesto a un sobre voltaje.

En líneas desenergizadas se aconseja puestas a tierra de punto doble (en ambas estructuras adyacentes al sitio de trabajo: conectar con puentes las tres fases y poner a tierra) más una puesta a tierra personal en el punto de trabajo (de cualquiera de las fases a una barra puesta a tierra, ubicada por debajo de los pies del liniero). En sistemas sin neutro, se aconseja conectar los cables de bajada a electrodos helicoidales de puesta a tierra instalados a por lo menos 20 pies de las estructuras y con barricadas.

Se considera aceptable la puesta a tierra de punto simple solo en tareas de mantenimiento donde no haya que cambiar puestas a tierra (solamente en el sitio de trabajo: conectar todas las fases con puentes y poner a tierra, más la puesta a tierra personal como se indica arriba).

Es claro que la forma de aterrizamiento, marca un compromiso entre el personal que labora en piso y el que labora en la estructura. Sin embargo, en el segundo caso, el personal de piso puede alejarse de la estructura y así disminuir el riesgo de trabajo.

2.3.2.4. Prácticas de seguridad para el trabajo

Entre las razones para la instalación de puestas a tierra temporales para proteger al personal que trabaja en líneas desenergizadas, se incluyen lo siguiente.

- Tensión inducida de líneas energizadas adyacentes
- Inducción por corrientes de falla en líneas adyacentes
- Impacto de rayos en cualquier parte del circuito
- Falla de los equipos de maniobra o errores humanos
- Contacto accidental con líneas adyacentes

Como cualquiera de estos factores puede ocasionar una re-energización del circuito, se debe considerar que siempre existe un riesgo potencial e imponer reglas estrictas de puesta a tierra temporal en el trabajo. En las cuadrillas de linieros se aconseja a menudo, por experiencia, tener en cuenta lo siguiente: si no puede ver los dos extremos, la línea está energizada y si no está puesta a tierra, no está desenergizada.

2.3.2.5. Procedimientos aconsejados

Para que los trabajos de mantenimiento se realicen atendiendo las normas de seguridad, es importante tener en cuenta los siguientes pasos para la colocación de puestas a tierra temporales.

2.3.2.5.1. Primer paso: pruebas

Antes de instalar los equipos de puesta a tierra, confirmar con un instrumento que el circuito donde se trabajará ha sido intencionalmente desenergizado. Para verificar si la línea está o no energizada, pueden utilizarse los siguientes instrumentos: indicador de tensión auto-rango, indicador de tensión digital y detector de tensión multi-rango.

2.3.2.5.2. Segundo paso: limpieza

Para una buena conexión, eliminar el óxido y contaminantes del conductor, barras o puntos de contacto en torres de acero. Los cepillos de alambre facilitan esta tarea; además, las mandíbulas aserradas de las grapas ayudan a romper la capa superficial contaminada.

2.3.2.5.3. Tercer paso: conexión

Las pértigas aisladas para grapas son las herramientas apropiadas para la colocación de grapas de puesta a tierra. Para lograr un ajuste adecuado en la conexión se debe disponer de pértigas para grapas de diversos largos y tipos.

2.3.3. Técnica con línea energizada

En esta sección se describirán las distintas técnicas de mantenimiento para líneas energizadas, las cuales se diferencian en función de las ubicaciones que puede adoptar el liniero con respecto a la línea. De acuerdo a esa posición y el potencial con respecto a la línea de transmisión, el liniero se puede encontrar trabajando en tres diferentes situaciones.

- Trabajando con potencial de tierra
- Trabajando a medio potencial
- Trabajando a potencial de línea

2.3.3.1. Técnica a potencial de tierra o a distancia

En este caso el liniero se encuentra a nivel del suelo, sobre la estructura que soporta al conductor energizado o sobre alguna plataforma metálica. El liniero desarrolla su trabajo utilizando herramientas aisladas y la seguridad del liniero depende de su buena conexión a tierra. Si el liniero se encuentra en el suelo debe tener precaución de no exponerse a un voltaje de paso o de toque.

Los trabajadores y equipo de apoyo (escaleras, líneas de mano, etc.) utilizados en la técnica a distancia se considera que están a potencial de tierra. Las escaleras aisladas y las plumas o brazos de grúas no requieren pruebas dieléctricas preoperatorias.

Antes de realizar la técnica de trabajo a distancia, el supervisor u otra persona designada realiza lo siguiente.

- Obtener y leer la orden de trabajo para línea viva.
- Determinar que existen las distancias eléctricas adecuadas de fase a fase y fase-tierra para poder ascender a trabajar en el voltaje al que se estará trabajando.

Se limpian las herramientas aisladas y se debe indicar o marcar para el voltaje en que se estarán utilizando. Se deberán utilizar mediciones actualizadas para determinar la ubicación de las partes energizadas y a potencial de tierra en las vecindades de los trabajos programados.

2.3.3.1.1. Distancia mínima de acercamiento

Los trabajos que se realicen cerca de una línea de transmisión energizada o las maniobras de mantenimiento que se efectúen sobre la misma tienen ciertas restricciones de operación debido a los campos electromagnéticos sobre los equipos que se utilizan.

Por otro lado, el alto voltaje que soporta la línea y los disturbios dinámicos a los cuales puede estar sometido el sistema, implican algunas consideraciones de importancia en cuanto a las precauciones que se deben tomar para evitar accidentes.

Uno de los puntos más importantes a considerar es la distancia mínima a la que se puede acercar un objeto a la línea. La rigidez dieléctrica del aire determina la distancia de aislamiento mínima para un voltaje dado.

Esta se define como la distancia mínima que dos cuerpos con un gradiente de potencial entre ellos, pueden acercarse antes de que el voltaje rompa la rigidez dieléctrica del aire.

La distancia mínima de trabajo es obtenida de la distancia mínima de aislamiento en aire para el voltaje de la línea más un factor por movimientos inadvertidos; este factor varía de país a país. De acuerdo a esto el personal que esté al potencial de tierra deberá mantenerse ellos mismos y cualquier objeto que llevan (excepto las herramientas aisladas para líneas vivas), fuera de las distancias mínimas de acercamiento.

2.3.3.1.2. Reemplazo de aislamiento dañado

La decisión de reemplazar los aisladores se basa generalmente en la localización de daños visibles tales como grietas, roturas o flameados (descarga disruptiva). Las faldas rotas a menudo todavía tienen un grado de aislamiento, pero debe considerarse eléctricamente defectuosas hasta que se verifique por medio de alguna prueba. Por otro lado, los aisladores que no muestren algún daño mecánico pueden fallar eléctricamente.

Esto ocurre principalmente en las cadenas de aisladores de tensión. Por lo tanto, las cadenas de aisladores colocadas en estructuras de tensión (de remate o de ángulos) deberán ser probadas para asegurarse que el aislamiento está eléctricamente defectuoso e identificarlos antes de la sustitución, mediante la técnica a distancia. También se recomienda que las cadenas de aisladores de suspensión se pongan a prueba ya que para el reemplazo de aisladores no poliméricos estos deben ser eléctricamente probados antes de la instalación.

Si la cadena de aislante tiene por lo menos el número mínimo requerido de aisladores en buen estado, la cadena puede ser trabajada con la técnica a distancia. De lo contrario, la cadena de aisladores puede sólo ser sustituida en condiciones de línea desenergizada. El número mínimo requerido de aisladores en buen estado varía con el tipo de estructura, tipo de aislante, altitud, máximo sobre voltaje transitorio previsto y especificaciones de diseño de línea.

Cualquier número de campanas en una cadena de aisladores puede ser aceptado para desarrollar trabajos en vivo siempre que la distancia eléctrica mínima de acercamiento no sea inferior a la requerida en lo especificado. El número mínimo requerido de aisladores en buenas condiciones en una cadena se incrementa de acuerdo con las condiciones climáticas (por ejemplo, a gran altitud, humedad alta, etc.) Las campanas de porcelana defectuosas retienen del 20 al 75 por ciento de su fuerza dieléctrica en condiciones secas, a menos que estén perforadas.

2.3.3.1.3. Aisladores poliméricos

Los requisitos de prueba indicados para aisladores no poliméricos no se aplica a los aisladores de polímero para la técnica a distancia. Los aisladores de suspensión de polímero deben ser inspeccionados visualmente para verificar la continuidad de sus componentes de carbono y de inspección audible por el efecto corona, sobre todo en la interfaz de la barra de polímero y la falda del aislador. Si hay un indicio al verificar la continuidad de sus partes de carbono, daños mecánicos graves, o corona, el circuito se debe desenergizar antes de realizar cualquier trabajo.

2.3.3.2. Técnica a medio potencial

En este caso el liniero se encuentra aislado de la estructura de soporte de la línea o de cualquier punto de tierra mediante algún accesorio tal como plataformas aislantes, escaleras, zapatos, o algún otro medio aislante, utilizando herramientas aisladas. La seguridad del liniero depende del aislamiento hacia el punto de tierra y hacia la línea energizada.

En ningún caso la distancia entre el liniero y la línea, más la distancia entre la estructura y el liniero, debe ser menor a la distancia de seguridad mínima para el voltaje en que se está trabajando. Antes de volver a potencial de tierra, el liniero debe tocar la estructura con algún elemento conductor a fin de ponerse a potencial de tierra. El liniero nunca debe tocar la estructura directamente con la mano ya que se arriesga a sufrir alguna descarga.

En esta técnica de trabajo el liniero de líneas vivas está colocado sobre una escalera aislada, dentro de la canasta de grúa y utilizando ya sea guantes aislantes o pértigas para maniobrar sobre el conductor de línea, esto dependiendo del grado de voltaje en el que se trabaje. Cuando se pasan objetos conductores a un liniero que se encuentra a medio potencial se debe tener el cuidado de no infringir las distancias mínimas de aislamiento.

Para eliminar el riesgo de una descarga eléctrica el liniero debe enlazar primero el material conductor o regresar a potencial de tierra.

2.3.3.3. Técnica a potencial de línea

En este caso el liniero es colocado a potencial de línea y debe estar perfectamente aislado de tierra o cualquier potencial diferente al de la línea energizada. El liniero desarrolla su trabajo utilizando un traje conductor especial con herramientas conductoras, la seguridad del liniero depende del nivel de humedad del ambiente, de la limpieza y buen estado del traje conductor así como de sus herramientas.

La corriente máxima permitida para trabajar a potencial de línea es de 130 mA; sin embargo, la corriente de fuga normal para el trabajo es de 20 a 50 mA. Por seguridad, si la corriente de fuga entre la estructura de soporte de la línea energizada y la escalera es mayor a 100 mA, el liniero no debe ponerse a potencial de la línea, ya que es muy probable que la corriente de fuga se incremente hasta alcanzar el nivel máximo permitido.

En esta técnica el liniero debe ser aislado de tierra o cualquier otro potencial diferente al de la línea. El liniero debe vestir apropiadamente el traje conductor cuidando que todo su cuerpo, incluyendo la totalidad del casco protector, se encuentre cubierto por el traje y capucha.

No se deben usar guantes de cuero sobre los guantes conductores, ya que los arcos de inducción pueden quemar los guantes de cuero y estos dañar los guantes conductores. Se recomienda utilizar guantes de algodón sobre los guantes conductores para su protección. Las colas del traje conductor deben ser enrolladas y guardadas dentro de las bolsas del traje, ya que estas colas son conductores y pueden provocar un arco sobre el liniero.

Al conectarse el liniero a la línea, debe estar de frente al conductor, las colas del traje aseguradas en las dos manos para conectarse llevando ambas manos al frente. Toda herramienta que se le envíe al liniero debe colocarse al mismo potencial que se encuentra este antes de que las tome.

Cuando se trabaje en proximidades de otros conductores u objetos, el liniero debe conocer las distancias a las que se encuentran otros puntos de tierra o de potencial diferente al que se encuentre, esto con el fin de eliminar movimientos inadvertidos.

Los trabajadores que utilizan la técnica a potencial se considera que se encuentran en todo momento al potencial del circuito de energía cuando se esté realizando el trabajo y deben mantener las distancias mínimas de acercamiento especificadas en los apartados correspondientes.

Antes de realizar la técnica a potencial, el supervisor u otra persona designada debe:

- Obtener y leer la orden de trabajo para línea viva.
- Determinar que existen las distancias necesarias y adecuadas de fase a fase y fase-tierra y los espacios de trabajo para la tensión a la que se está trabajando.

Las herramientas aisladas se deben limpiar previo a ser utilizadas y las escaleras aisladas debe ser probadas antes de su uso. Las distancias reales mínimas de aproximación se ponen en práctica para determinar la localización de las partes energizadas o aterrizadas en las vecindades o alrededores del área de trabajo.

Antes de colocar escaleras aisladas o sobrecargar los conductores, el conductor debe ser inspeccionado para determinar los daños que pudiera tener, tales como accesorios de suspensión gastados, daños por disparos, etc. Antes de utilizar la escalera de viaje, se inspeccionan los puntos de sujeción estática en el lado de la estructura y se deberán instalar las mordazas de seguridad.

Cuando sea necesario que un ingeniero o cualquier otra persona participe en una prueba específica o un programa de inspección que impliquen el uso o apoyo de equipo aislado para personal, el ingeniero o especialista debe ir acompañado de un técnico certificado y debe haber recibido la instrucción suficiente para realizar las inspecciones y pruebas de seguridad.

2.3.3.3.1. Herramientas y equipos

En este numeral se mencionarán los equipos, tales como grúas con canasta, y las características que deben tener para poder utilizarse en trabajo a Potencial. Estos dispositivos aéreos deberán tener la rigidez dieléctrica necesaria para la tensión a que se está trabajando.

Los aparatos aéreos aislados utilizados en la técnica a potencial deben cumplir con los siguientes requisitos.

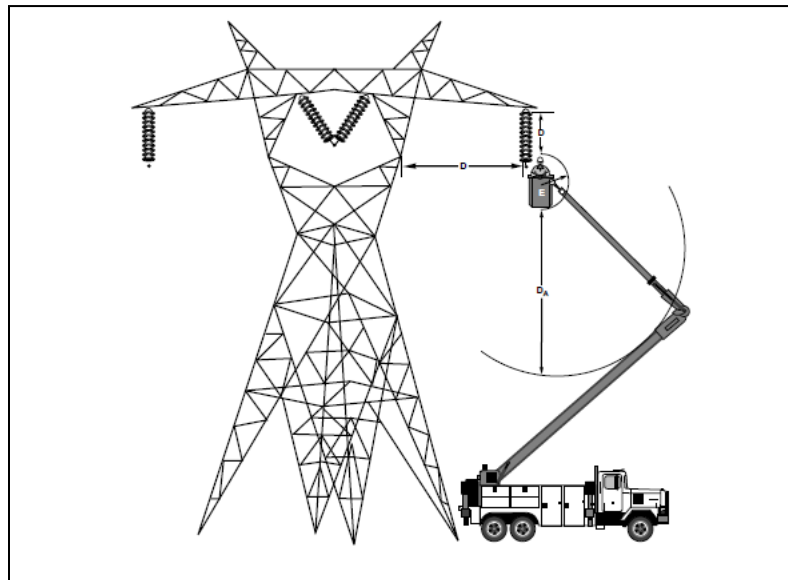
- Este equipo se utiliza para realizar mantenimientos de línea de acuerdo con las instrucciones del fabricante del mismo.
- A fin de evitar formación de arcos que afecten el funcionamiento del sistema hidráulico del equipo, los controles de la grúa en su plataforma están equipados con válvulas de retención y válvulas de alivio apropiadas para el efecto, logrando con esto que no ocurra un embrague en el motor del sistema hidráulico y así evitar situaciones que amenacen la seguridad de los trabajadores. Estas características del equipo se deben ajusta a las normas ANSI A92.2 1990.
- Las canastas de la plataforma de soporte de los dispositivos aéreos aislados deben ser de fibra de vidrio.

2.3.3.3.2. Distancias mínimas de aproximación

Un dispositivo de medición no conductivo y de uso sencillo debe ser utilizado por un liniero para verificar en todo momento las distancias mínimas de aproximación. Al acercarse a equipos de energía desde un dispositivo aéreo como se muestra a continuación, la distancia (DA) entre la ubicación de los trabajadores (E) y cualquier parte del tramo no aislado de la pluma debe ser mayor o igual a la distancia mínima fase-tierra.

Cuando un trabajador está accediendo a la fase energizada desde fuera de la estructura de soporte, como se muestra, la distancia D, entre la ubicación de los trabajadores, y cualquier parte del equipo a tierra, debe ser mayor o igual a la distancia eléctrica mínima de aproximación.

Figura 13. **Liniero aproximándose a cadena de aisladores desde fuera de la estructura**



Fuente: *Department Of Energy, USA, Live Line Maintenance.* p. 45.

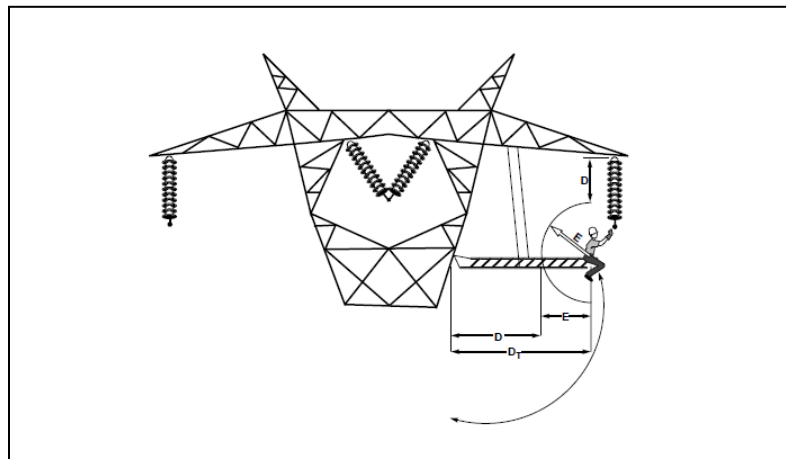
Si la estructura no tiene las distancias mínimas totales requeridas, la línea debe ser trabajada por el método a distancia o trabajada desenergizada. Las escaleras aisladas deben estar aseguradas y posicionadas para proporcionar la distancia mínima de fase a tierra especificada, más una distancia adicional que dé seguridad y comodidad al liniero.

Estas distancias varían y dependen del desarrollo del procedimiento de acercamiento al punto de trabajo y se han definido para los siguientes casos.

- El liniero y la escalera aislada son balanceados o izados dentro del espacio que existe entre la estructura y el conductor energizado como se muestra en la figura 17. Cuando se emplea este procedimiento, el trabajador debe salir de la escalera la distancia eléctrica mínima de acercamiento más 1.2 metros (4 pies). El trabajador debe permanecer en esta ubicación en la escalera hasta que la escalera se iza o se mueve a una distancia eléctrica mínima de acercamiento fuera del conductor energizado o de alguna pieza del equipo que esté energizado.
- El liniero aislado colocado sobre la escalera es llevado al conductor energizado por la parte exterior como se muestra en la figura 18. Cuando se emplea este procedimiento, el trabajador debe mantenerse a una distancia mínima de fase a tierra especificada previo a que la escalera se esté izando o colocarlo en posición de trabajo. El trabajador debe permanecer en este lugar de la escalera hasta después de que la escalera se iza o se ubica fuera de la distancia eléctrica mínima lejos el conductor o parte de la estructura que esté energizada.

- Para escaleras montadas en una posición fijada entre una fase energizada y un punto a tierra, la longitud del claro de la escalera entre el soporte de apoyo y el punto de contacto con la fase debe ser la mínima distancia del aproximación más 2.4 metros (8 pies) antes de que el trabajador puede pasar en la escalera como se muestra en la figura 19. La escalera no debe acercarse al punto de contacto (extremo energizado) pero debe estar firmemente apoyada sobre la estructura (extremo desenergizado).

Figura 14. **Escalera aislada, liniero maniobrando entre la estructura y el conductor**



Fuente: *Departmet Of Energy, USA, Live Line Maintenance*. p. 46.

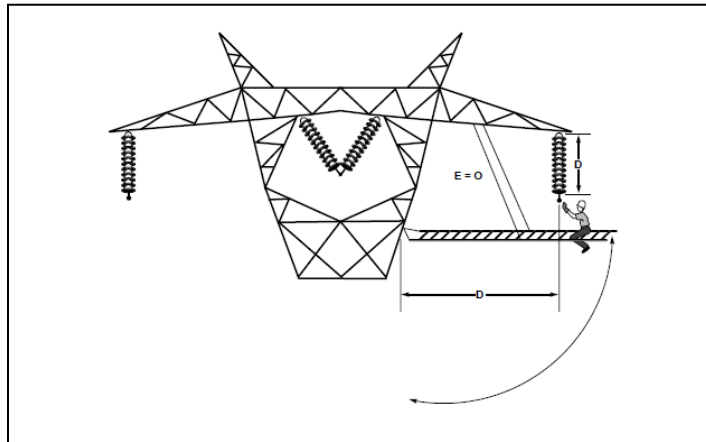
$$D_T = D + E \quad (1)$$

D_T = distancia eléctrica mínima de aproximación total, en pies

D = distancia eléctrica mínima de aproximación, en pies

E = derredor del trabajador = 4 pies

Figura 15. **Escalera aislada, liniero maniobrando fuera de la estructura y el conductor**



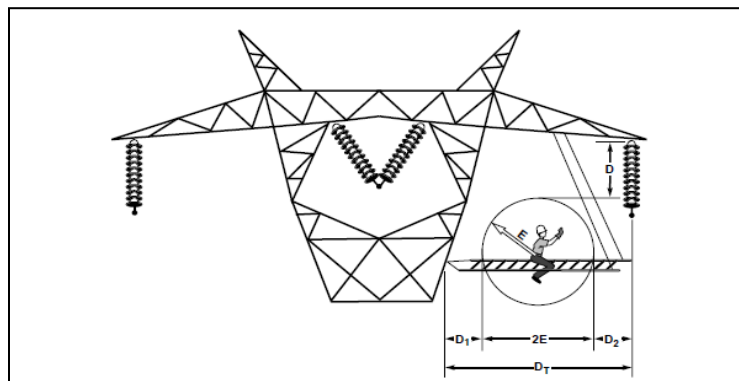
Fuente: *Department Of Energy, USA, Live Line Maintenance*. p. 48.

D = distancia eléctrica mínima de aproximación, en pies

E = derredor del trabajador, en pies

La distancia mínima eléctrica, solo se aplica a los trabajadores colocados en la escalera, como se muestra en la figura No. 18, antes de que la escalera se iza o se ponga en la posición de trabajo en el exterior de la fase.

Figura 16. **Escalera fijada aislada, liniero en el punto central**



Fuente: *Department Of Energy, USA, Live Line Maintenance*. p. 49.

$$D_T = 2E + (D_1 + D_2) \quad (2)$$

D_T = distancia eléctrica mínima de aproximación total, en piés

D = distancia eléctrica mínima de aproximación, en piés

$2E$ = entorno del liniero = 8 piés de diámetro

$D_1 + D_2$ = Mayor o igual a la distancia eléctrica mínima de aproximación, en piés

La dotación de 8 piés de los trabajadores solo se aplica a los trabajadores cuando la escalera ya está en una posición de trabajo, con un extremo conectado a tierra y el otro extremo energizado.

Un técnico que esté sobre la escalera aislada podrá utilizar una herramienta de línea viva conectado al conductor o pieza de equipo energizada para ayudar a guiarse a sí mismo hacia y desde la posición de enlace. La herramienta para línea viva se retira cuando el trabajador se una al conductor o pieza de equipo energizado. Ni el extremo de la escalera aislada colocado en el punto energizado ni el trabajador debe estar sólidamente atado a un conductor, cadena de aisladores, o cualquier otro componente de modo que en caso de accidente, el trabajador puede ser retirado del área de trabajo, sin necesidad de que él ayude en su propio salvamento.

Antes de trabajar en un conductor energizado o pieza de equipo, el trabajador que se encuentra en una escalera aislada deberá conectar su ropa conductora con el conductor o pieza de equipo por medio de una cinta de tipo clip conectado a la ropa conductiva, además, si dos obreros están trabajando en la misma ubicación en una escalera aislada, ellos deberán conectar entre si sus trajes conductivos.

Una vez que el trabajador está conectado con el conductor energizado o pieza de equipo energizado, las herramientas pueden ser entregadas al trabajador sólo después de que las herramientas están en contacto con el conductor energizado o parte de la estructura energizada.

2.3.3.3. Escaleras de mano aisladas

Las escaleras con aislamiento pueden utilizarse como superficie de apoyo al personal para trabajos en líneas vivas cuando se utiliza la técnica a potencial, siempre que las distancias mínimas especificadas se mantengan. Sólo las escaleras hechas de plástico reforzado con fibra de vidrio podrán ser usadas como escaleras aisladas en el mantenimiento de líneas en vivo utilizando la técnica a potencial.

2.3.3.4. Cambio de aislamiento

El procedimiento a seguir para el cambio de aislamiento, dependerá del tipo de aislamientos que esté instalado, ya sea aisladores poliméricos, de vidrio o porcelana.

- Aisladores no poliméricos

Los dos tipos de aisladores no poliméricos utilizados en las líneas de transmisión son de porcelana y vidrio. Los aisladores de porcelana tienen una superficie de color y cuando se quiebran dejan astillas visibles mientras que los aisladores de vidrio tienen una superficie traslucida y tienen una tendencia a destruirse completamente en vez de solo astillarse.

La decisión de reemplazar los aisladores no poliméricos generalmente se basa en los daños visibles, como grietas o faldas rotas o que estuvieron expuestos a una descarga disruptiva.

Por otro lado, los aisladores que no muestran daño mecánico pueden fallar eléctricamente, aunque esto se produce principalmente en las cadenas de aisladores de tensión, todos los aisladores se deben comprobar para poder trabajar por la técnica a potencial para asegurarse de que todos los aisladores defectuosos son identificados antes de su reemplazo. Los aisladores de porcelana o de vidrio se deben probar eléctricamente antes de la instalación.

Si la cadena de aisladores tiene por lo menos el número mínimo requerido de aisladores eléctricos en buen estado, la cadena puede ser trabajada con la técnica a potencial; de lo contrario, la cadena aislante no se deberá sustituir por la técnica a potencial. El número mínimo requerido de aisladores en buen estado varía con el tipo de la estructura, el tipo de aislador, altitud, máximo sobre voltaje transitorio previsto y el diseño de líneas específicas.

Cualquier número de campanas en una cadena de aislante puede ser temporalmente trabajado en vivo en la línea, siempre que la distancia eléctrica mínima de aproximación no sea inferior a los requisitos especificados. El número mínimo requerido de buenos aislantes se incrementa de acuerdo con las condiciones climáticas (por ejemplo, altitud, humedad, etc.)

- Aisladores poliméricos

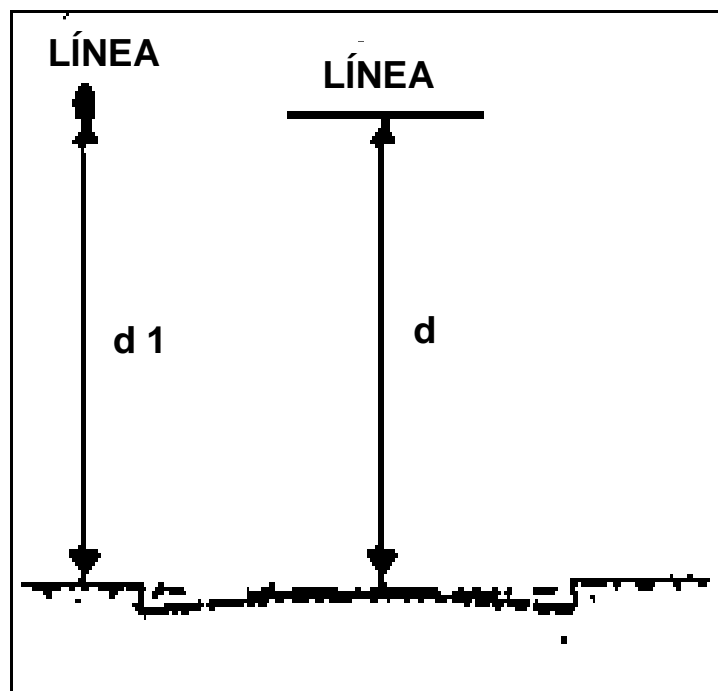
Los requisitos de ensayo aplicables a los aisladores no poliméricos no se aplican a los aisladores de polímero para poder utilizar la técnica a potencial.

Todos los aisladores de polímero deben ser inspeccionados visualmente para verificar la continuidad en sus elementos de carbono y también realizar inspección audible por el efecto corona, sobre todo en la interfaz de la barra de polímero y la falda del aislador. Si hay indicación de que está fallado el elemento de carbono, que presenta daños mecánicos graves, o daños por efecto corona, el mantenimiento por la técnica a potencial no será permitido.

2.4. Distancias mínimas de trabajo

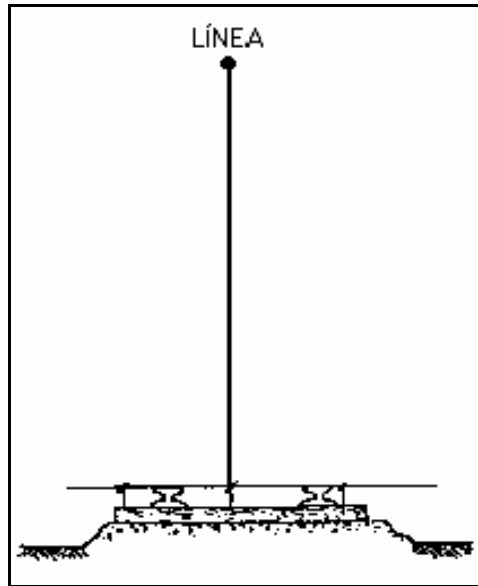
En las líneas de transmisión o redes de distribución, la altura de los conductores respecto del piso o rodamiento de la vía, como lo señalan las figuras siguientes, no podrá ser menor a las establecidas en la tabla IX.

Figura 17. Distancias en cruces y recorridos de vías



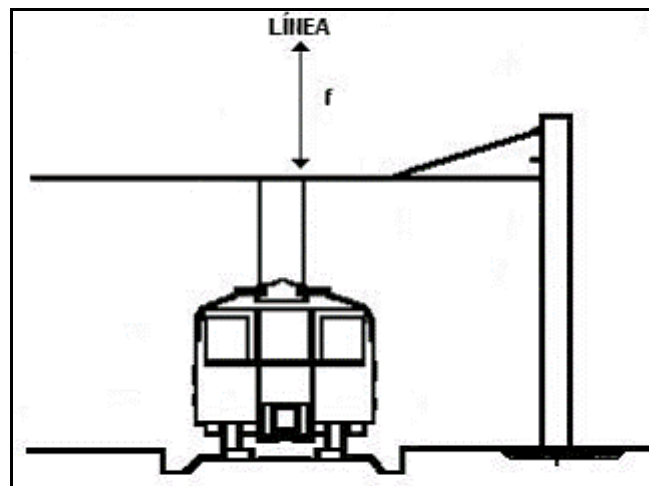
Fuente: MESTRE, Joseph. *Distancias a líneas eléctricas*. p. 12.

Figura 18. **Distancia en cruces con ferrocarriles sin electrificar**



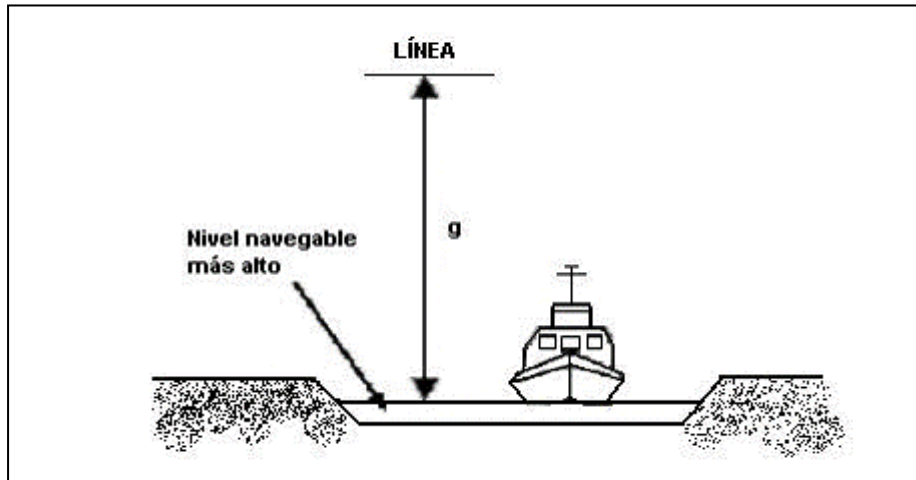
Fuente: MESTRE, Joseph. *Distancias a líneas eléctricas*. p. 14.

Figura 19. **Distancias para cruces en ferrocarriles**



Fuente: MESTRE, Joseph. *Distancias a líneas eléctricas*. p. 15.

Figura 20. **Distancias para cruces en ríos**



Fuente: MESTRE, Joseph. *Distancias a líneas eléctricas*. p. 16.

La distancia mínima de aproximación (distancias de trabajo) debe incluir un complemento para compensar el movimiento involuntario de los trabajadores en relación con una parte energizada o el movimiento de la parte correspondiente al trabajador. Una asignación se debe hacer para dar cuenta de este movimiento inadvertido posible y ofrecer al trabajador una zona segura y cómoda para trabajar. A la distancia de movimiento involuntario (llamado el componente ergonómico de la distancia mínima de aproximación) hay que añadir al componente eléctrico para determinar el total de las distancias de seguridad mínima de aproximación utilizado en líneas vivas de trabajo.

Uno de los enfoques que se pueden utilizar para estimar el componente ergonómico de la distancia de enfoque mínima es la respuesta de distancia-tiempo de análisis.

Cuando se utiliza esta técnica, el tiempo total de respuesta a un incidente peligroso se estima y se convierte en distancia recorrida. Por ejemplo, el conductor de un coche toma una determinada cantidad de tiempo para responder a un estímulo y detener el vehículo. El tiempo transcurrido resulta involucrado en una distancia que recorrer antes de que el coche se detenga por completo. Esta distancia depende de la velocidad del coche en el momento que el estímulo aparece.

En el caso de las líneas vivas de trabajo, el empleado debe percibir que se está acercando a la zona de peligro. Entonces, el trabajador responde al peligro y debe desacelerar y detener todo movimiento hacia la parte energizada. Durante el tiempo que tarda en detenerse, una distancia que ha recorrido, ésta es la distancia que hay que añadir al componente eléctrico de la distancia de enfoque mínima para obtener el total de distancia de seguridad mínima de aproximación.

Para tensiones entre 72.6 y 800 kV, se produce un cambio en las prácticas de trabajo por cuenta ajena durante los trabajos de línea energizada. Por lo general, existen herramientas para trabajos en línea viva como las pértigas, que se emplean para realizar el trabajo mientras el equipo está energizado. Estas herramientas, por su diseño, mantienen la parte energizada a una distancia constante del empleado, con lo cual se logra mantener la distancia mínima de enfoque adecuada de forma automática.

Tabla IX. Distancias de seguridad

Descripción	Tensión nominal entre fases (kV)	Distancia (m)
Distancia mínima al suelo "d" en cruces con carreteras, calles, callejones, zonas peatonales, áreas sujetas a tráfico vehicular	500	11,5
	230/220	8,5
	115/110	6,1
	66/57,5	5,8
	44/34,5/33	5,6
	13,8/13,2/11,4/7,6	5,6
	<1	5
Cruce de líneas aéreas de baja tensión en grandes avenidas.	<1	5,6
Distancia mínima al suelo "d1" desde líneas que recorren avenidas, carreteras y calles	500	11,5
	230/220	8,0
	115/110	6,1
	66/57,5	5,8
	44/34,5/33	5,6
	13,8/13,2/11,4/7,6	5,6
	<1	5
Distancia mínima al suelo "d" en bosques de arbustos, áreas cultivadas, pastos, huertos, etc. Siempre que se respete los requisitos propios de zonas de servidumbre en lo que se refiere a la máxima altura que pueden alcanzar la copa de los arbustos o huertos allí plantados.	500	8,6
	230/220	6,8
	115/110	6,1
	66/57,5	5,8
	44/34,5/33	5,6
	13,8/13,2/11,4/7,6	5,6
	<1	5
Distancia mínima al suelo "e" en cruces con ferrocarriles sin electrificar o funiculares.	500	11,1
	230/220	9,3
	66/57,5	8,3
	44/34,5/33	8,1
	13,8/13,2/11,4/7,6	8,1
	<1	7,5
Distancia vertical "f" en cruce con ferrocarriles electrificados, teleféricos, tranvías y trole-buses	500	4,8
	230/220	3,0
	115/110	2,3
	66/57,5	2,0
	44/34,5/33	1,8
	13,8/13,2/11,4/7,6	1,8
	230/220	11,3
	115/110	10,6
	66/57,5	10,4
	44/34,5/33	10,2
13,8/13,2/11,4/7,6	10,2	

Fuente: MESTRE, Joseph. *Distancias a líneas eléctricas*. p. 14.

2.4.1. Distancia mínima eléctrica de aproximación

Las distancias mínimas de trabajo existentes desde los conductores energizados hacia el equipo utilizado por el personal de mantenimiento, se listan a continuación:

- La distancia mínima de aproximación a ser guardada por los trabajadores y los objetos transportados por ellos (excepto herramientas aisladas para línea viva) hacia los conductores de energía y los equipos energizados;
- La mínima distancia que los trabajadores debe mantener ellos mismos y sus plataformas de apoyo, o ser mantenido por otros medios, desde partes aterrizadas u otros conductores energizados o equipo que se acerque, se libere, o se adhiera hacia un conductor energizado o equipo energizado.
- La distancia mínima de cualquier pieza de equipo mecanizado que pueda ser operado desde un conductor energizado o pieza de equipo por otro liniero que esté propiamente o adecuadamente entrenado y supervisado.

2.4.2. Cálculo de distancia vertical mínima de seguridad

Para el cálculo de distancia vertical, se toma en consideración el voltaje nominal de la línea, el voltaje máximo de operación y con incremento de 1 cm por cada voltio en exceso de 22 kV.

Tabla X. **Distancias mínimas de seguridad de conductores a edificios y otras instalaciones**

Distancia mínima de seguridad	Conductores suministradores en línea abierta de 750 V – 22 kV
Anuncios, chimeneas Vertical arriba o debajo de otras partes de tales instalaciones	2,3 m

Fuente: MESTRE, Joseph. *Distancias a líneas eléctricas*. p. 16.

Distancias adicionales para tensiones mayores de 22 kV.

Para tensiones entre 22 y 470 kV, la distancia de los conductores especificada en la Tabla X deberá incrementarse 0.01 m por cada kV en exceso de 22 kV. Todas las distancias para tensiones mayores de 50 kV deben ser basadas en la máxima tensión de operación.

- Cálculo:
 Voltaje nominal de la línea: 230 kV
 Voltaje máximo de operación: 242 kV

Por lo tanto:

Voltaje máximo de operación a tierra:

$$242/\sqrt{3} = 139.72\text{kv}$$

kv en exceso de 22kv

$$139.72 - 22 = 117.72\text{kv}$$

Distancia a incrementar:

$$117.72 \times 0.01 = 1.18 \text{ m}$$

Distancia vertical mínima de seguridad:

$$2.30 + 1.18 = 3.48 \text{ m (aproximadamente 3.50 m)}$$

2.5. Herramientas para mantenimiento de líneas energizadas

La necesidad de realizar trabajos de mantenimiento usando herramientas para líneas vivas ha ido aumentando constantemente debido a la natural expansión de las líneas de transmisión, al aumento en el voltaje en las líneas de distribución, que no permite trabajarlas con equipos corrientes de protección y a la necesidad cada vez más imperiosa de mantener la continuidad del servicio eléctrico.

Con esto también ha aumentado la demanda de las herramientas adecuadas. Tres requisitos deben ser satisfechos y de hecho lo son en la práctica por los fabricantes de herramientas de alta calidad para estos trabajos. Estos son: excelentes cualidades aislantes, resistencia mecánica máxima y peso mínimo.

A causa de la misma naturaleza de los trabajos en líneas vivas, las herramientas son fabricadas bajo las condiciones más severas y probadas individualmente para determinar sus valores, muy especialmente los tres que quedan señalados en el párrafo anterior.

Los requisitos primordiales que indican la calidad de las herramientas mencionadas son:

- Resistencia mecánica.
- Aislamiento.
- Facilidad para manipularlas.
- Adaptabilidad a los distintos tipos de construcción de líneas. La calidad está concentrada en la clase de los materiales usados en su construcción y en su diseño funcional, más bien que en la apariencia de las mismas.

2.5.1. Historia y desarrollo de las herramientas

Aunque el uso de herramientas de mantenimiento en líneas vivas es a veces considerado de reciente desarrollo en la industria de la energía eléctrica, los precursores de las modernas herramientas de línea en vivo hicieron su aparición ya en el año de 1913. Estas herramientas inicialmente eran de fabricación casera, toscas y de gran volumen. Sin embargo, esto provocó el desarrollo de las herramientas actuales eficientes y mejor acabadas.

El mantenimiento de líneas vivas comenzó con el uso de los primeros bastones para operar cuchillas fusibles energizadas. A pesar de que este sistema demostró que los bastones largos y secos podían ser equipados con aditamentos que permitieran a los linieros trabajar con seguridad en líneas vivas, pasaron varios años antes de que se despertara el interés en el uso de estas herramientas para trabajos diferentes al antes mencionado.

En 1916 se dio a conocer una herramienta llamada gancho eléctrico que esencialmente consistía en un conector de muelle para conectar derivaciones en líneas energizadas. La instalación de este conector requería el empleo de un bastón apropiado y así se abrió el camino para la creación y uso de otros accesorios y herramientas que fueron aplicados con éxito en diferentes trabajos de líneas energizadas.

Las primeras herramientas para trabajar en línea viva se diseñaron para voltaje de hasta 34 kV, pero muchos linieros se mostraron renuentes a realizar operaciones con la técnica de trabajo a distancia (*Hotstick*) en este voltaje.

Como los linieros comenzaron a darse cuenta de que el uso de herramientas para línea viva siempre los mantuvo a una distancia de seguridad de las líneas de energía, comenzaron a perder el miedo de llevar a cabo este trabajo, y las restricciones se eliminaron gradualmente; hasta que en 1930 varias empresas permitieron que se realizaran las operaciones en líneas de transmisión de hasta 66 kV. Esto pronto se elevó a 110 kV y a finales de 1930, la asombrosa noticia se difundió que en una línea de 220 kV se había trabajado con éxito en caliente.

En 1959, se introdujeron las herramientas para trabajo en línea viva fabricadas de fibra de vidrio y la introducción de la misma en la fabricación de herramientas para trabajos en línea viva, permitió realizarlos hasta en líneas de transmisión de 345 kV, 500 kV y 765 kV. Las ventajas eléctricas y mecánicas de las herramientas de fibra de vidrio para líneas vivas son bien conocidas como lo demuestra la rápida aceptación que han tenido entre las compañías eléctricas en todo el mundo; las razones son muchas.

Además de las excepcionales cualidades aislantes, la fibra de vidrio tiene una excelente resistencia a la humedad, a los ataques químicos y a la intemperie, tiene alta resistencia mecánica, es muy durable, requiere el mínimo de mantenimiento y no es necesario darle tiempo a que se seque como sucedía con las herramientas de madera.

2.5.2. Tipos de herramientas para trabajos en líneas energizadas

Las primeras herramientas que existieron fueron los bastones fabricados de madera de abeto debido a su ligereza, resistencia y propiedades eléctricas. Debido a que el peso de las herramientas es un factor muy importante en esta clase de trabajos, ya que la fatiga del liniero debe ser mantenida al mínimo, se ha prestado considerable atención a la construcción de estas, a fin de producirlas más ligeras, fuertes y seguras. Al diseñar las herramientas, la seguridad, comodidad y bienestar del liniero constituyen la parte más importante. La resistencia de las herramientas así como sus características de aislamiento son altamente vigiladas, ya que la seguridad del liniero depende casi totalmente de estos factores.

Muchas herramientas se deterioran o destruyen debido al uso inadecuado. Es importante, por lo tanto, que los linieros usen cada herramienta según la manera aprobada y únicamente para ejecutar el trabajo para el cual fue diseñado especialmente. El uso adecuado de todo equipo debe ser perfectamente comprendido antes de ser puesto en servicio. Esto se refiere tanto a las cargas mecánicas a las que serán expuestas como al método adecuado de usarlo. Los linieros deben conocer el peso aproximado del conductor y las tensiones de la línea en las cuales están trabajando.

Se deben respetar las normas de los fabricantes en el uso de las herramientas para trabajar líneas vivas. Además el área de trabajo no es el lugar adecuado para aprender el uso de las herramientas con las cuales no está familiarizado el liniero de líneas vivas, a no ser que se encuentre presente alguna persona capacitada que pueda demostrar el uso correcto.

A continuación se describen los distintos tipos de herramientas que existen para el mantenimiento de líneas vivas.

2.5.2.1. Pértiga escopeta

La pértiga escopeta (*Grip-All*) es una herramienta muy versátil en las manos de un liniero, proporcionando un dedo adicional de fácil control en el extremo aislado.

Aunque está diseñada principalmente para colocar grapas para trabajo en línea viva y de puesta a tierra, puede usarse tanto en líneas aéreas como subterráneas empleando los accesorios pertinentes. El mecanismo de la pértiga, comúnmente conocido como escopeta, posee un mango deslizante que abre el gancho para asir el ojo de la grapa, retrayéndolo en la cabeza de la herramienta. Para destrabar el mango y poder abrir el gancho, debe oprimirse un pestillo de seguridad.

Si bien la cabeza de la herramienta está construida en *Lexan* para usarla en espacios reducidos, el operario debe mantener la distancia de seguridad recomendada en base a la sección de epoxiglas de la pértiga, pues el gancho y su mecanismo actuador son metálicos.

Las pértigas escopeta para grapas son de fácil mantenimiento y no necesitan ser desmontadas para su limpieza. Todas las partes aislantes, incluyendo la varilla de operación del gancho, están fuera de la pértiga principal facilitando su secado.

Figura 21. **Pértiga escopeta o de una pieza**

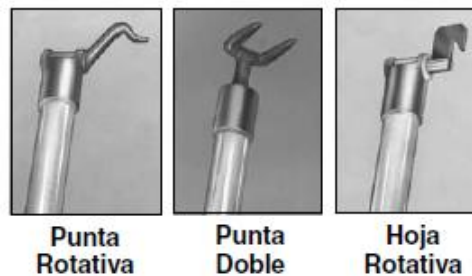


Fuente: Chance. Catálogo de herramientas. p. 2264.

2.5.2.2. **Pértiga para amarres**

Las pértigas para amarres de epoxiglas cuentan con una variedad de cabezas para satisfacer las preferencias personales de cada liniero. Para los amarres de lazo, los linieros consideran a las pértigas para amarres con puntas giratorias, rápidas y fáciles de usar y prefieren las pértigas para amarres con punta doble para realizar amarres de lazo bajo tensión. La pértiga para amarres con hoja giratoria permite por su acción de giro, mayor libertad de movimiento que las del tipo a hoja fija.

Figura 22. **Pértigas para amarres**



Fuente: Chance. Catálogo de herramientas. p. 2253.

2.5.2.3. Pértiga o bastón de soporte de conductor

Las pértigas soporte de conductor, se utilizan normalmente en todas aquellas aplicaciones donde es necesario correr y mantener los conductores energizados fuera del área de trabajo y para transferir las líneas a nuevas posiciones. Estos bastones se construyen en diferentes tamaños, desde 2.40 m a 4.80 m (8" a 16") de longitud y diámetros de 3.81 cm a 7.62 cm (1 ½" a 3"). Algunos de los bastones más largos son construidos de 7.62 cm (3") de diámetro y en secciones, con el objeto de hacer más fácil su transporte.

Estos bastones están provistos de un acoplamiento especial que hace posible unirlos en pocos segundos y de hecho, una vez unidos, son más fuertes que un bastón simple de igual longitud. Cuanto más alto es el voltaje más largo debe ser el mango aislador entre el conductor y el liniero; y entre más pesada sea la carga, más grande debe ser el diámetro del bastón.

Las mordazas instaladas en el extremo de estos bastones se abren y cierran al girar el bastón cuando están sosteniendo un conductor, pudiéndose instalar un anillo en el extremo del bastón para facilitar el subirlo o bajarlo en el lugar de trabajo por medio de una soga de mano.

Para soportar las líneas, todos los bastones deben estar sujetos fuertemente a la estructura por medio de los distintos tipos de silletas que existen para ese objeto. Este tipo de bastones (elevadores o laterales) no pueden ser sometidos a tensión mecánica. Tampoco deben emplearse para servir de uniones, ni para trabajar como tensores o instalarles tensores de conductor. Tampoco deben emplearse para soportar las tensiones de los extremos de las líneas.

Las pértigas de soporte de conductor se idearon solamente para soportar el peso de los conductores. El tamaño correcto del bastón estará en función al tipo de conductor que se ha de manipular. Estas herramientas se usan casi siempre por pares y generalmente se coloca un bastón lateral de 3.81 cm (1 ½”) de diámetro en una silleta que se fija convenientemente cerca del conductor el cual agarra el conductor y controla su movimiento hacia fuera o hacia adentro de la torre.

Otro bastón elevador de mayor diámetro y longitud, se soporta con otra silleta que se instala tan abajo en la estructura como resulte práctico para sostener el peso de la línea. Este último bastón será operado por medio de una garrucha instalada en su extremo inferior para ayudarle a subir o bajar, tan cerca como sea posible de su extremo superior, se le instala una abrazadera o collarín provista de una horquilla, o de un anillo, donde se engancha una garrucha para poder mover este bastón hacia adentro.

La garrucha debe ser instalada en la parte superior del bastón, a una distancia conveniente para el voltaje de la línea en la cual se está trabajando.

Cuando se fijan dos de estos bastones pueden instalarse en cualquiera de las dos direcciones, aunque usualmente el bastón elevador se fija con la abertura de la mordaza mirando hacia el liniero, para que éste pueda, fácilmente, ver si la mordaza se ha cerrado en la línea.

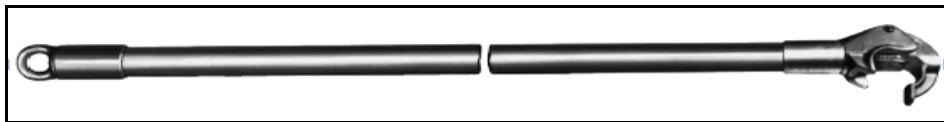
La mordaza del bastón lateral también puede fijarse en cualquier dirección, pero normalmente se instala con la abertura hacia abajo; los dos bastones deben fijarse fuertemente a la línea. Sin embargo, ninguna ventaja se obtiene apretando demasiado, ya que el diseño de las mordazas evita que la línea pueda salirse cuando la mordaza está cerrada.

Las abrazaderas que se fijan en los bastones para soportar las garruchas tienen una banda protectora que rodea al bastón y se fija con tornillos. Una vez cerrada esta banda, el anillo montado sobre la misma puede girar en todas direcciones en torno al bastón, lo que evita que la garrucha enganchada al mismo se tuerza, pudiendo operar libremente.

El bastón debe ser del tamaño de la abrazadera de la silleta que lo recibe. La abrazadera se abre aflojando el tornillo de mariposa para fijarla en torno al bastón; después de fijar la abrazadera, el tornillo de mariposa se aprieta a mano. Cuando se desean mover las líneas, el tornillo de las abrazaderas de las silletas se afloja ligeramente de manera que los bastones puedan deslizarse libremente. Cuando se quiere situar la línea en cierta posición, basta apretar el tornillo de mariposa, fijando así el bastón a la silleta.

La parte interior de las abrazaderas en todos los tipos de silletas está pulida, con bordes redondeados que no dañan en lo absoluto la superficie de los bastones

Figura 23. **Pértiga o bastón de soporte de conductor**



Fuente: Chance. Catálogo de herramientas. p. 2253.

2.5.2.4. Silleta para torre

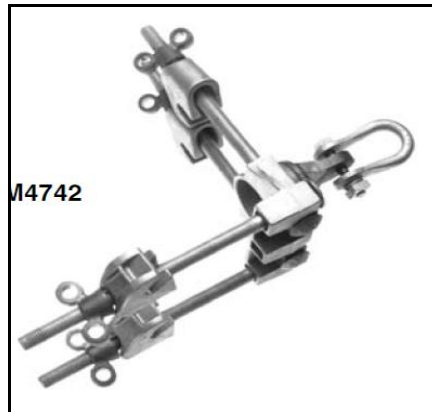
La silleta para torre se utiliza para sostener las pértigas de soporte de conductor o pértigas de pluma en las torres metálicas. La silleta se asegura firmemente al perfil ángulo de la torre con cuatro ganchos sujetos mediante tuercas mariposa. Una horquilla sujeta con pernos en el talón del pivote, permite fijar poleas que a su vez pivotarán con la pértiga de soporte o la pértiga de pluma.

Las silletas para torres metálicas se aseguran por medio de tornillos en forma de J. Las abrazaderas para soportar los bastones a las silletas, giran libremente sobre éstas de manera que los bastones puedan colocarse en el ángulo deseado sin necesidad de mover las silletas. Estas abrazaderas como hemos dicho anteriormente, pueden apretarse para sujetar los bastones sin deteriorar el acabado de su superficie y pueden aflojarse para permitir que los bastones se deslicen suavemente mientras se ponen los conductores que sujetan, en la posición adecuada según el bastón que se desea emplear. Estas silletas se adaptan fácilmente a cualquier tipo de torre.

También hay movimiento universal del bastón en la silleta tipo torre que gira y se articula en la misma forma que la silleta para cruceta. En esta silleta se ajusta al ángulo de la torre de acero con 4 ganchos ajustados con tornillos de mariposa y se atornilla el talón giratorio, permitiendo que las garruchas que se van ajustar giren con el bastón.

La acción giratoria de la abrazadera de la silleta que soporta el bastón produce un movimiento equivalente al de una unión universal permitiendo que el bastón gire en cualquier dirección que se desee.

Figura 24. **Silleta para torre**

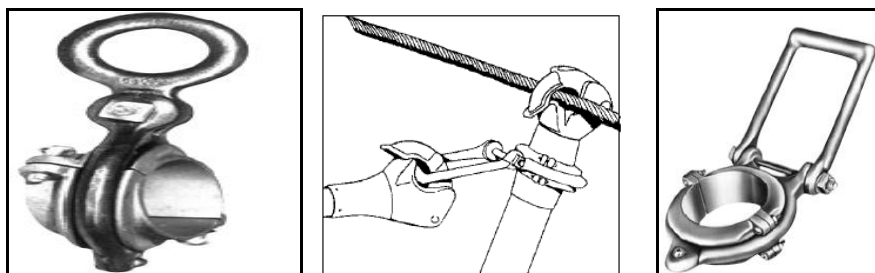


Fuente: Chance. Catálogo de herramientas. p. 2261.

2.5.2.5. **Abrazadera con anillo giratorio para pértiga de soporte**

Estos son accesorios para fijar las pértigas de soporte de conductores a la torre y para maniobrar una pértiga por medio de otra, como se muestra en la figura.

Figura 25. **Abrazadera con anillo giratorio para pértiga de soporte**



Fuente: Chance. Catálogo de herramientas. p. 2261.

2.5.2.6. Pértiga de enlace

Las pértigas de enlace se construyen de tres tipos distintos: de tensión, con rodillo y de suspensión. Las de tensión se usan principalmente para soportar el peso o tensión de líneas pesadas, sobre todo, cuando se cambian aisladores en esquinas o extremos de líneas y también para ayudar a los bastones elevadores y laterales. El máximo esfuerzo a que pueden ser sometidas fluctúa entre 1,590 kg y 2,995 kg, según el diámetro.

La pértiga de enlace con rodillo se usa, principalmente, para separar las líneas cuando se instalan o retiran postes en mitad de un claro. La cabeza de este tipo de pértiga está construida de manera que cuando se hace girar, la abertura se cierra y permite que la cabeza se deslice por la línea. El diámetro de este tipo de pértigas es siempre de 3.175 cm (1¼") y se obtienen en longitudes de 1.20 m a 1.80 m (4 a 6 pies).

La pértiga de enlace tipo suspensión está diseñada para soportar el peso de las líneas y tomar la carga de los aisladores de suspensión en líneas de alto voltaje.

Estas pértigas están provistas de muescas para hacerlas ajustables a la longitud deseada y pueden usarse con garruchas, gatos y otros accesorios de los cuales trataremos más adelante. La pieza para soportar la línea es en forma de gancho, para facilitar el instalarla y quitarla.

En remates de líneas o esquinas se usa frecuentemente una pértiga de tensión entre la garrucha y el tensor para obtener suficiente aislamiento.

Cuando se usa de esta manera, la mordaza de la pértiga debe engancharse en la horquilla del tensor y la garrucha entre la argolla del extremo de la pértiga y un estrobo colocado por debajo de la pieza de acero galvanizado de la torre. Algunas cargas conductoras particularmente en tramos grandes, pueden resultar demasiado grandes para poder emplear los bastones con seguridad; en ese caso, se puede añadir una pértiga de enlace a lo largo del bastón y operarlas simultáneamente, sosteniéndolas por arriba o por un lado con garruchas.

Esta combinación forma una especie de “V” que permite que la línea pueda ser bajada o desviada hacia cualquiera de los lados. Este tipo de pértiga también se usa para soportar el peso de la línea, cuando se cambian aisladores.

Figura 26. **Pértigas de enlace**

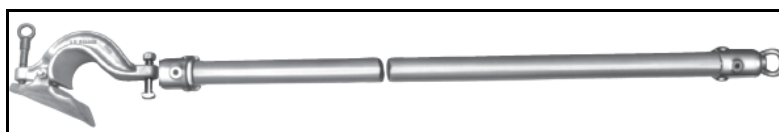


Fuente: Chance. Catálogo de herramientas. p. 2264.

2.5.2.7. Pértiga de eslabón de suspensión

La pértiga de eslabón de suspensión está diseñada para utilizarse en conductores de entre 1" y 2 1/2" de diámetro y puede emplearse con varios tipos de dispositivos de compresión en el extremo de la estructura. El reborde del gancho, operado mediante un perno con ojal, gira para admitir conductores de varios tamaños y su carga máxima de trabajo es de 6,500 libras.

Figura 27. **Pértiga de eslabón de suspensión**



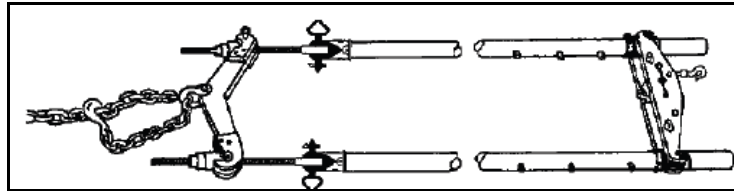
Fuente: Chance. Catálogo de herramientas. p. 2264.

2.5.2.8. Soportes de tensión de dos varas

Los soportes de tensión de dos varas alivian la tensión en una cadena de aisladores para poder sacar a éstos de la línea energizada. Estos conjuntos normalmente se usan para una cadena de aisladores, pero pueden usarse en cadenas múltiples cuando los herrajes del lado del conductor permiten su instalación. Se pueden comprar como conjunto completo o por partes.

Los yugos se fabrican con chapa de aluminio extra-resistente e incluyen un montaje de cadena para anclar el yugo posterior a la estructura. El yugo del lado conductor incluye un gancho y un acople maquinado. Los soportes tensores admiten una carga máxima de 15,000 libras por cadena de aisladores.

Figura 28. **Soportes de tensión de dos varas**



Fuente: Chance. Catálogo de herramientas. p. 2265.

2.5.2.9. **Cuna para aisladores de transmisión**

Esta cuna para aisladores se usa al cambiar aisladores para soportar la cadena mientras se reemplazan los aisladores dañados; o para pivotear la cadena para poder sacarla y bajarla al suelo. En remates o desvíos, estas cunas se utilizan en combinación con soportes tensores y en suspensiones sobre estructuras de alineación, se usan con varios tipos de varas eslabón o soportes tensores de varas ajustables. Las cunas para aisladores están construidas con tres varas de epoxiglas de 1 1/2" de diámetro las cuales son livianas, fáciles de manejar y se adaptan a muchas aplicaciones. Las orejas ubicadas en el extremo delantero de la cuna se usan para soportar la cadena de aisladores con un par de varas de soporte de conductor o varas eslabón.

Figura 29. **Cuna para aisladores de transmisión.**



Fuente: Chance. Catálogo de herramientas. p. 2264.

2.5.2.10. Juego de tierra estática

Está diseñado para eliminar el problema de carga electrostática al trabajar con cadenas de aisladores. El juego de tierra estática descarga la carga de la cadena de aisladores a la torre por medio de un cable No. 2, de seis pies para puesta a tierra que se conecta a la herramienta de tierra estática y se fija una grapa de cara plana a cualquiera de sus extremos.

Las mandíbulas ajustables del juego de tierra estática caben en tapas de aisladores de 2 1/2" a 6". La longitud total, incluida su vara de epoxiglas, es de 30". Para poner a tierra una cadena de aisladores, se fija la grapa de cara plana a la estructura de la torre y la herramienta de tierra estática justo por debajo de la caperuza del primer aislador. Si se trabaja a potencial, debe fijarse la grapa de cara plana al sistema de protección de la barquilla y la unidad de tierra estática por debajo del segundo aislador del lado de la línea.

Figura 30. **Juego de tierra estática.**



Fuente: Chance. Catálogo de herramientas. p. 2265.

2.5.2.11. Yugo para torre

El yugo para torre se ajusta sobre el brazo de la torre y sirve como soporte de las varas tensoras para aliviar la tensión mecánica en una cadena de aisladores de suspensión y reemplazar las unidades dañadas, a través del yugo del lado del conductor del lado de la línea y la placa del yugo del conductor. Las patas del yugo están diseñadas para ajustarse en casi cualquier configuración de torres.

Figura 31. **Yugo para torre**



Fuente: Chance. Catálogo de herramientas. p. 2264.

2.5.2.12. Pértiga de trole para aisladores de suspensión

El conjunto de pértiga de trole es un equipo que permite transportar cómodamente una cadena de aisladores de suspensión por la estructura para proceder al reemplazo de aisladores dañados. Se puede fijar este montaje en forma horizontal bajo el brazo de la torre usando silletas tipo torre para pértiga soporte de conductor.

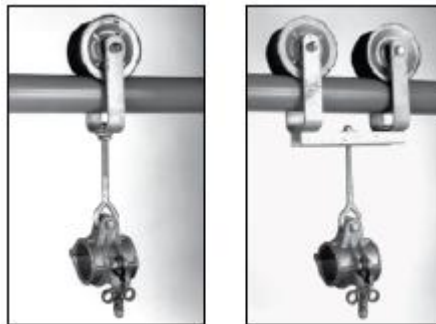
Existen dos tipos de rodillos para trole: rodillo simple o rodillos en tándem. Los rodillos en tándem se utilizan en cadenas de aisladores muy largas para distribuir mejor el peso. Ambos tipos de rodillos para trole se desplazan sobre pértigas de epoxiglas de 2 1/2" ó 3". El accesorio ranurado para aisladores en suspensión se fija con pernos al extremo de la pértiga de trole y se instala bajo el aislador superior y al aplicarlo de esta manera, la cadena completa puede ser levantada presionando levemente hacia abajo en el extremo de la estructura de la pértiga de trole.

Figura 32. **Pértiga de trole para aisladores de suspensión**



Fuente: Chance. Catálogo de herramientas. p. 2265.

Figura 33. **Tipos de rodillos para trole**



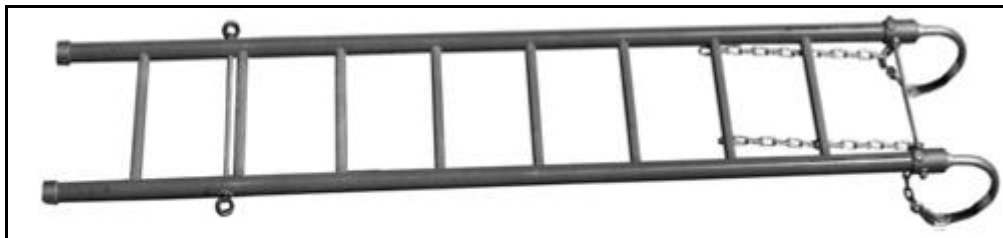
Fuente: Chance. Catálogo de herramientas. p. 2264.

2.5.2.13. Escaleras de epoxiglas con ganchos giratorios

Las escaleras de epoxiglas con ganchos tienen muchas aplicaciones en las tareas de mantenimiento de líneas de alta tensión; las cuales se utilizan especialmente para posicionar al liniero en la ubicación más conveniente para su trabajo, permitiendo la reparación de líneas en lugares casi inaccesibles.

Se dispone de dos versiones básicas de escaleras de epoxiglas con ganchos, las cuales son: Las escaleras para servicio normal con largueros de 2" que se usan normalmente en tareas sobre aisladores suspendidos verticalmente y las escaleras para servicio pesado, con largueros de 2 ½, que son aconsejables para aquellas tareas donde los operarios trabajan con la escalera en voladizo horizontal. Todos los ganchos están fabricados con barra de acero templado de 1" de diámetro y son giratorios para adaptarse a diversos ángulos de enganche en la estructura.

Figura 34. **Escaleras de epoxiglas con ganchos giratorios**



Fuente: Chance. Catálogo de herramientas. p. 2355.

2.5.2.14. Escaleras de epoxiglas con empalmes

Este tipo de escaleras vienen en combinaciones de hasta 32 pies con largueros de diámetro de 2 ½". Todos los empalmes son intercambiables permitiendo alcanzar diversas alturas totales con unos pocos tramos de escalera, de longitud adecuada para transportar. Todas las secciones superiores tienen ganchos de 8" de diámetro, hechos con barra de acero con cadenas de seguridad, para facilitar su enganche sobre la estructura. Las escaleras de epoxiglas para servicio pesado se fabrican en tramos cortos, de fácil transporte, que se unen firmemente con los empalmes rígidos para escalera, formando una unidad rígida.

Figura 35. **Escaleras de epoxiglas con empalmes**

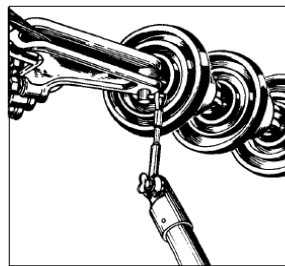


Fuente: Chance. Catálogo de herramientas. p. 2356.

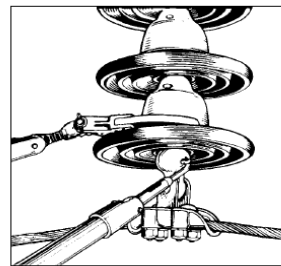
2.5.3. Accesorios de cople universal

En este apartado se describen algunos de los accesorios más utilizados en trabajos con líneas energizadas, los cuales se adaptan al extremo de una pértiga universal o de otro tipo de pértigas por medio del accesorio denominado cople universal, el cual consta de una base dentada que encaja con cada elemento para ajustar cada uno de los accesorios.

Figura 36. **Juego de accesorios universales para aisladores**



Juego de Accesorios Universales para Aisladores de Horquilla



Juego de Accesorios Universales para Aisladores de Calavera

Fuente: Chance. Catálogo de herramientas. p. 2242.

2.5.3.1. Adaptador universal

Al montarse una herramienta universal en una pértiga que posee este adaptador de cople universal, la misma puede fijarse en casi cualquier ángulo respecto a la pértiga y es útil para trabajar en espacios reducidos.

2.5.3.2. Ajustador de rótulas

Se utiliza en horquillas con rótula de mucho peso, en particular al haber grapas de suspensión o terminales de aluminio fijados a los aisladores tipo calavera.

2.5.3.3. Sujetador de pernos

Utilizado para reemplazar pernos y pasadores de los distintos tipos de aisladores en las líneas de transmisión. La cabeza del perno se inserta en la ranura y se sostiene por acción del resorte, el cual admite pernos o pasadores de hasta 5/8" de diámetro para aisladores EEI y NEMA.

Figura 37. **Sujetador de pernos**



Fuente: Chance. Catálogo de herramientas. p. 2121.

2.5.3.4. Alineador de pernos

Se utiliza para facilitar la inserción de pernos y pasadores alineando los huecos respectivos. Es recomendable emplearlo al conectar herrajes en líneas de transmisión con torres de acero y remates de línea, donde es difícil el alineamiento o la instalación de herrajes.

Figura 38. **Alineador de pernos**



Fuente: Chance. Catálogo de herramientas. p. 2119.

2.5.3.5. Gancho de pastor

Este gancho autoalineante construido en aleación de aluminio, está diseñado para tirar o levantar cadenas de aisladores. Su acción giratoria le permite mantenerse siempre alineado con el aislador.

Figura 39. **Gancho de pastor**



Fuente: Chance. Catálogo de herramientas. p. 2119.

2.5.3.6. Horquilla ajustable para aisladores

Diseñada para asir aisladores de disco de 9" y 10" en los remates (fig. 39), también puede sostener aisladores para perno de hasta 15 lb. Las mandíbulas de fibra se abren y cierran girando el tornillo.

Figura 40. **Horquilla ajustable para aisladores**



Fuente: Chance. Catálogo de herramientas. p. 2119.

2.5.4. Equipo de prueba

Este equipo se utiliza para la prueba de herramientas aisladas para trabajo en línea viva, entre los cuales podemos mencionar los que se listan a continuación:

2.5.4.1. Probador de pértigas secas/húmedas

Este equipo, posee una llave para seleccionar entre el modo húmedo o seco según los procedimientos especificados por ASTM, IEEE y OSHA. La escala de su medidor brinda mediciones de la corriente de fuga de cada herramienta. El probador seco/húmedo permite probar periódicamente pértigas plásticas reforzadas con fibra de vidrio de cualquier longitud y de hasta 3 pulgadas de diámetro. Con él se dispone de un equipo para realizar pruebas en seco de 100 kV/pie o con humedad de 75 kV/pie. Cuando se coloca el probador sobre una herramienta, el medidor muestra el incremento de la corriente de fuga debido a la presencia de la pértiga; esto brinda una indicación inmediata de la condición de la superficie de la pértiga.

El probador detecta las corrientes de fuga debido a la contaminación superficial, humedad en el interior o materiales conductores como por ejemplo vías carbonosas.

Figura 41. **Probador de pértigas secas / húmedas**



Fuente: Chance. Catálogo de herramientas. p. 2119.

2.5.4.2. Juego monitor de escaleras

Para medición de la corriente de fuga en equipos para trabajo a potencial en alta tensión (HV). El juego monitor para escaleras se usa en mantenimiento a potencial en HV para supervisar la corriente de fuga, medida en microamperios; para ello se conecta el medidor a la escalera y se toman lecturas luego de poner la escalera en contacto con el conductor. El juego consiste en un micro amperímetro con escala hasta 200 microamperios, tres grapas para usar en escaleras de tres largueros, un cable con clips, un adaptador para realizar el contacto y un soporte para poner a tierra el instrumento y sostenerlo a la estructura.

Figura 42. **Juego monitor de escaleras**



Fuente: Chance. Catálogo de herramientas. p. 2476.

2.5.4.3. Monitor de corriente de fuga

Se utiliza para alertar a los linieros sobre condiciones de sobre corriente de fuga en dispositivos aéreos aislados como escaleras o plumas sobre camión. El monitor de corriente de fuga hace sonar una alarma si la corriente alcanza un nivel preestablecido.

El valor de corriente de fuga puede ajustarse entre 1 y 1,000 microamperes en incrementos de a 0.1 microampere. La alarma audible elimina la necesidad de leer el nivel real de corriente, que aparece en forma continua en la pantalla digital del monitor.

La alarma suena inmediatamente al detectar una sobre corriente y continúa hasta que la situación se haya corregido. El aparato posee un terminal de prueba en el panel para verificar la continuidad de los cables antes de cada operación y antes de cada uso, el instrumento realiza automáticamente una auto - prueba.

Figura 43. **Monitor de corriente de fuga**



Fuente: Chance. Catálogo de herramientas. p. 2477.

2.5.5. Equipo de protección personal

Para la realización de mantenimientos en líneas energizadas es indispensable el uso de equipo de protección adecuado.

2.5.5.1. Botas conductivas

El calzado de protección no es necesario cuando se utiliza el procedimiento de trabajo o técnica a distancia; sin embargo, las botas conductivas se pueden usar en cualquier momento durante el trabajo en líneas vivas. El personal que realiza trabajos con el método o técnica “A Potencial” deberá llevar calzado conductivo en los siguientes casos:

- Cuando se trabaja desde una plataforma aérea.
- Cuando se trabaja sobre una escalera aislada y una estructura de acero.

- Cuando se trabaja en una plataforma de un vehículo hacia una estructura de acero a tensiones superiores a 200 kV nominal fase a fase.

También se debe utilizar calcetines conductivos y correas para las piernas. Las superficies de metal en las botas conductoras deberán mantenerse limpias para garantizar un buen contacto eléctrico.

Las botas conductivas son fabricadas de cuero, las cuales ofrecen al liniero comodidad y protección. Estas botas deben cumplir con todas las especificaciones ANSI para calzado conductivo. Las botas generalmente deben contar con un arnés de pierna, con suela negra conductiva, con un alambre moldeado dentro de la suela de goma que sube por detrás de la bota hasta un broche conductivo a presión en la parte superior de la bota.

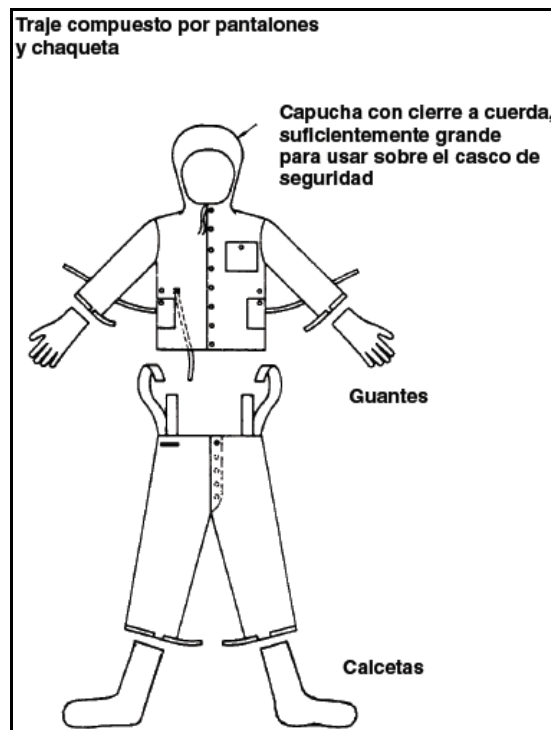
2.5.5.2. Traje conductivo

La ropa de protección no es necesaria cuando se utiliza procedimientos de mantenimiento a distancia (utilizando pértigas); sin embargo, la ropa conductora puede ser usada en cualquier momento durante el trabajo en línea viva. El personal que realice trabajos de mantenimiento con la técnica a potencial se debe:

- Llevar un abrigo o chaqueta, botas y guantes cuando se trabaja desde una plataforma aérea.
- Usar una chaqueta, pantalones, botas y guantes cuando se trabaja con una escalera de material aislante.

La ropa conductiva para trabajo en línea viva en alta tensión sustituye a los procedimientos con herramientas de mano y pértigas de epoxiglas. El traje se conecta directamente al conductor energizado colocando al liniero al mismo potencial sin que el liniero mismo actúe como conductor, lo que le permite trabajar directamente con sus manos en los herrajes de la línea aislado de tierra mediante productos de epoxiglas (escaleras, plataformas, etc.). De este modo se incrementa la eficiencia y eficacia del mantenimiento en las líneas de transmisión, sin poner en peligro al liniero y sin interrumpir el servicio al usuario.

Figura 44. Traje conductivo



Fuente: Chance. Catálogo de herramientas. p. 2559.

2.5.5.3. Escaleras aisladas

Los trabajadores se aseguran del correcto ensamblaje o acoplamiento entre las escaleras y la estructura en la cual se trabaja. El equipo y accesorios, incluyendo las cadenas de seguridad y / o correas, debe estar fijado a la estructura antes de permitir que los trabajadores tengan acceso a la escalera. Las escaleras de peldaños en las cuales se detecte el deterioro de la superficie anti-deslizante, deben retirarse de servicio y repararlas o sustituidas.

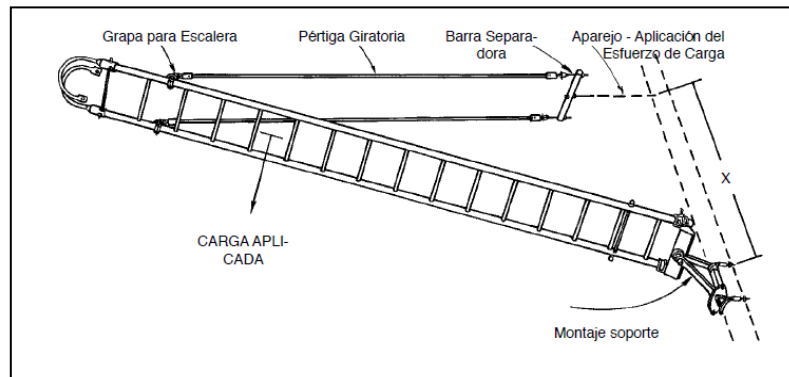
2.5.5.3.1. Escaleras de uso vertical

La escala aislada utilizada en la posición vertical, se coloca de tal manera que no se permite un posible deslizamiento o separación entre ella y la estructura en que se realiza el trabajo. Las escaleras aisladas deben de estar provistas con cuerdas o sogas de seguridad fijadas a ojales colocados de fábrica a cada lado sobre los largueros de la misma.

2.5.5.3.2. Escaleras de uso horizontal

Escaleras aisladas utilizadas en posición horizontal o casi horizontal se aseguran a la estructura por medio del soporte de escalera especialmente diseñado para el efecto. El extremo en voladizo de la escalera se sujeta por medio de las barras separadoras y las pértigas giratorias. El extremo superior de las barras separadoras cuenta con un aparejo para la aplicación de esfuerzo de carga para poder realizar el control del movimiento vertical de la escalera. Un mínimo de dos cuerdas o líneas de mano deben sujetar cada uno de los extremos en voladizo de la escalera con el fin de gobernar el movimiento horizontal del equipo en conjunto.

Figura 45. **Escaleras de uso horizontal**



Fuente: Chance. Catálogo de herramientas. p. 2354.

2.6. **Maniobras y procedimientos en los mantenimientos de líneas energizadas**

En esta serie de instrucciones se demuestran los pasos básicos para cambiar aisladores dañados en una línea trifásica típica de alto voltaje suspendida en torres de acero. Básicamente se desarrollarán los siguientes casos, dependiendo del tipo de estructura y la cantidad de conductores por fase:

- Estructura de suspensión con un conductor por fase
- Estructura de suspensión con dos conductores por fase
- Estructura de remate con un conductor por fase
- Estructura de remate con dos conductores por fase.

También se desarrollan algunas variantes dentro de cada uno de estos casos debido a la variedad de geometrías de los herrajes en las distintas líneas de transmisión en voltaje 230 kV.

2.6.1. Técnica a potencial de tierra (a distancia)

Como se indicó anteriormente, la técnica a potencial de tierra o a distancia, consiste en que el liniero se encuentra sobre la estructura que soporta al conductor. El liniero desarrolla su trabajo utilizando herramientas aisladas y la seguridad del liniero depende de su buena conexión a tierra.

2.6.1.1. Cambio de aisladores en torres de suspensión

El cambio de aisladores en este tipo de estructuras es el más simple, debido a que la cadena de aisladores no trabaja a tensión mecánica horizontal.

- Cambio de aisladores en torre de suspensión de conductor simple

Para este caso se necesita trabajar con menos equipo que para el caso de doble conductor.

- Instalación de las escaleras

Instalar una escalera de gancho giratorio en la estructura de la torre y desde la cual un liniero pueda alcanzar y manipular el conductor con las pértigas. La escalera está provista de una cadena o soga y amarrada firmemente a la torre y de ser necesario, a objetos estacionarios o fijos en tierra para evitar el movimiento de péndulo.

- Instalación de herramientas elevadoras
 - Instalar un yugo de torre encima de la cruceta, directamente sobre el conductor. Se debe asegurar con sogas o estrobos adecuados sobre la cruceta de la torre.
 - Con una pértiga universal se mide la distancia desde el yugo de torre al fondo del conductor.
 - Instalar en los extremos de las varas tensoras ajustables dos ganchos ajustables de suspensión usando la medida anterior.
 - Colocar los ganchos de suspensión de las varas tensoras ajustables al conductor, uno de cada lado de la grapa del conductor.
 - Colocar los dos gatos de tensión a tornillo de las varas tensoras ajustables en el yugo de la torre y se aseguran en su lugar.
 - Asegurar los tornillos de ojo en los ganchos ajustables de suspensión para ajustar las grapas en el conductor.
 - Asegurar los gatos de tensión a tornillo para colocar la herramienta en su lugar.

- Instalación de la pértiga de trole para aisladores de suspensión
 - Colocar estribos de 1.3 cm. o más largos en cada extremo de una pértiga de trole de 6.5 cm, y se amarran los estribos debajo del brazo de la torre con el extremo exterior de la pértiga de rodillo cerca de los aisladores.
 - Colocar el accesorio ranurado para aisladores bajo el aislador superior de la cadena. Al aplicarlo de esta manera, la cadena completa puede ser levantada presionando levemente hacia abajo en el extremo de la estructura de la pértiga de trole. Los aisladores vuelven a ubicarse tras hacer los cambios necesarios usando la misma pértiga de trole.

- Desengancho del conductor
 - Retirar parcialmente la chaveta situada en la calavera de la grapa del conductor.
 - Operando los gatos de tensión a tornillo, se retira de la cadena de aisladores el peso del conductor, para desenganchar la grapa del último aislador de la cadena.
 - Con un ajustador de rotulas instalada en una pértiga universal, se desengancha la grapa del conductor del último aislador de la cadena. Muchas veces es necesario, para facilitar esta operación, sujetar el último aislador de la cadena con una horquilla ajustable instalada sobre una pértiga universal.

- Por medio de los gatos de tensión a tornillo, se baja el conductor lo suficiente para mantenerlo alejado de la cadena de aisladores. Se trata de evitar que la cadena de aisladores, libre del peso del conductor, pueda hacer contacto con éste al balancearse.
- Cambio de los aisladores
 - Retirar parcialmente la chaveta del aislador inferior de la cadena de aisladores.
 - Con una horquilla ajustable instalada en una pértiga universal, se retira el aislador. Si solamente está dañado el último aislador de la cadena es posible cambiarlo sin necesidad de tocar el resto de los aisladores. Si el aislador dañado que se trata de cambiar, está cerca del centro o de la parte superior de la cadena, se debe de elevar la cadena completa de manera que un liniero en el brazo de la torre, pueda hacer la sustitución.
 - Sujetar el nuevo aislador con la horquilla ajustable y engancharlo al último aislador en la cadena. Con el dorso de un ajustador de rótulas se termina de introducir la chaveta.
- Instalación del conductor
 - Elevar el conductor operando los gatos de cadena (o gatos tensores de trinquete) lo suficiente para hacer la unión entre el último aislador y la grapa del conductor. Efectuar esta unión con una escuadra ajustadora de herrajes instalada en una pértiga universal.

Si fuera necesario, se debe de instalar sobre el conductor un bastón elevador o de tensión, para ayudar a efectuar la unión, guiando al conductor.

- En la forma que ha sido descrita anteriormente, se termina de introducir la chaveta en la calavera de la grapa del conductor.
- Aflojar los gatos de tensión a tornillo hasta que la cadena soporte la carga del conductor.
- Desconectar y retirar todo el equipo de herramientas instalado sobre la estructura.
- Herramienta utilizada en el procedimiento anterior
 - 1 escalera con ganchos giratorios con largueros de 2 pulgadas.
 - 1 yugo para torre, el cual sirve como soporte de las varas tensoras para aliviar la tensión mecánica en la cadena de aisladores de suspensión y reemplazar las unidades dañadas.
 - 2 grapas ajustables de suspensión.
 - 2 varas tensoras ajustables con chavetas transversales para colocar las grapas ajustables de suspensión y los gatos de tensión con los muñones hacia el yugo para torre.
 - 2 gatos de tensión a tornillo para acortamiento de la cadena.

- 2 muñones para soporte de tensión.
- 1 pértiga de trole para aisladores de suspensión, para transportar cómodamente la cadena de aisladores dañados por la estructura para proceder a cambiar los aisladores. Se puede fijar el montaje en forma horizontal bajo el brazo de la torre usando silletas tipo torre para pértiga soporte de conductor.
- 1 rodillo para trole simple.
- 1 pértiga universal con (sujetador de pernos) extractor de chavetas.
- 1 pértiga universal con horquilla ajustable para aisladores.
- 1 pértiga universal con ajustador de rótulas para levantar el peso la cadena de aisladores.
- 1 juego de tierra para estática, para eliminar el problema de carga electrostática al trabajar con cadenas de aisladores.

2.6.1.2. Cambio de aisladores en torre de suspensión de conductor doble haz

- Este procedimiento difiere del anterior en que existe doble conductor por fase y esto significa que existen herrajes especiales para la conexión mecánica entre la cadena de aisladores y los dos conductores. Para este caso existirá un yugo triangular y dos grapas de suspensión como intermediarios entre los conductores y la cadena de aisladores.

Básicamente el procedimiento es muy similar existiendo uno o dos elementos diferentes que se describen a continuación.

2.6.1.2.1. Instalación de la escalera

- Se debe instalar una escalera de gancho giratorio en la estructura de la torre y desde la cual un liniero pueda alcanzar y manipular la cadena de aisladores y herrajes de la misma con las pértigas. La escalera está provista de una cadena o soga y amarrada firmemente a la torre y de ser necesario, a objetos estacionarios o fijos en tierra para evitar el movimiento de péndulo.

2.6.1.2.2. Instalación de herramientas elevadoras

- Instalar un yugo de torre encima de la cruceta, directamente sobre el conductor. Se debe de asegurar con sogas o estrobos adecuados sobre la cruceta de la torre.
- Con una pértiga universal se mide la distancia desde el yugo de torre al fondo del conductor.
- Instalar en los extremos de las varas tensoras ajustables el yugo del punto caliente (punto energizado) usando la medida anterior.
- Colocar el yugo de punto caliente debajo del yugo triangular que soporta a las grapas de suspensión y los dos conductores.

- Colocar los 2 gatos de tensión a tornillo de las varas tensoras ajustables en el yugo de la torre y asegurarlos en su lugar.
- Asegurar el yugo de punto caliente al centro del yugo triangular de soporte de los conductores.
- Asegurar los gatos de tensión a tornillo para colocar la herramienta en su lugar.

2.6.1.2.3. Instalación de la pértiga de trole para aisladores de suspensión

- Colocar estrobos de 1.3 cm o más, en cada extremo de una pértiga de trole de 6.5 cm. Se debe de amarrar los estrobos debajo del brazo de la torre con el extremo exterior de la pértiga de rodillo cerca de los aisladores.
- Colocar el accesorio ranurado para aisladores bajo el aislador superior de la cadena. Al aplicarlo de esta manera, la cadena completa puede ser levantada presionando levemente hacia abajo en el extremo de la estructura de la pértiga de trole. Los aisladores vuelven a ubicarse tras hacer los cambios necesarios usando la misma pértiga de trole.

2.6.1.2.4. Desengancho del conductor

- Para desenganchar el conductor lo primero que se debe hacer es retirar parcialmente la chaveta situada en la calavera del yugo triangular.

- Operando los gatos de tensión a tornillo, se retira de la cadena de aisladores el peso de los conductores, para desenganchar el yugo triangular del último aislador de la cadena.
- Desenganchar el accesorio bola que une al yugo triangular con el último aislador de la cadena. Muchas veces es necesario, para facilitar esta operación, sujetar el último aislador de la cadena con una horquilla ajustable instalada sobre una pértiga universal.
- Por medio de los gatos de tensión a tornillo, se bajan los conductores lo suficiente para mantenerlos alejados de la cadena de aisladores. Se trata de evitar que la cadena de aisladores, libre del peso del conductor, pueda hacer contacto con éste al balancearse.

2.6.1.2.5. Cambio de los aisladores

- Retirar parcialmente la chaveta del aislador inferior de la cadena de aisladores.
- Con una horquilla ajustable instalada en una pértiga universal se retira el aislador. Si solamente está dañado el último aislador de la cadena es posible cambiarlo sin necesidad de tocar el resto de los aisladores. Si el aislador dañado que se trata de cambiar, está cerca del centro o de la parte superior de la cadena, se debe de elevar la cadena completa de manera que un liniero, en el brazo de la torre pueda hacer la sustitución.
- Sujetar el nuevo aislador con la horquilla ajustable y engancharlo al último aislador en la cadena. Con el dorso de un ajustador de rótulas se termina de introducir la chaveta.

2.6.1.2.6. Instalación del yugo triangular a la cadena de aisladores

- Enrollar los aisladores a lo largo del bastón de rueda y colocarlos en la cruceta de la torre. Se retira las herramientas de aisladores.
- Elevar el conductor operando los gatos de cadena, lo suficiente para hacer la unión entre el último aislador y el accesorio bola en el extremo superior del yugo triangular. Efectuar esta unión con una escuadra ajustadora de herrajes instalada en una pértiga universal. Si fuera necesario, se debe de ayudar en esta operación reteniendo el último aislador con una horquilla ajustable. En la forma que ha sido descrita anteriormente, termine de introducir la chaveta en la calavera de la grapa del conductor.
- Afloje los gatos de tensión a tornillo hasta que la cadena soporte la carga del conductor.
- Desconecte y retire todo el equipo de herramientas instalado sobre la estructura.

3. FASE DE INVESTIGACIÓN: PLAN DE CONTINGENCIA

Un plan de contingencia está diseñado para proporcionar una respuesta inmediata y eficaz a cualquier situación de emergencia, con el propósito de prevenir los impactos adversos a la salud humana y al mismo tiempo, proteger la propiedad en el área de influencia y el medio ambiente.

Debido a la naturaleza del tema del presente proyecto de EPS, el cual se desarrolla en las estructuras de soporte de las distintas líneas de transmisión en 230 kV a cargo del Departamento Central de ETCEE – INDE, las cuales se encuentran localizadas casi a todo lo largo de la República de Guatemala, son sumamente variadas las características topográficas y geológicas del terreno base de cada una de estas estructuras, lo cual no permite unificar y generalizar totalmente los criterios para poder definir un plan de contingencia específico aplicable a todas y cada una de las líneas de transmisión.

3.1. Bases legales

En la República de Guatemala la entidad encargada de prevenir, mitigar, atender y participar en la rehabilitación y reconstrucción de los daños derivados de la presencia de los desastres es la denominada Coordinadora Nacional para la Reducción de Desastres CONRED. Está integrada por dependencias y entidades del sector público y del sector privado y creada por el decreto número 109-96 del Congreso de la República de fecha 12 de diciembre de 1996.

Sus objetivos y fines son: a) Establecer mecanismos, procedimientos y normas que propicien la reducción de desastres por medio de la coordinación inter-institucional. b) Organizar, capacitar y supervisar en todo nivel (local, municipal, departamental, regional y nacional), para establecer una cultura en reducción de desastres, implementando programas de organización, capacitación, educación, información, divulgación y otros que se consideren necesarios. c) Implementar en Instituciones públicas y privadas, organización, políticas y acciones para mejorar la capacidad de su coordinación interinstitucional en las áreas afines a la reducción de desastres de su conocimiento y competencias. d) Elaborar planes de emergencia y estrategias por ocurrencia y presencia de fenómenos.

El reglamento de la ley 109-96 (Acuerdo Gubernativo 443-2000), se emitió con el objetivo de definir las responsabilidades operativas y las reglas de coordinación de los sectores involucrados en su intervención. Contiene procedimientos técnicos y las disposiciones normativas contenidas en el decreto Ley No. 109-96 del Congreso de la República dotando a la CONRED de una estructura administrativo-financiera y de procedimientos para el cumplimiento de las funciones encomendadas.

3.2. Antecedentes

El historial de antecedentes sobre accidentes acaecidos durante la operación y funcionamiento de la subestación es de una probabilidad bastante baja, ya que en los últimos 10 años el único evento de magnitud moderada y no catastrófica que se ha presentado dentro de la subestación, fue un deslave de tierra ocurrido en un área boscosa alejada de la subestación, pero perteneciente a la misma.

El INDE dentro de sus funciones también tiene el área organizada de seguridad industrial por lo que cuenta con brigadas de seguridad industrial las cuales actúan según la ubicación del área de trabajo, ya sea en oficinas ubicadas en el edificio central del INDE, en oficinas tanto del área occidental como del área oriental, en edificaciones de subestaciones eléctricas, en edificaciones de centrales generadoras de energía eléctrica o aun en las líneas de transmisión en toda la república.

3.3. Análisis de riesgos

El Análisis de riesgos tiene como finalidad el estudio de las causas de las posibles amenazas, y los daños y consecuencias que éstas puedan producir al momento de la realización de los trabajos de mantenimiento en vivo de una línea de transmisión de energía eléctrica, como es el caso del presente trabajo.

Este análisis se realiza para que sirva de base para el diseño de un plan de contingencia que proporcione una respuesta inmediata y eficaz a cualquier situación de emergencia, con el propósito de prevenir los impactos adversos a la salud humana y al mismo tiempo, proteger la propiedad en el área de influencia y el medio ambiente. El análisis de riesgos y la elaboración del plan de contingencias contemplan los requerimientos específicos contenidos en la normativa emitida por la Coordinadora Nacional Contra la Reducción de Desastres –CONRED-.

El personal que integra a las cuadrillas de líneas vivas de la subestación de líneas de transmisión de Guatemala sur, sin distinción de categorías, será responsable de familiarizarse con los riesgos detectados con el objetivo de estar siempre prevenidos ante cualquier eventualidad que se pueda presentar dentro del desarrollo de los trabajos de mantenimiento de líneas vivas.

A continuación se realiza el análisis de los diferentes aspectos que pudieran ser la causa para que se presente algún tipo de riesgo o amenaza en las cercanías del área en que se desarrollen los trabajos en una estructura de soporte de línea de transmisión.

3.3.1. Deslizamientos

El diseño y construcción de una estructura de soporte de línea del tipo torre de celosía, como lo es el caso de todas las estructuras de soporte en líneas de transmisión en voltaje 230 kV, a cargo del Departamento Central de ETCEE, da un alto grado de confiabilidad en la estabilidad mecánica de las mismas, pero debido a las condiciones y las características de los diversos tipos de terrenos que las circundan, esto hace que un gran número de torres de celosía se encuentren con un considerable riesgo de que se presenten deslizamientos de tierra cercano a estas.

En Guatemala, su relieve montañoso (aproximadamente dos terceras partes del territorio de Guatemala están formadas por montañas), ocasiona que una considerable cantidad de torres de celosía se encuentren ubicadas en cercanías de laderas propensas a deslizamientos.

3.3.2. Incendios

Debido a que las líneas de transmisión de energía eléctrica en voltaje de 230 kV conforman la denominada red troncal del sistema nacional interconectado, se localizan a través de distintas regiones de la República, atravesando áreas de varios departamentos de Guatemala como lo son: Escuintla, Suchitepéquez, Guatemala, Retalhuleu, Quetzaltenango, Las Verapaces, Santa Rosa y Jutiapa.

Esto significa que las estructuras de soporte se localicen en aéreas y terrenos que varían en su clima, elevación, topografía y paisaje; sumado a esto existe una avanzada deforestación y consiguiente erosión de los suelos.

Esto propicia que en el país existan ecosistemas tan variados que van desde los manglares de los humedales del pacífico hasta los bosques nublados de alta montaña. Todo esto da como resultado que exista un alto grado de probabilidad de que se presente un incendio en las cercanías de muchas estructuras de soporte de las líneas de transmisión.

3.3.3. Clima

Nuevamente se tiene que tomar en consideración la variedad de condiciones climáticas que se tienen en las distintas regiones del país, ya que en Guatemala el clima es tan variado como la superficie de su suelo. De igual forma existen distintas condiciones climáticas para las estructuras de las líneas de transmisión, dependiendo de su localización geográfica, con lo que se tengan áreas de vulnerabilidad a desastres muy variada.

Si es el caso de una línea de transmisión que esté ubicada en la denominada franja transversal del norte, por ejemplo en el área de las Verapaces, las elevaciones oscilan entre los 300 hasta los 1400 msnm, es muy lluviosa y los registros más altos se obtienen de junio a octubre donde los niveles de temperatura descienden conforme aumenta la elevación.

Si es el caso de un área en la meseta y altiplanos como podría ser Huehuetenango, Quetzaltenango, Jalapa y sectores de las Verapaces las montañas definen mucha variabilidad con elevaciones mayores o iguales a 1,400 msnm, generando diversidad de microclimas, donde las regiones están densamente pobladas; por lo que la acción humana se convierte en factor de variación apreciable.

En el caso de la bocacosta que es el área que transversalmente se extiende desde el departamento de San Marcos hasta el de Jutiapa, situada en la ladera montañosa de la Sierra Madre, en el descenso desde el altiplano hacia la planicie costera del Pacífico, con elevaciones de 300 a 1,400 msnm, ésta es una región angosta donde las lluvias alcanzan los niveles más altos del país juntamente con la transversal del norte, con máximos pluviométricos de junio a septiembre, los valores de temperatura aumentan a medida que se desciende hacia el litoral del Pacífico. En esta región existe un clima generalizado de género semi cálido y sin estación fría bien definida, con carácter de muy húmedo, sin estación seca bien definida, en el extremo oriental varia a húmedo y sin estación seca bien definida.

Para la planicie costera del Pacífico, que se extiende desde el departamento de San Marcos hasta el de Jutiapa, con elevaciones de 0 a 300 msnm, en esta región también las lluvias tienden a disminuir conforme se llega al litoral marítimo con deficiencia durante gran parte del año, donde los registros de temperatura son altos. En esta región existen climas de género cálido sin estación fría bien definida.

Para la zona oriental que comprende la mayor parte del departamento de Zacapa y sectores de los departamentos de El Progreso, Jalapa, Jutiapa y Chiquimula, el factor condicionante es el efecto de sombra pluviométrica que ejercen las sierras de Chuacús y de Las Minas y a lo largo de toda la cuenca del Río Motagua; las elevaciones son menores o iguales a 1,400 msnm. La característica principal es la deficiencia de lluvia (la región del país donde menos llueve) con marcado déficit la mayoría del año y con los valores más altos de temperatura. En esta región se manifiestan climas de género cálido con invierno seco, variando su carácter de semi secos sin estación seca bien definida.

3.3.4. Amenaza por sequía

Para el presente caso se puede indicar que el hecho de que se presenten épocas de sequía en distintas áreas de la República de Guatemala; esto podría significar para las líneas de transmisión de energía eléctrica, la posibilidad de que se manifiesten incendios forestales o la quema de algún tipo de plantaciones que estén en las cercanías de las estructuras de soporte, siendo esta la forma en que una amenaza de sequía afecte a las líneas de transmisión, teniendo en consideración siempre el hecho de la diversidad de condiciones de la geografía abarcada por los trayectos de estas líneas de transmisión ya que esto significaría un alto grado de probabilidad de que se presente esta amenaza.

3.3.5. Infraestructura

EL Sistema Nacional Interconectado cuenta en el Departamento Central de ETCEE – INDE con 6 líneas de transmisión en voltaje 230kv, con una longitud total de 422 kilómetros de línea y con 1,109 estructuras de soporte tipo torre de celosía.

Tomando en consideración la vida útil que llega a tener una línea de transmisión construida con estructuras de torre de celosía y conforme a las normas de diseño estructural nacional e internacional, se puede considerar que, en general, estas líneas de transmisión son de construcción relativamente reciente y de acuerdo a estadísticas las estructuras de torre de celosía de construcción actual, son las que tienen una frecuencia de incidentes menor, comparada con estructuras de soporte de tipo poste de madera o concreto, que se pueden considerar como materiales de menor resistencia con respecto al acero galvanizado que conforman estas torres.

3.4. Plan de contingencia

Para el desarrollo de todo trabajo de mantenimiento debe elaborarse un plan de contingencia, por posible situación de riesgo o peligro.

3.4.1. Organización del plan

Sobre la base de la descripción del proyecto, sus actividades y los posibles impactos del proyecto, el plan de contingencia presenta medidas a tomar en situaciones de emergencia derivadas del desarrollo de los trabajos de mantenimiento de estructuras de soporte con la línea de transmisión energizada, y/o situaciones de desastres naturales en cercanías de las mismas, o que por su naturaleza representen peligro para el medio ambiente, así como los que sean susceptibles a las amenazas naturales. (Sismo, explosión, incendio, inundación o cualquier otra eventualidad).

3.4.2. Objetivos del plan

Los principales objetivos del plan de contingencia son:

- Reducir en el mayor grado posible el índice de incidencias por causas de emergencias durante el desarrollo de los trabajos de mantenimiento en las líneas de transmisión.
- Supervisar la seguridad física de todo el personal.
- Prevenir y/o mitigar los efectos sobre el ambiente que circunda a las estructuras.
- Evitar que ocurra una cadena de accidentes que cause un problema mayor que el inicial.
- Garantizar la seguridad del personal involucrado en las actividades de emergencia y de terceras personas.

3.4.3. Alcance del plan

El plan de contingencia está diseñado para combatir desastres de magnitud de acuerdo con el análisis de riesgo presentado anteriormente, e incluye los siguientes grupos de apoyo:

- Personal clave: personal que en base a cierta capacitación para el efecto está disponible para contrarrestar emergencias.
- Grupo de control: personal capacitado para atender emergencias.
- Centro de asistencia médica: centros más cercanos a los puntos en donde se desarrollan los trabajos de mantenimiento.

3.4.4. Organización del personal

Todo el personal que forme parte del equipo de respuestas o de emergencias, debe estar adecuadamente entrenado en la operación y mantenimiento de los equipos de respuesta ante una emergencia, para prevenir pérdidas de materia prima, herramientas en la mayor medida de lo posible. Se desarrollara una sesión para informar, instruir y entrenar al personal del contenido de este plan de contingencia y del programa de respuestas a emergencias, asegurando que el personal posea un completo entendimiento de las acciones específicas a seguir y de la forma como el equipo de respuesta a emergencias será organizado.

3.4.5. Inventario y disponibilidad del equipo de respuesta

La cuadrilla de linieros de líneas vivas es el grupo de trabajo que desarrolla la actividad de mantenimiento, y en la misma se cuenta con el siguiente equipo de respuesta ante cualquier contingencia o emergencia.

Tabla XI. **Equipo mínimo de respuesta estimado**

Equipo	Cantidad
Extintores	4
Equipo completo de comunicación	1
Kit de herramientas	1

Fuente: elaboración propia.

3.4.6. Procedimiento en caso de emergencia

El siguiente procedimiento de acción específica los pasos que se deben seguir en caso de emergencia. Este procedimiento puede ser modificado para incorporar información adicional que sea pertinente.

- Determinar el lugar y la ubicación exacta donde tuvo ocurrencia el incidente, determinar el tipo de incidente y estimar la magnitud del mismo.
- Llevar a cabo las acciones específicas correspondientes para controlar el incidente que se presente (incendio, deslizamiento, etc.).

- Notificar la ocurrencia del mismo al personal que se encuentre más cercano al área afectada con el objetivo de auxiliar o prestar ayuda inmediata al los implicados en el incidente que se suscite.
- Llevar a cabo las acciones específicas para la limpieza y restauración del área.
- Notificar a las autoridades correspondientes, inmediatamente después de haberse suscitado la emergencia.
- Modificar las operaciones o acciones que se hayan llevado a cabo y que no hayan dado resultados inmediatos para la contingencia del incidente que se presente, para evitar la re-ocurrencia potencial del mismo.
- Documentar el incidente en un formulario de informe de pérdida y/o incendio.

3.4.7. Contingencia por incendio

Se mantiene al personal debidamente capacitado para contrarrestar todo tipo de incendio. El Jefe de seguridad industrial de la empresa es responsable de revisar periódicamente todos los extinguidores y equipo adecuado para asegurarse que tengan el mantenimiento necesario.

3.4.7.1. Medidas Preventivas

Como medida de prevención de incendios, se realizan los siguientes procedimientos:

- Se debe de hacer conciencia en todo el personal que participe en los trabajos de mantenimiento; que se abstengan de realizar actividades que representen una posible causa para propiciar el inicio de un incendio, como lo es el caso de encender una fogata o fumar en el área de trabajo.
- Los trabajadores deben ser periódicamente capacitados en el uso de extinguidores de diferentes tipos y lucha contra el fuego.
- Como parte del desarrollo de los trabajos de mantenimiento se debe tener el cuidado de mantener libre de obstáculos el acceso al lugar de trabajo en caso de una evacuación de emergencia.
- Se debe de identificar y ubicar todos los posibles caminos de acceso o evacuación al punto de trabajo.
- Todos los vehículos se deben quedar aparcados de retroceso, para que ante alguna emergencia que se presente en el área de trabajo, estos puedan conducirse de la manera más segura.
- Los extinguidores de incendios se mantienen inspeccionados y en áreas visibles y accesibles.
- Se capacita a todo el personal que participe en trabajos de mantenimiento de línea de transmisión sobre el manejo de extinguidores.
- No se almacena en ningún área materiales inflamables. Los líquidos inflamables deben estar en envases apropiados.

- Como práctica de prevención de incendio, se realiza un simulacro planeado y ejecutado bajo la supervisión del departamento correspondiente.

3.4.7.2. Medidas de control

- La persona que se percata de la presencia de humo o de fuego debe alertar inmediatamente sin provocar pánico. Se le debe comunicar de inmediato al personal de seguridad, quienes se encargarán de coordinar los procedimientos a efectuar y de ser necesario avisar lo más pronto posible a las autoridades correspondientes.
- Antes de intentar el control de un fuego, personal capacitado debe hacer una rápida evaluación de la situación. Si el incendio es demasiado grande y la capacidad de respuesta es insuficiente no se debe intentar su control y se solicita ayuda externa.
- Los fuegos pequeños y medianos serán combatidos con extintores portátiles.
- Tan pronto se haya notificado del incendio o de la presencia de humo, todo el personal que en ese momento se encuentre dentro del área afectada debe alejarse del peligro inmediato, siguiendo las rutas de evacuación asignadas para el efecto.

3.4.8. Derrame de desechos

En la fase de mantenimiento de la línea de transmisión se generan pequeñas cantidades de desechos sólidos tales como aisladores de polímero o de vidrio que por estar dañados se reemplazan por nuevos, desechos que se deben de retirar del área de trabajo para evitar la contaminación del medio ambiente o evitar que al quedar accesibles a personas ajenas a la empresa y esto represente un riesgo para las mismas.

3.4.9. Contingencia por sismo

En caso de sismo que afecte al área en la que se ubique la estructura de línea de transmisión a la que se le esté dando mantenimiento, esta debe ser desalojada de inmediato debido al riesgo al que están expuestos todo el personal que participa en la actividad, al estar en cercanías de la estructura de celosía y de los conductores de energía eléctrica en alta tensión.

3.4.9.1. Medidas Preventivas

Como medida de prevención en caso de sismo, se siguen los siguientes procedimientos:

- En todo momento, las carreteras o caminos de acceso se deben mantener libres de obstáculos.
- El plan de emergencia será distribuido a todos los empleados. Este es revisado y actualizado según sea necesario.

- Como práctica se celebra un simulacro planeado y ejecutado bajo la supervisión del departamento correspondiente.

3.4.9.2. Medidas postsismo

- Verificar si hay heridos y proveer los primeros auxilios.
- Verificar si hay personas atrapadas o desaparecidas y de ser así notificarlos inmediatamente.
- Verificar el estado de los conductores de energía eléctrica de la línea de transmisión en la estructura de soporte en la que se estén realizando los trabajos de mantenimiento.
- Verificar daños en las estructuras de soporte de línea contiguas al punto de trabajo con el fin de determinar si representan un peligro potencial en caso de movimientos sísmicos secundarios.
- De ser posible contar con algún tipo de equipo radio transmisor con el fin de tener acceso a órdenes o instrucciones de las autoridades correspondientes.

3.4.10. Rutas de evacuación

Para el cumplimiento del plan de contingencias, se debe implementar en el área circundante a la estructura de soporte de línea en la que se realicen los trabajos de mantenimiento, la identificación de los caminos o carreteras de acceso que existan, con el fin de que en caso necesario puedan ser utilizadas como rutas de evacuación.

3.4.10.1. Planos de edificaciones

Debido a que, por las considerables distancias o el alto grado de dificultad para poder llegar o retirarse de los distintos posibles puntos en los que se encuentran localizadas las estructuras de soporte de líneas de transmisión a trabajar, es necesario que se cuente con un plano o diagrama en el cual se identifique con claridad y de forma sencilla los caminos de acceso hacia la estructura de soporte de línea, identificando también la ruta a seguir para acceder a una carretera principal que conduzca al poblado, caserío, o cabecera departamental más cercana, en la cual existan entidades que puedan brindar el auxilio o apoyo para atender una emergencia en caso necesario.

4. FASE DE ENSEÑANZA APRENDIZAJE

En ésta fase se imparte una serie de pláticas, en las que se hace saber todos los puntos importantes en el desarrollo de mantenimiento de líneas de transmisión energizadas en voltaje 230 kV, las cuales fueron de gran utilidad para el personal técnico de la sección de subestaciones, líneas de transmisión y protecciones.

Con lo anterior se logra que el personal obtenga un conocimiento más profundo en los temas del área de ingeniería, de tal manera que todo lo referente a las distintas maniobras de mantenimiento de líneas energizadas, está bajo el conocimiento de todo el personal técnico de la sección de líneas de transmisión.

Se tocaron varios temas, entre ellos, la forma correcta y efectiva del uso y cuidado de los equipos para mantenimiento de líneas vivas o energizadas, así como las distintas clases de maniobras que dependen del tipo de estructura a trabajar. Se puso especial empeño en el aprendizaje de medidas de seguridad para el desarrollo de las maniobras, así como a la concientización de la importancia del grado de concentración por parte de los participantes en los trabajos de mantenimiento en líneas energizadas. y todo los demás puntos que se determinaron para realizar y poder encaminar de la mejor manera el desarrollo del proyecto de ejercicio profesional supervisado.

4.1. Métodos de capacitación

Son el conjunto de procedimientos orientados a lograr objetivos del proceso de enseñanza - aprendizaje.

Beneficios de la capacitación para el trabajador y la empresa: el beneficio de la capacitación no es sólo para el trabajador, sino también para la empresa; ya que para ambos constituye la mejor inversión para enfrentar los retos del futuro. Entre los beneficios están:

- Permitir al trabajador prepararse para la toma de decisiones y para la solución de problemas.
- Promover el desarrollo y la confianza del individuo.
- Ofrecer herramientas necesarias en el manejo de conflictos que se den dentro de la organización.
- Lograr metas individuales.
- Elevar el nivel de satisfacción en el puesto.
- Mejorar la comunicación entre los trabajadores.
- Ayudar a la integración de grupos.
- Transformar el ambiente de trabajo en la empresa, haciendo más agradable la estadía en ella.

Métodos usados para capacitar: entre ellos podemos destacar las conferencias, videos, películas, audiovisuales y similares. Tienden a depender más de la comunicación y menos de la imitación y la participación activa. Las conferencias permiten economía de tiempo, así como de recursos, los otros métodos pueden requerir lapsos de participación más amplia y presupuestos más elevados.

Los bajos niveles de participación, retroalimentación, transferencia y repetición que estas técnicas muestran pueden mejorar cuando se organizan mesas redondas y sesiones de discusión al terminar la exposición.

Existe un método de capacitación, que da la posibilidad de retroalimentación instantánea y de repetición indefinida resulta diferente de las otras: las simulaciones por computadora, generalmente en forma de juegos. Se utiliza para capacitar a gerentes en la toma de decisiones.

Simulación de condiciones reales. Para evitar que la instrucción interfiera en las operaciones normales de la organización, algunas empresas utilizan instalaciones que simulan las condiciones de operación reales (compañías aéreas, bancos y grandes instalaciones hoteleras). Esta técnica permite transferencia, repetición y participación notable, así como la organización significativa de materiales y retroalimentación.

4.1.1. Objetivo del método a utilizar

Es indispensable determinar, cuáles son los objetivos de la presentación, considerando el público al que está dirigida.

Ante un mismo tema o muy parecidos, como los expuestos al personal referentes al diseño electromecánico, los objetivos de la presentación varían si son realizadas para personal de la sección de protecciones, subestaciones, líneas de transmisión, o comunicaciones como parte de una actividad de extensión. Los objetivos deben ser claros y en número no mayoritario, ya que en una mayor cantidad difícilmente son retenidos por la audiencia.

4.1.2. Método de presentaciones audiovisuales

Este método ofrece ventajas sobre los casos escritos, ya que el conferencista o instructor no necesita hacer investigaciones ni escribir informes.

Por otro lado, las presentaciones audiovisuales son más atractivas para los participantes ya que no tienen la necesidad de leer grandes cantidades de información. Así mismo, permite capacitar al personal al desarrollar sus habilidades de percepción y escucha activa de mensajes verbales y no verbales.

CONCLUSIONES

1. Con el desarrollo de mantenimientos en vivo de líneas de transmisión se contribuye a mejorar la calidad del servicio en el suministro de energía eléctricas, ya que es de vital importancia minimizar el número de interrupciones en el sistema de transmisión en 230kv así como el tiempo en restablecer el servicio eléctrico para mantener los índices de calidad de servicio en valores apropiados.
2. Con el conocimiento tanto del uso correcto como de la capacidad mecánica y eléctrica del equipo para el mantenimiento de líneas energizadas se garantiza el desarrollo de los trabajos de forma segura y eficiente.
3. Implementar y realizar progresivamente trabajos de mantenimiento en las líneas energizadas con la técnica en caliente para realizar reparaciones, cambios de elementos o mejoras sin necesidad de desenergizar las líneas de transmisión, ya que esta técnica de mantenimiento ofrece ventajas altamente rentables para la industria eléctrica, pues no interrumpe la continuidad del servicio eléctrico, aumentando, como consecuencia, la disponibilidad de energía y la confiabilidad en el sistema de transmisión.
4. Las libranzas eléctricas son de vital importancia para la seguridad del personal que participa en trabajos de mantenimiento en vivo por el método a distancia.

5. Es de vital importancia el alcanzar el adecuado conocimiento tanto del uso del equipo y herramientas de trabajo idóneo para trabajos de mantenimiento en líneas vivas, como de las normas de seguridad que rigen esta disciplina, logrando con esto una prevención y control de riesgos para el desempeño seguro de los trabajos, ya que se debe tener siempre presente el alto grado de riesgo por la naturaleza de los mismos.

RECOMENDACIONES

1. Darle la importancia necesaria al uso continuo de la técnica de mantenimiento en caliente para realizar reparaciones, cambios de elementos o mejoras sin necesidad de desenergizar las líneas de transmisión, ya que la técnica del mantenimiento en caliente ofrece ventajas altamente rentables para la industria eléctrica, pues no interrumpe la continuidad del servicio eléctrico.
2. Desarrollar programas de capacitación tanto a personal de Ingeniería como a personal de cuadrillas de líneas vivas para mejorar y mantener un nivel de eficiencia en el desarrollo de los mantenimientos en vivo de líneas de transmisión.

BIBLIOGRAFÍA

1. CAMARENA, Juan. *Diseño de estructuras para líneas de transmisión, programa de capacitación*. Costa Rica: Mater Litho, 2003. 124 p.
2. CARDONA CORREA, Leonardo. *Aislamiento para reparación de líneas de transmisión*. México 2001. 34 p.
3. Comisión Federal de Energía. *Cálculo eléctrico de líneas de transmisión*. Argentina 1989. 205 p. Serie: Management. ISBN: 847577458X.
4. CHANCE. *Catálogo herramientas*. 2ª ed. San José, Costa Rica: 1978. 259 p.
5. Comisión de Energía Sociedad Anónima. *Herrajes para líneas de transmisión*. México: Salinas F.C.,1990. 437 p. ISBN: 9684222653.
6. MARTIN, José Raúl. *Diseño de líneas de transmisión*. 3ª ed. México: McGraw-Hill, 2000. 201 p.
7. MESTRE, Joseph. *Distancias a líneas eléctricas*. 4ª ed. Chile: Sierra Blanca, 1990. 16 p.
8. Normas de Diseño de Transmisión, *Termografía en la industria*. España: Casillero, 1985. 56 p.

9. Normas de Transmisión de Orientación y Desarrollo, *Distancias de seguridad*. 2ª ed. México, Universidad Autónoma, Facultad de Ingeniería, 2000. 261 p.