



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

**DISEÑO DE COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO Y DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD
EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE 400 KV, 230 KV EN CONFIGURACIÓN
INTERRUPTOR Y MEDIO Y 69 KV EN CONFIGURACIÓN BARRA SIMPLE MÁS BARRA DE
TRANSFERENCIA, CON BASE EN NORMAS NACIONALES E INTERNACIONALES**

Adriana Priscilla Carvajal Durán
Asesorada por Ing. Endor Steve Ortiz del Cid

Guatemala, marzo de 2023

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**DISEÑO DE COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO Y DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD
EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE 400 KV, 230 KV EN CONFIGURACIÓN
INTERRUPTOR Y MEDIO Y 69 KV EN CONFIGURACIÓN BARRA SIMPLE MÁS BARRA DE
TRANSFERENCIA, CON BASE EN NORMAS NACIONALES E INTERNACIONALES**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

ADRIANA PRISCILLA CARVAJAL DURÁN
ASESORADO POR ING. ENDOR STEVE ORTIZ DEL CID

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERA ELECTRICISTA

GUATEMALA, MARZO DE 2023

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

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

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

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

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

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

**DISEÑO DE COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO Y DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD
EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE 400 KV, 230 KV EN CONFIGURACIÓN
INTERRUPTOR Y MEDIO Y 69 KV EN CONFIGURACIÓN BARRA SIMPLE MÁS BARRA DE
TRANSFERENCIA, CON BASE EN NORMAS NACIONALES E INTERNACIONALES**

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 28 de Abril de 2022.



Adriana Priscilla Carvajal Durán

Guatemala, 14 de marzo del 2022

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

Estimado Ingeniero Argueta.

Por este medio me permito dar aprobación al informe final correspondiente a la práctica del Ejercicio Profesional Supervisado (EPS) titulado: "DISEÑO DE COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO Y DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE 400 KV, 230 KV EN CONFIGURACIÓN INTERRUPTOR Y MEDIO Y 69 KV EN CONFIGURACIÓN BARRA SIMPLE MÁS BARRA DE TRANSFERENCIA, CON BASE EN NORMAS NACIONALES E INTERNACIONALES" desarrollado por la estudiante Adriana Priscilla Carvajal Durán, quien se identifica con el Pasaporte 116710245 y registro académico No. 201780026. 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 del trabajo

Sin otro particular, me despido cordialmente.


(f) Ing. Endor Steve Ortiz del Cid
Asesor de EPS


Endor Steve Ortiz del Cid
INGENIERO ELECTRICISTA
Colegiado No. 10895

Coordinador de Líneas de Transmisión y Subestaciones eléctricas / Catedrático del curso
Conversión de energía electromecánica I
Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del Instituto Nacional de
Electrificación

Universidad de San Carlos de
Guatemala



Facultad de Ingeniería
Unidad de EPS

Guatemala, 11 de noviembre de 2022.
REF.EPS.DOC.342.10.2022.

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

Estimado Ingeniero Argueta Hernández.

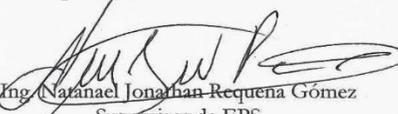
Por este medio atentamente le informo que como Supervisor de la Práctica del Ejercicio Profesional Supervisado (E.P.S.), de la estudiante universitaria **Adriana Priscilla Carvajal Durán** de la Carrera de Ingeniería Eléctrica, Registro Académico No. **201780026** y CUI **116710245**, procedí a revisar el informe final, cuyo título es **“DISEÑO DE COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO Y DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE 400 KV, 230 KV EN CONFIGURACIÓN INTERRUPTOR Y MEDIO Y 69 KV EN CONFIGURACIÓN BARRA SIMPLE MÁS BARRA DE TRANSFERENCIA, CON BASE EN NORMAS NACIONALES E INTERNACIONALES”**.

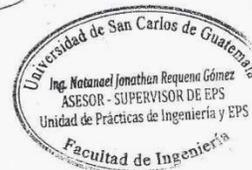
En tal virtud, **LO DOY POR APROBADO**, solicitándole darle el trámite respectivo.

Sin otro particular, me es grato suscribirme.

Atentamente,

“Id y Enseñad a Todos”


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



c.c. Archivo

Edificio de EPS, Facultad de Ingeniería, Ciudad Universitaria, zona 12.
Teléfono directo: 2442-3509

Universidad de San Carlos de
Guatemala



Facultad de Ingeniería
Unidad de EPS

Guatemala 11 de noviembre de 2022.
REF.EPS.D.365.11.2022.

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

Estimado Ingeniero Rivera Carrillo.

Por este medio atentamente le envío el informe final correspondiente a la práctica del Ejercicio Profesional Supervisado, (E.P.S) titulado **"DISEÑO DE COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO Y DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE 400 KV, 230 KV EN CONFIGURACIÓN INTERRUPTOR Y MEDIO Y 69 KV EN CONFIGURACIÓN BARRA SIMPLE MÁS BARRA DE TRANSFERENCIA, CON BASE EN NORMAS NACIONALES E INTERNACIONALES"** que fue desarrollado por la estudiante universitaria, **Adriana Priscilla Carvajal Durán**, quien fue debidamente asesorada por el Ing. Endor Steve Ortiz del Cid y supervisado por el Ing. Natanael Jonathan Requena Gómez.

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

Sin otro particular, me es grato suscribirme.

Atentamente,
"Id y Enseñad a Todos"



Ing. Oscar Argueta Hernández
Director Unidad de EPS

/ra

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

Guatemala, 24 de mayo de 2022

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

Ingeniero Rivera:

Por este medio, con base a lo indicado en el REGLAMENTO DE TRABAJOS DE GRADUACION vigente, tengo a bien proponer la aprobación del trabajo de graduación titulado:

**DISEÑO DE COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO Y DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD
EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE 400 KV, 230 KV EN CONFIGURACIÓN
INTERRUPTOR Y MEDIO Y 69 KV EN CONFIGURACIÓN BARRA SIMPLE MÁS BARRA DE
TRANSFERENCIA, CON BASE EN NORMAS NACIONALES E INTERNACIONALES**

del estudiante ADRIANA PRISCILLA CARVAJAL DURÁN, habiendo cumplido con los requisitos establecidos en el referido reglamento y conforme la aprobación del asesor.

Sin otro particular

Atentamente,
ID Y ENSEÑAD A TODOS

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Fernando Moscoso Lira', written over a diagonal line.

Ingeniero Fernando Alfredo Moscoso Lira
Coordinador Área de Potencia
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería



REF. EIME 15.2023

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Director de EPS, del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al Informe final de EPS de la estudiante Adriana Priscilla Carvajal Durán: **“DISEÑO DE COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO Y DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE 400 KV, 230 KV EN CONFIGURACIÓN INTERRUPTOR Y MEDIO Y 69 KV EN CONFIGURACIÓN BARRA SIMPLE MÁS BARRA DE TRANSFERENCIA, CON BASE EN NORMAS NACIONALES E INTERNACIONALES”**, procede a la autorización del mismo.



Ing. Armando Alonso Rivera Carrillo

Guatemala, 22 de febrero de 2023.

La Decana de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al Trabajo de Graduación titulado **DISEÑO DE COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO Y DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE 400 KV, 230 KV EN CONFIGURACIÓN INTERRUPTOR Y MEDIO Y 69 KV EN CONFIGURACIÓN BARRA SIMPLE MÁS BARRA DE TRANSFERENCIA CON BASE EN NORMAS NACIONALES E INTERNACIONALES**, presentado por: **Adriana Priscilla Carvajal Durán**, después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:



inga. Aurelia Anabela Cordova Estrada

Decana

Guatemala, marzo de 2023

AACE/gaac

ACTO QUE DEDICO A:

Dios	Por la salud que me brinda cada día y la sabiduría para cursar la carrera.
Mi madre	Erlyn Priscilla Durán Torres, por sus sabios consejos y su amor incondicional.
Mi padre	Sergio Eduardo Carvajal Granados, por su apoyo incondicional.
Mi abuela	María Piedades Torres Segura (q. e. p. d.), por sus cuidados y su inmenso cariño.
Mi abuelo	José Alberto Durán Gamboa (q. e. p. d.), por su cariño y enseñanzas que me llevaron a estudiar esta ingeniería.
Mi pareja	Brian Starlyng Pineda Cortez, por su cariño incondicional, además de su apoyo en todas mis decisiones y por motivarme a continuar estudiando.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	XIX
LISTA DE SÍMBOLOS	XXIII
GLOSARIO	XXVII
RESUMEN.....	XXIX
OBJETIVOS.....	XXXI
INTRODUCCIÓN	XXXIII
1. ANTECEDENTES DE LA INSTITUCIÓN.....	1
1.1. Historia	1
1.2. Visión.....	2
1.3. Misión	2
1.4. Empresa de transporte y control de energía eléctrica	2
1.4.1. Visión.....	3
1.4.2. Misión	3
2. MARCO TEÓRICO.....	5
2.1. Subestaciones.....	5
2.1.1. Definiciones	5
2.1.2. Tensión asignada o normalizada y tensión de servicio	7
2.1.3. Tipos de subestaciones	8
2.1.4. Diagramas unifilares.....	8
2.1.5. Configuraciones de conexión de barras – tendencia europea.....	9
2.1.5.1. Barra sencilla o simple.....	9

2.1.5.2.	Barra principal y barra de transferencia.....	10
2.1.5.3.	Doble barra.....	11
2.1.5.4.	Doble barra más seccionador de <i>by-pass</i> o paso directo	12
2.1.5.5.	Doble barra más seccionador de transferencia.....	13
2.1.5.6.	Doble barra más barra de transferencia.....	14
2.1.6.	Configuraciones de conexiones de interruptores – tendencia americana	15
2.1.6.1.	Anillo.....	15
2.1.6.2.	Interruptor y medio	15
2.1.6.3.	Doble barra con doble interruptor	16
2.1.6.4.	Anillo cruzado	17
2.1.7.	Equipos	18
2.1.7.1.	Interruptores	18
2.1.7.2.	Pararrayos.....	19
2.1.7.3.	Reactores	19
2.1.7.4.	Seccionadores.....	19
2.1.7.5.	Transformador de corriente	20
2.1.7.6.	Transformador de potencia	20
2.1.7.7.	Transformador de tensión	21
2.2.	Coordinación de Aislamiento.....	21
2.2.1.	Definiciones.....	21
2.2.2.	Consideraciones atmosféricas	30
2.2.3.	Niveles de aislamiento normalizados	30
2.2.4.	Tipos de sobretensiones	30

2.2.4.1.	Tensiones continuas a frecuencia industrial	31
2.2.4.2.	Sobretensiones temporales	31
2.2.4.2.1.	Fallas a tierra.....	32
2.2.4.2.2.	Rechazo de carga	33
2.2.4.2.3.	Resonancia y ferroresonancia	34
2.2.4.2.4.	Sobretensiones longitudinales durante sincronización.....	35
2.2.4.2.5.	Combinaciones de sobretensiones temporales.....	35
2.2.4.3.	Sobretensiones de frente lento	35
2.2.4.3.1.	Sobretensiones debidas a rechazo de carga.....	36
2.2.4.3.2.	Sobretensiones por fallas y despeje de fallas.....	36
2.2.4.3.3.	Sobretensiones debido a energización y recierre de líneas.....	37
2.2.4.3.4.	Sobretensiones debidas a maniobras de corrientes inductivas y capacitivas.....	38
2.2.4.3.5.	Sobretensiones por descargas	

	atmosféricas de frente lento	39
2.2.4.4.	Sobretensiones de frente rápido.....	39
2.2.4.4.1.	Sobretensiones por descargas atmosféricas sobre líneas aéreas.....	39
2.2.4.4.2.	Sobretensiones por descargas atmosféricas sobre las subestaciones.....	40
2.2.4.4.3.	Sobretensiones debidas a operaciones de maniobra y fallas	41
2.2.4.5.	Sobretensiones de frente muy rápido...	42
2.2.5.	Características de la rigidez del aislamiento	43
2.2.6.	Procedimiento para la coordinación de aislamiento	44
2.2.6.1.	Determinación de las sobretensiones representativas (U_{rp}).....	45
2.2.6.2.	Determinación de las tensiones de coordinación (U_{cw})	46
2.2.6.3.	Determinación de las tensiones de soportabilidad requeridas (U_{rw}).....	47
2.2.6.4.	Selección del nivel de aislamiento asignado.....	48
2.2.6.5.	Gamas de la tensión más elevada para el material.....	49
2.2.6.6.	Selección del nivel de aislamiento normalizado.....	49

2.2.7.	Métodos de coordinación de aislamiento.....	52
2.2.7.1.	Método determinista	52
2.2.7.2.	Método estadístico.....	52
2.3.	Distancias mínimas	52
2.3.1.	Definiciones	53
2.3.2.	Dimensionamiento de distancias mínimas en aire...53	
2.3.3.	Distancias de seguridad	54
2.3.3.1.	Cálculo del valor básico.....	54
2.3.3.2.	Determinación de la zona de seguridad.....	54
2.3.3.2.1.	Movimiento de vehículos	54
2.3.3.2.2.	Movimiento de personas.....	55
2.3.3.2.3.	Trabajo sobre equipos o conductores.....	55
2.3.4.	Distancias para dimensionamiento de subestaciones.....	55
2.3.4.1.	Primer nivel de barras.....	55
2.3.4.2.	Segundo nivel de barras.....	56
2.3.4.3.	Altura de líneas.....	56
2.3.4.4.	Distancia entre barras.....	56
2.3.4.5.	Ancho de campo.....	57
2.3.4.6.	Longitud de campo	57
2.4.	Normativa	57
2.4.1.	Comisión Electrotécnica Internacional.....	57
2.4.1.1.	Misión	58
2.4.1.2.	Visión.....	58

2.4.1.3.	Norma CEI 60071-1: Definiciones, principios y reglas.....	59
2.4.1.4.	Norma CEI 60071-2: Guía de aplicación	59
2.4.2.	Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos	59
2.4.2.1.	Misión	60
2.4.2.2.	Visión.....	60
2.4.2.3.	Norma IEEE 1313.1: Estándar IEEE para aislamiento Coordinación — Definiciones, Principios y reglas	60
2.4.3.	Comisión Nacional De Energía Eléctrica.....	61
2.4.3.1.	Misión	61
2.4.3.2.	Visión.....	61
2.4.3.3.	Normas técnicas de diseño y operación de las instalaciones de distribución	61
2.5.	Microsoft.....	62
2.5.1.	Misión	62
2.5.2.	Visión.....	62
2.5.3.	Microsoft Office Excel.....	63
2.5.3.1.	Macros.....	63
2.5.3.2.	Visual Basic para Aplicaciones.....	63
3.	MARCO METODOLÓGICO	65
3.1.	Procedimiento para la coordinación de aislamiento	65
3.1.1.	Determinación de las sobretensiones representativas (U_{rp}).....	65
3.1.1.1.	Tensión a frecuencia industrial.....	65
3.1.1.2.	Sobretensiones temporales.....	66

	3.1.1.2.1.	Sobretensiones por fallas a tierra.....	66
	3.1.1.2.2.	Sobretensiones por rechazo de carga.....	67
3.1.1.3.		Sobretensiones de frente lento.....	68
	3.1.1.3.1.	Sobretensiones debidas a energización y reenergización de líneas.....	69
3.1.2.		Determinación de las tensiones de coordinación (U_{cw}).....	73
	3.1.2.1.	Sobretensiones temporales.....	74
	3.1.2.2.	Sobretensiones de frente lento.....	74
	3.1.2.3.	Sobretensiones de frente rápido.....	76
3.1.3.		Determinación de las tensiones de soportabilidad requeridas (U_{rw}).....	78
	3.1.3.1.	Factor de seguridad (K_s).....	78
	3.1.3.1.1.	Envejecimiento.....	78
	3.1.3.1.2.	Factores de seguridad recomendado (K_s).....	79
	3.1.3.2.	Factor de corrección atmosférico (K_a).....	79
	3.1.3.3.	Tensiones de soportabilidad requeridas.....	80
	3.1.3.3.1.	Para sobretensiones temporales.....	80
	3.1.3.3.2.	Para sobretensiones de frente lento.....	81

	3.1.3.3.3.	Para sobretensiones de frente rápido	81
3.1.4.		Conversión a tensiones de soportabilidad normalizadas (U_w)	81
	3.1.4.1.	Rango I.....	81
	3.1.4.2.	Rango II.....	82
	3.1.4.2.1.	Conversión a tensión de soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial	83
	3.1.4.2.2.	Conversión a tensión de soportabilidad del impulso de rayo	85
3.1.5.		Estimación y selección de parámetros de sobretensiones eléctricas de los pararrayos	86
	3.1.5.1.	Pararrayos del tipo no lineal con descargadores en serie	87
	3.1.5.2.	Pararrayos de óxido metálico sin descargadores.....	87
3.2.		Diseño matemático de las distancias mínimas.....	88
	3.2.1.	Dimensionamiento de distancias mínimas en aire...88	
	3.2.1.1.	Cálculo del valor básico.....	88
	3.2.1.2.	Determinación de la zona de seguridad.....	90
	3.2.1.2.1.	Movimiento de vehículos	91
	3.2.1.2.2.	Movimiento de personas	91

	3.2.1.2.3.	Trabajo sobre equipos o conductores.....	92
3.2.2.		Distancias para dimensionamiento de subestaciones.....	93
	3.2.2.1.	Primer nivel de barras (h_s)	93
	3.2.2.2.	Segundo nivel de barras (h_b)	93
	3.2.2.3.	Altura de líneas.....	94
	3.2.2.4.	Distancia entre barras.....	94
	3.2.2.5.	Ancho de campo.....	95
	3.2.2.6.	Longitud de campo	95
4.		ANÁLISIS Y CÁLCULOS DE LOS DISEÑOS	97
4.1.		Subestaciones de 400 kV en configuración de interruptor y medio.....	97
	4.1.1.	Diseño de coordinación de aislamiento	98
	4.1.1.1.	Determinación de las tensiones representativas (U_{rp})	98
	4.1.1.1.1.	Tensión a frecuencia industrial	98
	4.1.1.1.2.	Tensiones representativas para sobretensiones temporales.....	98
	4.1.1.1.3.	Tensiones representativas para sobretensiones de frente lento	99

4.1.1.2.	Determinación de las tensiones de soportabilidad para coordinación (U_{cw})	102
4.1.1.2.1.	Tensiones de coordinación para sobretensiones temporales	102
4.1.1.2.2.	Tensiones de coordinación para sobretensiones de frente lento	102
4.1.1.2.3.	Tensiones de coordinación para sobretensiones de frente rápido	103
4.1.1.3.	Determinación de las tensiones de soportabilidad requeridas (U_{rw}).....	104
4.1.1.3.1.	Factor de seguridad (K_s)	104
4.1.1.3.2.	Factor de corrección atmosférico (K_a).....	105
4.1.1.3.3.	Tensiones de soportabilidad requeridas	105
4.1.1.4.	Conversión a tensiones de soportabilidad normalizadas (U_w)	107
4.1.1.4.1.	Conversión a tensión de soportabilidad de corta	

		duración a frecuencia industrial.....	107
	4.1.1.4.2.	Conversión a tensión de soportabilidad del impulso de rayo	108
4.1.2.		Distancias mínimas para 400 kV	109
	4.1.2.1.	Cálculo del valor básico.....	109
	4.1.2.2.	Determinación de la zona de seguridad.....	110
		4.1.2.2.1. Movimiento de vehículos	110
		4.1.2.2.2. Movimiento de personas.....	111
		4.1.2.2.3. Trabajo sobre equipos o conductores.....	111
	4.1.2.3.	Distancias para dimensionamiento de subestaciones.....	112
		4.1.2.3.1. Primer nivel de barras (h_s).....	112
		4.1.2.3.2. Segundo nivel de barras (h_b)	112
		4.1.2.3.3. Altura de líneas	112
		4.1.2.3.4. Distancia entre barras	112
4.2.		Subestaciones de 230 kV en configuración de interruptor y medio.....	113
	4.2.1.	Diseño de coordinación de aislamiento	114
		4.2.1.1. Determinación de las tensiones representativas (U_{rp})	114

4.2.1.1.1.	Tensión a frecuencia industrial.....	114
4.2.1.1.2.	Tensiones representativas para sobretensiones temporales	114
4.2.1.1.3.	Tensiones representativas para sobretensiones de frente lento	115
4.2.1.2.	Determinación de las tensiones de soportabilidad para coordinación (U_{cw})	118
4.2.1.2.1.	Tensiones de coordinación para sobretensiones temporales	118
4.2.1.2.2.	Tensiones de coordinación para sobretensiones de frente lento	118
4.2.1.2.3.	Tensiones de coordinación para sobretensiones de frente rápido	119
4.2.1.3.	Determinación de las tensiones de soportabilidad requeridas (U_{rw})	120
4.2.1.3.1.	Factor de seguridad (K_s)	120

	4.2.1.3.2.	Factor de corrección atmosférico (K_a).....	121
	4.2.1.3.3.	Tensiones de soportabilidad requeridas	121
4.2.1.4.		Conversión a tensiones de soportabilidad normalizadas (U_w)	123
	4.2.1.4.1.	Conversión a tensión de soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial.....	123
	4.2.1.4.2.	Conversión a tensión de soportabilidad del impulso de rayo	124
4.2.2.		Diseño de distancias mínimas	125
	4.2.2.1.	Cálculo del valor básico.....	125
	4.2.2.2.	Determinación de la zona de seguridad.....	126
	4.2.2.2.1.	Movimiento de vehículos	126
	4.2.2.2.2.	Movimiento de personas.....	126
	4.2.2.2.3.	Trabajo sobre equipos o conductores.....	127
4.2.2.3.		Distancias para dimensionamiento de subestaciones.....	127
	4.2.2.3.1.	Primer nivel de barras (h_s).....	128

	4.2.2.3.2.	Segundo nivel de barras (h_b)	128
	4.2.2.3.3.	Altura de líneas	128
	4.2.2.3.4.	Distancia entre barras	128
4.3.	Subestaciones de 69 kV en configuración barra simple más barra de transferencia		129
4.3.1.	Diseño de coordinación de aislamiento		130
	4.3.1.1.	Determinación de las tensiones representativas (U_{rp})	130
	4.3.1.1.1.	Tensión a frecuencia industrial	130
	4.3.1.1.2.	Tensiones representativas para sobretensiones temporales	130
	4.3.1.1.3.	Tensiones representativas para sobretensiones de frente lento	131
	4.3.1.2.	Determinación de las tensiones de soportabilidad para coordinación (U_{cw})	134
	4.3.1.2.1.	Tensiones de coordinación para sobretensiones temporales	134
	4.3.1.2.2.	Tensiones de coordinación para	

		sobretensiones de frente lento 134
	4.3.1.2.3.	Tensiones de coordinación para sobretensiones de frente rápido 135
	4.3.1.3.	Determinación de las tensiones de soportabilidad requeridas (U_{rw}) 136
	4.3.1.3.1.	Factor de seguridad (K_s) 136
	4.3.1.3.2.	Factor de corrección atmosférico (K_a) 137
	4.3.1.3.3.	Tensiones de soportabilidad requeridas 137
	4.3.1.4.	Conversión a tensiones de soportabilidad normalizadas (U_w) 139
	4.3.1.4.1.	Conversión a tensión de soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial..... 139
	4.3.1.4.2.	Conversión a tensión de soportabilidad del impulso de rayo 140
4.3.2.		Distancias mínimas para 69 kV 141
	4.3.2.1.	Cálculo del valor básico 141
	4.3.2.2.	Determinación de la zona de seguridad 142

4.3.2.2.1.	Movimiento de vehículos	142
4.3.2.2.2.	Movimiento de personas	143
4.3.2.2.3.	Trabajo sobre equipos o conductores.....	143
4.3.2.3.	Distancias para dimensionamiento de subestaciones.....	144
4.3.2.3.1.	Primer nivel de barras (h_s).....	144
4.3.2.3.2.	Segundo nivel de barras (h_b)	144
4.3.2.3.3.	Altura de líneas	144
4.3.2.3.4.	Distancia entre barras.....	144
5.	IMPLEMENTACIÓN DE LOS DISEÑOS EN LA HERRAMIENTA DE MICROSOFT OFFICE EXCEL.....	147
5.1.	Implementación del diseño de coordinación de aislamiento ..	148
5.1.1.1.	Determinación de las tensiones representativas (U_{rp}).....	149
5.1.1.1.1.	Tensión a frecuencia industrial.....	149
5.1.1.1.2.	Tensiones representativas para sobretensiones temporales	150
5.1.1.1.3.	Tensiones representativas para	

		sobretensiones de frente lento 151
5.1.1.2.	Determinación de las tensiones de soportabilidad para coordinación (U_{cw})..... 155	
5.1.1.2.1.	Tensiones de coordinación para sobretensiones temporales..... 156	
5.1.1.2.2.	Tensiones de coordinación para sobretensiones de frente lento 156	
5.1.1.2.3.	Tensiones de coordinación para sobretensiones de frente rápido 161	
5.1.1.3.	Conversión a tensiones de soportabilidad normalizadas (U_w) 161	
5.1.1.3.1.	Conversión a tensión de soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial..... 162	
5.1.1.3.2.	Conversión a tensión de soportabilidad del impulso de rayo 164	
5.2.	Implementación del diseño de distancias mínimas..... 165	
5.2.1.	Dimensionamiento de distancias mínimas en aire. 166	
5.2.1.1.	Cálculo del valor básico..... 166	

5.2.2.	Determinación de la zona de seguridad	169
5.2.2.1.	Movimiento de vehículos	169
5.2.2.2.	Movimiento de personas	170
5.2.2.3.	Trabajo sobre equipos o conductores	171
5.2.3.	Distancias para dimensionamiento de subestaciones.....	172
5.2.3.1.	Primer nivel de barras (h_s)	172
5.2.3.2.	Segundo nivel de barras (h_b)	173
5.2.3.3.	Altura de líneas.....	173
5.2.3.4.	Distancia entre barras	174
5.3.	Implementación de código VBA para automatizar la impresión del informe	177
6.	RESULTADOS.....	179
	CONCLUSIONES.....	191
	RECOMENDACIONES.....	193
	REFERENCIAS	195
	APÉNDICES.....	197

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Barra sencilla	10
2.	Barra principal y barra de transferencia	11
3.	Doble barra	12
4.	Doble barra más seccionador de by-pass o paso directo	13
5.	Doble barra más seccionador de transferencia.....	14
6.	Doble barra más barra de transferencia.....	14
7.	Anillo	15
8.	Interruptor y medio	16
9.	Doble barra con doble interruptor.....	17
10.	Anillo cruzado.....	18
11.	Rango de sobretensiones de frente lento 2 %	70
12.	Relación entre valores de sobretensión de frente lento 2 %	70
13.	Evaluación del factor determinístico de coordinación (K_{cd})	75
14.	Dependencia del exponente m de la tensión soportada del impulso de maniobra de coordinación.....	80
15.	Ingreso de parámetros de diseño en la herramienta de Microsoft Excel para Coordinación de Aislamiento.....	148
16.	ngreso de parámetros de diseño en la herramienta de Microsoft Excel para Distancias mínimas	148
17.	Ubicación por fila y columna de los parámetros de diseño ingresados para la Coordinación de aislamiento	149
18.	Evaluación del factor determinístico de coordinación (K_{cd})	157

19.	Gráfica realizada con los puntos para obtener la ecuación de la función	158
20.	Ubicación por fila y columna de los parámetros de diseño ingresados para las Distancias mínimas	166
21.	Folder con los archivos y la carpeta con los informes generados	179
22.	Confirmación de que se quieren imprimir los resultados	180
23.	Confirmación de que los documentos se crearon correctamente	180
24.	Carpeta de Generados con los informes en formato Word y PDF	181
25.	Cuadro de resultados para la Coordinación de aislamiento.....	181
26.	Plantilla de Word con marcadores para la Coordinación de aislamiento.....	182
27.	Plantilla de Word con los resultados de la Coordinación de aislamiento.....	183
28.	Documento en formato PDF con los resultados de la Coordinación de aislamiento.....	183
29.	Cuadro de resultados para las Distancias mínimas	186
30.	Plantilla de Word con marcadores para las Distancias mínimas.....	187
31.	Plantilla de Word con los resultados de las Distancias mínimas.....	187
32.	Documento en formato PDF con los resultados de las Distancias mínimas	188
33.	Perfil de configuración Interruptor y medio.....	190
34.	Perfil de configuración Barra principal más barra de transferencia	190

TABLAS

I.	Niveles de aislamiento normalizados para tensiones de gama I	50
II.	Niveles de aislamiento normalizados para tensiones de gama II	51
III.	Factor A para diferentes líneas aéreas	76

IV.	Conversión a tensión de soportabilidad de corta duración a frecuencia del sistema para Rango I.....	82
V.	Conversión a tensión de soportabilidad de corta duración a frecuencia del sistema para Rango II.....	83
VI.	Parámetros de diseño en las subestaciones.....	97
VII.	Coordinación de aislamiento para 400 kV.....	184
VIII.	Coordinación de aislamiento para 230 kV.....	184
IX.	Coordinación de aislamiento para 69 kV.....	185
X.	Distancias mínimas para tensiones de 400 kV.....	188
XI.	Distancias mínimas para tensiones de 230 kV.....	189
XII.	Distancias mínimas para tensiones de 69 kV.....	189

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
H	Altitud sobre el nivel del mar
h_l	Altura de líneas
δ	Densidad del aire
d	Distancia de fase a tierra
d_{ff}	Distancia de fase a fase
d_h	Distancia horizontal
d_v	Distancia vertical
m	Exponente en la fórmula del factor de corrección atmosférica para aislamiento externo
K_c	Factor de coordinación
K_a	Factor de corrección atmosférico
K	Factor de falla a tierra
K_h	Factor de humedad
K_s	Factor de seguridad
K_{cd}	Factor determinístico de coordinación
A	Factor del comportamiento de la línea ante descargas electroatmosféricas
Hz	Hertz
kV	Kilovoltio
L_a	Longitud de la línea
μs	Microsegundos
ms	Milisegundos
m.s.n.m	Metros sobre el nivel del mar

Símbolo	Significado
n	Número de líneas entrando a la subestación eléctrica
b	Presión atmosférica
h_s	Primer nivel de barras
P_w	Probabilidad de resistencia
h_b	Segundo nivel de barras
U_{cw}	Sobretensión de coordinación
U_{rp}	Sobretensión representativa
R_a	Tasa de falla aceptable para el equipo
R_{km}	Tasa de falla por año del primer kilómetro de línea desde la subestación eléctrica fallas/año/km
T	Temperatura ambiente
U_{rw}	Tensión de soportabilidad requerida
U_m	Tensión más elevada para el material o equipo
U_{ps}	Tensión máxima de protección al impulso tipo maniobra
U_{pl}	Tensión máxima de protección al impulso tipo rayo
U_s	Tensión máxima del sistema
U_w	Tensión soportada normalizada
U_{p2}	Valor de la sobretensión fase a fase que tiene una probabilidad del 2 % de ser excedida
U_{e2}	Valor de la sobretensión fase a tierra que tiene una probabilidad del 2 % de ser excedido
U_{pt}	Valor de sesgamiento de la distribución acumulada de las sobretensiones fase a fase
U_{et}	Valor de sesgamiento de la distribución acumulada de las sobretensiones fase a tierra
p.u.	Valor por unidad

Símbolo

Significado

L

Vano medio

GLOSARIO

Barraje	El punto donde se conectan los diferentes circuitos que entran o salen de una subestación eléctrica.
BIL	Nivel específico de aislamiento expresado en función del valor de cresta de un impulso tipo rayo.
Configuración	El ordenamiento que se le da a los equipos de maniobra de una subestación eléctrica que permite definir sus propiedades y características de operación.
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
Distancias mínimas de seguridad	Las distancias que garantizan la soportabilidad dieléctrica de la subestación eléctrica ante impulsos de tensión tipo rayo, de maniobra o frecuencia industrial entre partes energizadas del equipo o entre conductores y tierra que garantizan la seguridad durante la operación o mantenimiento de la subestación eléctrica.
ETCEE	Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica.

IEC	<i>International Electrotechnical Commission.</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers.</i>
INDE	Instituto Nacional de Electrificación.
LIW	Tensión de soportabilidad del impulso de rayo.
SDW	Tensión de soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial.
Sobretensiones de maniobra	Son las sobretensiones que tienen su origen en maniobras o fallas en el sistema y son de corta duración.
Sobretensiones tipo rayo	Son las sobretensiones que tienen su origen en descargas electroatmosféricas y son de muy corta duración.
TCF	Tensión crítica de flameo.
Tensión normalizada	Es la tensión que se le asigna al sistema y sobre la cual se referencian algunas características de operación.
VBA	Es el lenguaje de programación que utiliza macros dentro del ambiente de Microsoft Excel.

RESUMEN

La coordinación de aislamiento y las distancias mínimas son unos de los estudios indispensables que se requieren para la construcción de una subestación eléctrica. La coordinación de aislamiento permite estudiar: las sobretensiones que aparecen en los sistemas eléctricos, debido a orígenes naturales como las descargas electroatmosféricas, debido a fallas, o maniobras en el sistema. Las distancias mínimas permiten: resguardar la integridad de las personas que circúlen en una subestació eléctrica y los equipos, de manera que se evite cualquier arco eléctrico.

La coordinación de aislamiento específicamente se basó en la norma IEC 60071-1 y 60071-2, como también se tomaron en cuenta los criterios de diseño utilizados en el Instituto Nacional de Electrificación. Así mismo, se definieron las distancias mínimas.

Ambos diseños se implementaron en Microsoft Excel para automatizar la impresión de informes, de manera que a través de un macro programado en lenguaje VBA se trasladan los resultados a una plantilla de Word que contiene marcadores. Al finalizar la impresión se obtienen dos documentos, uno en formato Word editable y otro en formato PDF. Este documento agiliza el proceso de diseño, ya que con pequeños cambios se obtienen los resultados de manera inmediata sin realizar los mismos cálculos de manera manual. Así mismo, centraliza los diseños en una herramienta simple y eficiente.

OBJETIVOS

General

Diseñar la coordinación de aislamiento y distancias mínimas de seguridad en Subestaciones Eléctricas de 400 kV, 230 kV y 69 kV en configuraciones interruptor y medio y barra simple más barra de transferencia, con base en normas Nacionales e Internacionales.

Específicos

1. Definir los conceptos teóricos requeridos para el desarrollo del proyecto.
2. Determinar los cálculos matemáticos para proponer el diseño de distancias mínimas y coordinación de aislamiento según IEC 60071 1, IEC 60071 2, IEEE 1313.1 y las Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución.
3. Implementar los diseños utilizando Microsoft Office Excel con los modelos matemáticos de las normas internacionales IEC 60071 1, IEC 60071 2, IEEE 1313.1 y la norma Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución, el nivel de tensión y la configuración de la subestación eléctrica.
4. Automatizar la impresión de los resultados de los diseños en plantillas de Word para obtener un documento en formato PDF.

INTRODUCCIÓN

El trabajo de graduación se enfoca en el diseño de la coordinación de aislamiento y las distancias mínimas, para subestaciones eléctricas de diferentes niveles de tensión y distintos tipos de configuración que se prevé construir en los próximos años. Así mismo, estos diseños se implementan con la herramienta de Microsoft Excel para permitir la impresión automatizada de informes.

El diseño de coordinación de aislamiento permite estudiar las sobretensiones que afectan a los sistemas eléctricos con el fin de identificar los niveles de aislamiento para los elementos que conforman los sistemas eléctricos. Estas sobretensiones pueden tener orígenes en el sistema mismo refiriéndose a: fallas debido a maniobras incorrectas, o externas como descargas atmosféricas.

En la primera sección del informe se realizan los diseños correspondientes según el nivel de tensión de los sistemas. Estos diseños se apoyan en normas como la IEC 60071-1, IEC 600710-2 e IEEE 1313.1, así como los criterios técnicos que se utilizan en la Empresa de Transporte y Control de Energía del Instituto Nacional de Electrificación.

En la sección final se implementan los cálculos en Microsoft Excel para automatizar la impresión del informe. Los cálculos se integran de manera que los factores se pueden modificar fácilmente. La impresión de los resultados se realiza mediante un macro programado en lenguaje VBA, dando como resultado un archivo en formato Word editable y otro archivo en formato PDF.

1. ANTECEDENTES DE LA INSTITUCIÓN

1.1. Historia

Según el sitio web del INDE, <http://www.inde.gob.gt/somos/> se tiene el siguiente extracto de la historia de esta institución:

En 1927 el Gobierno de la República inaugura la primera Hidroeléctrica del Estado, la cual era administrada por la Dirección de Obras Publicas del Ministerio de Comunicaciones y Obras Públicas, la cual se fundó con el nombre de Planta Hidroeléctrica Santa María, ubicada en la Aldea Santa María del municipio de Zúnil del departamento de Quetzaltenango.

Con la ascensión al poder del doctor Juan José Arévalo, la generación de dicha planta fue reorientada para llevar energía eléctrica a comunidades del occidente del país, como varios municipios de Quetzaltenango, Retalhuleu, Suchitepéquez, San Marcos. Este plan fue conocido como el Plan de Electrificación Rural.

La coordinación de la electrificación rural y operación de la Planta Santa María estuvo a cargo del ingeniero Oswaldo Santizo Méndez, ya que, como profesional experto en la generación y distribución eléctrica, graduado en Estados Unidos y por construir dos hidroeléctricas: Patzún Chimaltenango y la de Patulul Suchitepéquez, se le encargó dicha misión. Estando en el poder el Coronel Carlos Castillo Armas, el ingeniero Oswaldo Santizo le propone crear una institución gubernamental que se encargará exclusivamente para la electrificación rural del país, y redacta el anteproyecto de ley para la creación del Instituto Nacional de

Electrificación, INDE, el cual fue asesorado por el presidente del Instituto Costarricense de Electricidad, ICE, ingeniero Jorge Manuel Dango.

El proyecto sufre algunas modificaciones, entre ellas que el INDE era la única institución que podía generar y distribuir energía eléctrica en todo el país y que todos los bienes del gobierno relacionados a la materia de electricidad pasaban a manos del Instituto Nacional de Electrificación. (INDE, 2022).

1.2. Visión

En el año 2023, alcanzar el 34 % de la producción nacional de energía eléctrica y mantener el liderazgo en la Transmisión y Transformación del Sistema Nacional Interconectado para posicionarse competitivamente en el Mercado Eléctrico Nacional y Regional.

1.3. Misión

Contribuir como institución nacional al desarrollo social y económico mediante la generación, transporte y comercialización de energía eléctrica, incrementando la electrificación rural para el progreso integral de Guatemala.

1.4. Empresa de transporte y control de energía eléctrica

Según el sitio web de ETCEE:

En apego a la separación de funciones y administración de las actividades de distribución, generación y transmisión de energía eléctrica del INDE, se organizó la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica -ETCEE- según acuerdo publicado en el Diario Oficial de Centro

América el 27 de octubre de 1997, en cumplimiento con lo establecido en la Ley General de Electricidad Decreto No. 93-96 según los artículos 7 y 3 Transitorio.

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. Así como de participar en el subsector eléctrico nacional como empresa de servicio de transporte de electricidad y el mercado eléctrico regional. (INDE, 2022).

1.4.1. Visión

Ser la Empresa líder en el transporte de Energía Eléctrica a nivel regional.

1.4.2. Misión

Transportar la Energía Eléctrica de forma continua, eficiente y de calidad, utilizando tecnología de vanguardia; entre generadores y los centros de distribución del Sistema Nacional Interconectado.

2. MARCO TEÓRICO

2.1. Subestaciones

Una subestación eléctrica es un conjunto de dispositivos eléctricos que forman parte de una red o sistema eléctrico de potencia en el cual se encuentra un circuito de entrada y uno de salida unidos a una barra física. La subestación eléctrica puede transformar tensión y derivar circuitos de potencia.

2.1.1. Definiciones

Las definiciones más utilizadas son las siguientes:

- **Acople:** es la operación en la cual se unen los barrajes constitutivos de una subestación eléctrica, conocido también como el lugar donde se conectan los barrajes.
- **Barraje:** es el punto donde se conectan los diferentes circuitos que entran o salen de una subestación eléctrica. Se le conoce adicionalmente como nodo.
- **Campo de conexión, bahía o módulo:** es el conjunto de equipos en una subestación eléctrica que permiten las maniobras, la protección y la medida de un circuito que se conecta a ella.
- **Confiabilidad:** es la probabilidad de que una subestación eléctrica suministre energía durante un periodo de tiempo dado, con la condición de que al menos uno de los componentes eléctricos esté fuera de servicio o durante un mantenimiento, realizando una operación interna como ejemplo una conmutación o transferencia.

- Configuración: es el ordenamiento que se le da a los equipos de maniobra de una subestación eléctrica que permite definir sus propiedades y características de operación.
- Disposición física *layout*: es el ordenamiento físico de los diferentes equipos y barrajes constitutivos del patio de conexiones enlazados de acuerdo con el tipo de configuración que se le asigne a la subestación eléctrica.
- Energización o puesta en servicio *commisioning*: es el procedimiento que se lleva a cabo para la toma de tensión y la toma de carga de los equipos y sistemas de la subestación eléctrica y de los circuitos asociados, para disponer en operación comercial la instalación.
- Equipo de patio *switchgear*: son los equipos de alta tensión que realizan maniobras, protegen y miden los circuitos y barrajes de la subestación eléctrica.
- Flexibilidad: es la facilidad con la que una instalación puede acomodarse a diferentes condiciones que se presenten por cambios operativos en el sistema, contingencias o mantenimientos.
- Modularidad: es la propiedad por la cual es posible modificar la configuración de la subestación eléctrica con el uso de módulos.
- Patio de conexiones *switchyard*: es el área donde se instalan los equipos de patio y barrajes con el mismo nivel de tensión.
- Seguridad: es la propiedad de una instalación de mantener continuo el servicio sin interrupción durante fallas de los equipos de potencia como interruptores o barrajes. La seguridad implica confiabilidad.
- Sistema de control: es el conjunto de dispositivos que operan con condiciones preestablecidas para permitir el manejo y supervisión de todos los equipos, dispositivos y sistemas de la subestación eléctrica.

- Sistema de protección: es el conjunto de dispositivos que operan con condiciones preestablecidas para proteger los circuitos, sistemas y dispositivos de la subestación eléctrica.
- Sistema de servicios auxiliares: es el conjunto de dispositivos que operan con condiciones preestablecidas para suministrar de la potencia necesaria para la operación de equipos y sistemas de la subestación eléctrica.
- Sistemas secundarios: son los sistemas utilizados en la subestación eléctrica para controlar, proteger, comunicar y suministrar los servicios auxiliares de la subestación eléctrica.
- Subestación eléctrica convencional o abierta: son las subestaciones en las cuales el aislamiento es el aire a presión atmosférica.
- Subestación eléctrica encapsulada: son las subestaciones que se aíslan con gas SF₆ a presión por encima de la atmosférica.
- Transferencia: es la operación con la cual se conmuta un circuito desde su campo de conexión hasta el barraje dispuesto en la subestación eléctrica para dicho propósito. Asimismo, se le conoce al barraje sobre el cual se conmuta un circuito conectado a la subestación eléctrica.

2.1.2. Tensión asignada o normalizada y tensión de servicio

La tensión asignada, según la norma IEC 60038, es aquella con la cual se designa el sistema y, con base en esta tensión, se referencian ciertas características de operación. La tensión de servicio es el valor que realmente existe en un punto cualquiera del sistema eléctrico en un instante determinado, el cual puede variar según el punto y el instante en el que se mida.

La tensión máxima de un equipo es el máximo valor de la tensión asignada para el cual el material o el equipo puede ser utilizado. La tensión asignada

corresponde al límite superior de la tensión máxima del sistema para el cual el equipo o el material está previsto para funcionar correctamente.

Las tensiones máximas para sistemas de tensión asignada de 69 kV y 230 kV según la IEC 60038 corresponde a 72,5 kV y 245 kV. La norma no define una tensión asignada para 400 kV, pero sí una tensión máxima de 420 kV. Así mismo, se cuenta con la siguiente clasificación:

- Alta tensión AT: $52 \text{ kV} \leq U_m < 300 \text{ kV}$
- Extra alta tensión EAT: $300 \text{ kV} \leq U_m \leq 550 \text{ kV}$
- Ultra alta tensión UAT: $800 \text{ kV} \geq U_m$

2.1.3. Tipos de subestaciones

Las subestaciones se clasifican según los siguientes criterios:

- Función: variadoras de tensión, de maniobra
- Nivel de tensión: transmisión si es mayor de 200 kV, subtransmisión si se encuentra entre 230 kV y 115 kV, distribución primaria si se encuentra entre 115 kV y 23 kV, distribución secundaria si es menor de 23 kV.
- Desarrollo o construcción: bajo perfil, alto perfil, modulares, híbridas.
- Aislamiento: subestaciones aisladas en aire AIS o subestaciones aisladas en gas GIS.

2.1.4. Diagramas unifilares

El diagrama unifilar representa en un solo hilo la configuración de la subestación eléctrica y considera la secuencia de operación de cada uno de los equipos. El diagrama unifilar es el origen de la subestación eléctrica, ya que

define la manera en que se arreglan los equipos en el espacio y secuencia. Los arreglos o configuraciones de las subestaciones son: barra simple, barra simple y barra de transferencia, doble barra e interruptor y medio.

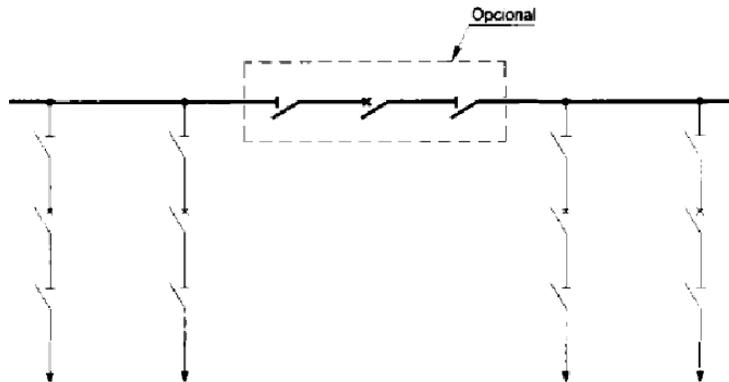
2.1.5. Configuraciones de conexión de barras – tendencia europea

Las configuraciones de conexión de barras de tendencia europea son las siguientes:

2.1.5.1. Barra sencilla o simple

Es la configuración más sencilla en una subestación eléctrica, ya que cuenta con un solo barraje colector al cual se conectan los circuitos por medio de un interruptor. Asimismo, requiere como mínimo dos bahías o campos. Es económica, simple, fácil de proteger y no supone una operación compleja; sin embargo, cuenta con poca confiabilidad, seguridad y flexibilidad, pues en caso de falla en algún punto cercano al interruptor de potencia o un mantenimiento, se interrumpe totalmente el servicio.

Figura 1. **Barra sencilla**

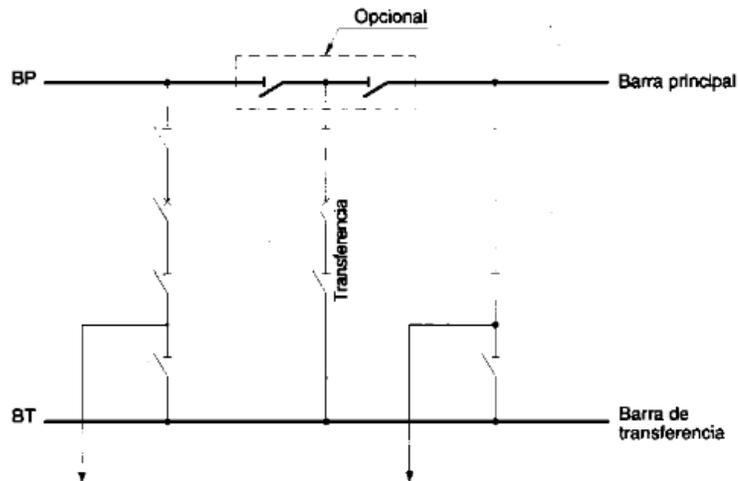


Fuente: Mejía. (1991). *Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión*. p. 27.

2.1.5.2. **Barra principal y barra de transferencia**

Es la versión mejorada de la barra sencilla o simple, ya que, al agregar una barra auxiliar a cada circuito, un seccionador de transferencia y un interruptor de transferencia, se puede aumentar la confiabilidad de esta configuración. Continúa siendo una configuración bastante económica, sin embargo, una falla en alguna de las barras o interruptores de potencia saca de servicio al circuito asociado.

Figura 2. Barra principal y barra de transferencia

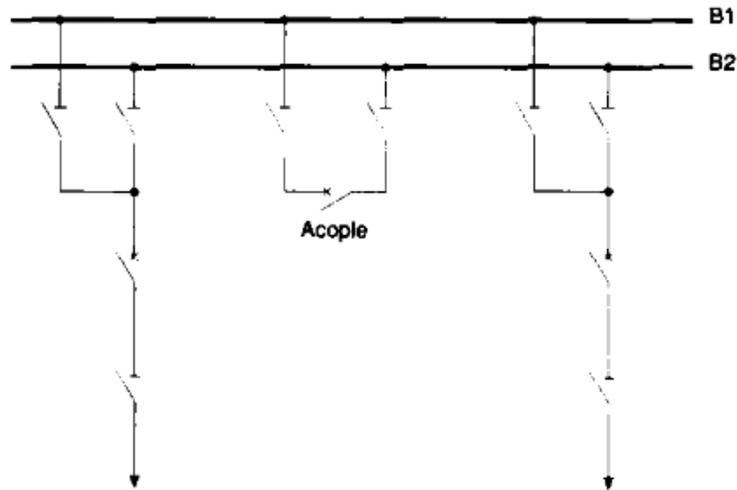


Fuente: Mejía. (1991). *Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión*. p. 29.

2.1.5.3. Doble barra

Esta configuración propone aumentar la flexibilidad de la barra simple añadiendo una segunda barra principal y un interruptor de acoplamiento, lo cual permite separar circuitos en cada una de las barras, dividiendo así sistemas. Así mismo, cuenta con confiabilidad, pero no con seguridad por falla en barras e interruptores. La mayor ventaja es que es posible hacer mantenimiento en barras sin suspender el servicio.

Figura 3. Doble barra

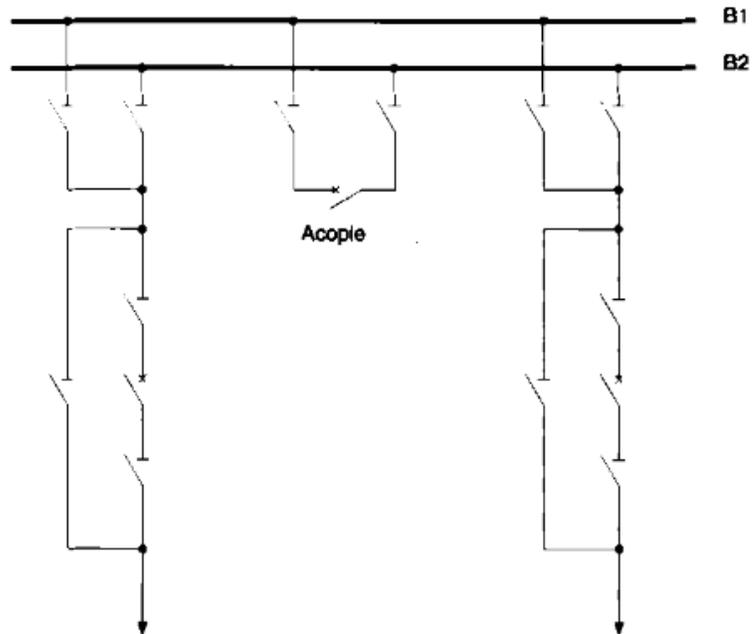


Fuente: Mejía. (1991). *Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión*. p. 30.

2.1.5.4. Doble barra más seccionador de *by-pass* o paso directo

Es la configuración que reúne, no simultáneamente, las características de la barra principal y de transferencia y la doble barra: se conecta la doble barra a un *by-pass* o paso directo al interruptor de cada salida, adicionando además otro seccionador adyacente al interruptor para poder aislarlo. Utiliza muchos equipos por campo, por lo cual su inversión es elevada y su operación es compleja.

Figura 4. **Doble barra más seccionador de by-pass o paso directo**

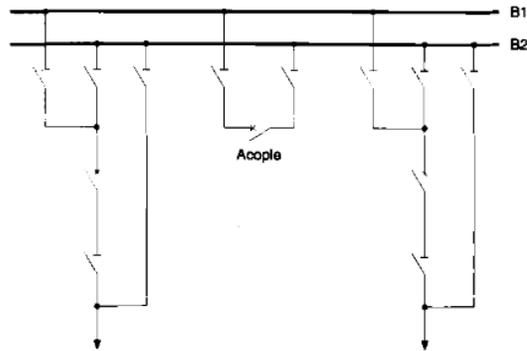


Fuente: Mejía. (1991). *Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión*. p. 32.

2.1.5.5. **Doble barra más seccionador de transferencia**

Esta configuración es una variante de la anterior, pero utiliza un seccionador menos. Requiere utilizar seccionadores tipo pantógrafo o semipantógrafo con conexión y desconexión verticalmente o seccionadores instalados en los pórticos de la subestación eléctrica. Cuenta con las mismas características generales de la configuración doble barra con seccionador de *by-pass*.

Figura 5. **Doble barra más seccionador de transferencia**

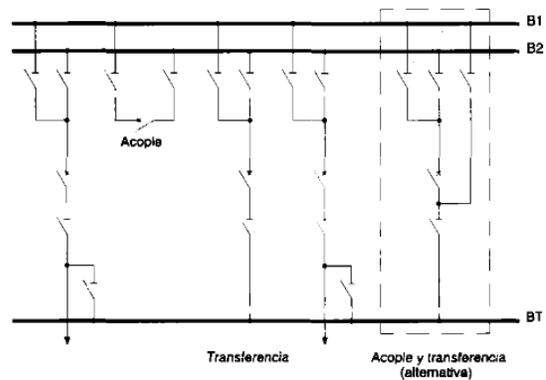


Fuente: Mejía. (1991). *Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión*. p. 32.

2.1.5.6. **Doble barra más barra de transferencia**

Esta configuración es la unión de la barra principal y de transferencia y la doble barra. Cuenta con dos barras principales más una de transferencia, de esta manera brinda confiabilidad y seguridad.

Figura 6. **Doble barra más barra de transferencia**



Fuente: Mejía. (1991). *Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión*. p. 33.

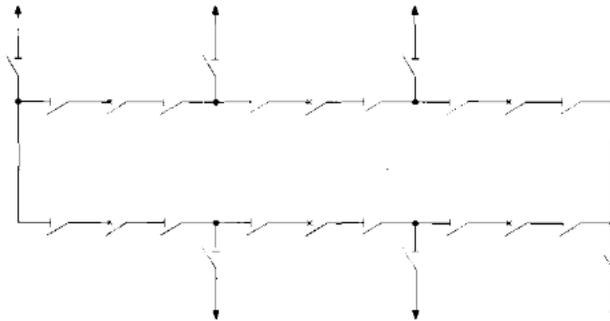
2.1.6. Configuraciones de conexiones de interruptores – tendencia americana

Las configuraciones de conexiones de tendencia americana se describen a continuación.

2.1.6.1. Anillo

Esta configuración no cuenta con una barra colectora, sino que la conexión se realiza por medio de un anillo de interruptores. Los circuitos se conectan entre cada dos de ellos. Para aislar un circuito, se abren los dos interruptores correspondientes.

Figura 7. Anillo



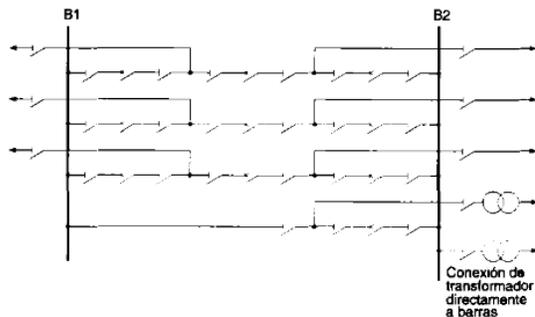
Fuente: Mejía. (1991). *Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión*. p. 34.

2.1.6.2. Interruptor y medio

Esta configuración requiere tres interruptores por cada dos salidas. Un grupo de tres interruptores por diámetro o bahía que se conecta entre las dos

barras principales. Cuenta con un gran alto índice de confiabilidad y seguridad, más no de flexibilidad.

Figura 8. **Interruptor y medio**

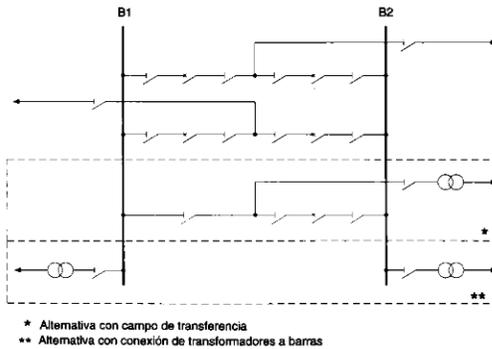


Fuente: Mejía. (1991). *Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión*. p. 35.

2.1.6.3. **Doble barra con doble interruptor**

Esta configuración duplica las barras, así como los interruptores de cada circuito. Cuenta con el mayor índice de seguridad para falla en barras como en interruptores, así como un elevado grado de libertad para trabajos de revisión y mantenimiento; sin embargo, es la más costosa.

Figura 9. **Doble barra con doble interruptor**

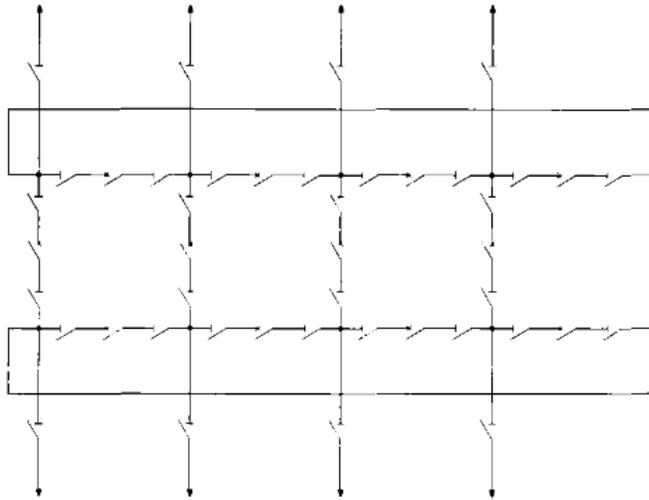


Fuente: Mejía. (1991). *Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión*. p. 36.

2.1.6.4. **Anillo cruzado**

Esta configuración fue ideada por ingenieros de la firma *Brown Boveri and Co. Ltd.* de Suiza a principios de la década de 1980. En esta configuración la disponibilidad de cada circuito se incrementa usando tres interruptores en paralelo en lugar de dos.

Figura 10. **Anillo cruzado**



Fuente: Mejía. (1991). *Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión*. p. 37.

2.1.7. Equipos

Los equipos en subestaciones más comunes son los siguientes.

2.1.7.1. Interruptores

Los interruptores, también como disyuntores, son equipos mecánicos capaces de interrumpir, conducir, interrumpir y establecer corrientes en condiciones normales o anormales como lo es en condiciones de cortocircuito. La función básica es la de conectar o desconectar de un sistema o circuito energizado líneas de transmisión, transformadores, reactores o barrajes.

El interruptor está formado por la cámara de interrupción, el aislamiento entre fase y tierra y longitudinal y el mando. Se clasifican bajo los siguientes criterios:

- Sitio de instalación: interiores o exteriores.
- Diseño externo: tanque vivo o tanque muerto.
- Medio de interrupción: aire comprimido, aceite y hexafluoruro de azufre SF₆.
- Mecanismo de operación: resortes, neumático, hidráulico hexafluoruro de azufre SF₆.

2.1.7.2. Pararrayos

Los pararrayos son los equipos de protección de las subestaciones contra sobretensiones atmosféricas o de maniobra. En sus inicios, se fabricaban con descargadores y resistencias no lineales de carburo de silicio SiC, pero se han reemplazado con resistencia no lineales de óxido de zinc ZnO sin descargadores. Las principales funciones son: descargar las sobretensiones cuando se sobrepase el valor de la tensión disruptiva de diseño y conducir a tierra las corrientes de descarga que tienen origen en la subestación eléctrica.

2.1.7.3. Reactores

Los reactores son los equipos encargados de compensar la generación capacitiva en las líneas de alta tensión de transmisión larga o en sistemas de cables de gran longitud.

2.1.7.4. Seccionadores

Los seccionadores tienen una función similar al interruptor de potencia, sin embargo, los seccionadores solamente operan cuando hay una variación de tensión insignificante entre sus terminales o cuando se cuenta con una corriente

insignificante. Existen los siguientes tipos de seccionadores según su construcción:

- Seccionadores de apretura central.
- Seccionadores de doble apertura o rotación central.
- Seccionadores de apertura vertical.
- Seccionadores tipo pantógrafo y semipantógrafo.

2.1.7.5. Transformador de corriente

Los transformadores de corriente son equipos que se utilizan para medir la corriente en los sistemas eléctricos y aislar los instrumentos de protección y medición. Cuentan con un devanado primario que se conecta en serie con el circuito de alta tensión. Así mismo, la corriente en el secundario debe ser hasta 20 veces la magnitud de la corriente nominal. Las normas establecen que la corriente secundaria debe ser de hasta 5 A la representación de la corriente máxima.

Estos equipos cuentan con tres clases de precisión de medición: 0.3, 0.6 y 1.2. Los transformadores de corriente deben ser muy precisos y exactos para tomar mediciones.

2.1.7.6. Transformador de potencia

Los transformadores de potencia tienen como función principal cambiar la magnitud de las tensiones en un circuito de corriente alterna, manteniendo siempre la frecuencia constante.

2.1.7.7. Transformador de tensión

Estos equipos cuentan con la tensión secundaria ligeramente desfasada de la tensión primaria. Transforman y aíslan el lado primario de los equipos de medición y protección.

2.2. Coordinación de Aislamiento

Es la selección de la rigidez dieléctrica de los equipos de la subestación, considerando los niveles de tensión que se pueden presentar durante la operación y fallas.

2.2.1. Definiciones

La norma IEC 600-71 define los siguientes términos:

- Aislamiento externo: son las distancias en el aire libre y las superficies del aislamiento sólido que están en contacto con la atmósfera, las cuales están sujetas a esfuerzos dieléctricos y a los efectos atmosféricos como contaminación y humedad.
- Aislamiento interno: son los elementos de aislamiento sólido, líquido o gaseoso que se encuentran en el interior del equipo, protegidos de los efectos atmosféricos como la contaminación y humedad.
- Aislamiento autorregenerable: es el aislamiento que recupera totalmente sus propiedades dieléctricas después de una descarga disruptiva.
- Aislamiento no autorregenerable: es el aislamiento que pierde sus propiedades dieléctricas, o no las recupera totalmente, después de una descarga disruptiva.

- Borne de la configuración del aislamiento: es uno de los dos electrodos entre los cuales se puede aplicar una tensión que permite el aislamiento. Los diferentes tipos de borne son:
 - Borne de fase: entre él y el neutro se aplica en funcionamiento la tensión fase-neutro de la red.
 - Borne de neutro: es el borne que representa o está conectado al punto neutro de la red.
 - Borne de tierra: es el borne que está conectado siempre directamente a la tierra en funcionamiento. Ejemplo: cuba del transformador, zócalo del seccionador, estructura de poste, placa de conexión a tierra.
- Configuración del aislamiento: es la configuración geométrica completa del aislamiento en funcionamiento que comprende el aislamiento y todos sus bornes. Incluye a los aislantes y conductores que influyen en su comportamiento dieléctrico. Existen cuatro diferentes configuraciones:
 - Trifásica: tiene tres bornes de fase, un borne neutro y un borne de tierra.
 - Fase-tierra: no se tienen en cuenta los bornes de dos fases y, excepto casos especiales, el borne neutro se conecta a tierra.
 - Entre fases: no se tiene en cuenta uno de los bornes de fases. En casos particulares, los bornes de neutro y tierra tampoco se consideran.
 - Longitudinal: se tienen los bornes de dos fases y un borne de tierra. Los bornes de fase pertenecen a la misma fase de una red trifásica, separada temporalmente en dos partes independientes bajo tensión en aparatos de conexión abiertos. Los cuatro bornes que pertenecen a las otras dos fases no se toman en cuenta o se conectan a tierra. En casos especiales, uno de los dos bornes de fase considerados se conecta a tierra.

- Coordinación de aislamiento: es la selección de la rigidez dieléctrica de los materiales, en función de las tensiones que puedan aparecer en la red a la cual estos materiales están destinados y teniendo en cuenta las condiciones ambientales y las características de los dispositivos de protección disponibles. La rigidez dieléctrica de los materiales se considera en el sentido de nivel de aislamiento asignado o de nivel de aislamiento normalizado.
- Tensión nominal de una red: es el valor aproximado adecuado de la tensión utilizado para designar o identificar una red.
- Tensión más elevada de una red (U_s): es el valor máximo de la tensión que se presenta en un instante y en un punto cualquiera de la red en condiciones de funcionamiento normales.
- Tensión más elevada para el material (U_m): es el valor eficaz máximo de la tensión entre fases para el cual está especificado el material con relación a su aislamiento, así como a algunas otras características que están provisionalmente conectadas a esta tensión en las normas propuestas para cada material.
- Red con neutro aislado: es la red en la cual ningún punto neutro tiene conexión intencionada con la tierra, a excepción de las conexiones a alta impedancia destinadas a dispositivos de protección o medida.
- Red con neutro puesto directamente a tierra: es la red cuyos puntos neutros están conectados directa e intencionalmente a tierra.
- Factor de defecto a tierra: En un lugar dado de una red trifásica, y para un esquema de explotación dado de esta red, la relación entre, la tensión eficaz más elevada, a la frecuencia de la red, entre una fase sana y la tierra durante un defecto a tierra que afecte a una fase cualquiera o varias fases en un punto cualquiera de la red, y por otra parte el valor eficaz de la tensión entre fase y tierra a la frecuencia de la red que se obtendrá en el lugar considerado en ausencia de defecto.

- **Sobretensión:** es cualquier tensión entre un conductor de fase y la tierra, o entre conductores de fase, cuyo valor cresta sobrepasa el valor de cresta correspondiente a la tensión más elevada para el material. Se destaca que, salvo indicación contraria, como en el caso de los pararrayos, los valores de sobretensiones expresados en p.u. deben ser referidos a $U_m * \sqrt{2}/\sqrt{3}$. Además, para toda configuración de aislamiento, una sobretensión es cualquier tensión, entre sus bornes, superior al valor de cresta de la tensión a frecuencia industrial existente entre estos bornes cuando todos los bornes de fase del material se llevan a la tensión más elevada para el material.

Las tensiones y sobretensiones se clasifican de la siguiente manera según su forma y su duración:

- **Tensión permanente a frecuencia industrial:** es aquella tensión a la frecuencia de red, considerada como que tiene un valor eficaz constante, aplicada permanentemente a cualquier par de bornes de una configuración de aislamiento.
- **Sobretensión temporal:** es la sobretensión a frecuencia industrial de duración relativamente larga, puede ser no amortiguada o amortiguada débilmente. En algunos casos, la frecuencia puede ser menor o mayor a la frecuencia industrial.
- **Sobretensión transitoria:** es la sobretensión de corta duración que no sobrepasa los milisegundos, oscilatoria o no, que generalmente es fuertemente amortiguada. Estas pueden ser inmediatamente seguidas por sobretensiones temporales, considerándose ambos acontecimientos como separados. Las sobretensiones transitorias se dividen en:

- Sobretensiones de frente lento: generalmente es unidireccional, de duración T_p hasta el valor de cresta tal que $20 \mu s < T_p \leq 5,000 \mu s$ y de duración de cola $T_2 \leq 20 \mu s$.
 - Sobretensión de frente rápido: generalmente es unidireccional, de duración T_1 hasta el valor de cresta tal que $0.1 \mu s < T_1 \leq 20 \mu s$ y de duración de cola $T_2 < 300 \mu s$.
 - Sobretensión de frente muy rápido: generalmente es unidireccional, de duración hasta el valor de cresta $T_f \leq 0.1 \mu s$, de duración total $< 3 \text{ ms}$ y con oscilaciones superpuestas de frecuencia $30 \text{ kHz} < f < 100 \text{ MHz}$.
 - Sobretensión combinada temporal, de frente lento, frente rápido o frente muy rápido: consiste en la unión de dos componentes de tensión aplicadas simultáneamente entre cada uno de los dos bornes de fase de un aislamiento entre fases y la tierra. Dicha sobretensión se clasifica como su componente de valor de cresta más elevado.

- Formas de tensión normalizadas:
 - La tensión normalizada de corta duración a frecuencia industrial: es la tensión sinusoidal de frecuencia comprendida entre 48 Hz y 62 Hz y de duración igual a 60 s.
 - La tensión normalizada de impulso tipo maniobra: es la tensión de impulso que tenga un tiempo hasta la cresta de 250 μs y un tiempo hasta la mitad del valor de 2,500 μs .
 - La tensión normalizada de impulso tipo rayo: una tensión de impulso que tenga un tiempo de frente de 1.2 μs y un tiempo hasta la mitad del valor de 50 μs .

- La tensión normalizada de impulso tipo maniobra combinada: es la tensión de impulso combinada que tenga dos componentes de valores de cresta iguales y de polaridades opuestas. La componente positiva es una tensión de impulso de maniobra normalizada y la componente negativa es una tensión de impulso de maniobra cuyos tiempos hasta la cresta y hasta la mitad del valor no son inferiores a los de la componente positiva. Conviene que las dos tensiones de impulso alcancen su valor de cresta en el mismo instante. En consecuencia, el valor de cresta de la tensión combinada es la suma de los valores de cresta de sus componentes.
- Sobretensiones representativas (U_{rp}): son las sobretensiones que se supone producen el mismo efecto dieléctrico en el aislamiento que las sobretensiones de una categoría dada que aparecen en funcionamiento y de diversos orígenes. Están conformadas por tensiones que tienen la forma normalizada de la categoría en cuestión y pueden definirse por un valor, un conjunto de valores o una distribución estadística de los valores que caracterizan las condiciones de funcionamiento. Esta definición se aplica igualmente a la tensión permanente a frecuencia industrial que representa el efecto de la tensión de funcionamiento sobre el aislamiento.
- Dispositivo de limitación de sobretensiones: es el dispositivo que limita los valores de cresta de las sobretensiones, sus duraciones o ambos. Estos se clasifican en dispositivos de prevención similar a la resistencia de preinserción o dispositivos de protección similar a los pararrayos.
- Nivel de protección a los impulsos tipo rayo o maniobra: es el valor de cresta máximo de la tensión admisible en los bornes de un dispositivo de protección sometido, en condiciones especificadas, a impulsos de tipo rayo o maniobra.

- Criterio de comportamiento: es la base sobre la cual se elige el aislamiento de forma que se reduzca a un nivel aceptable desde el punto de vista económico y de funcionamiento, la probabilidad de que los esfuerzos producidos por la tensión resultante sobre los materiales causen daños en los aislamientos de los materiales o afecten la continuidad del funcionamiento. Este criterio se expresa habitualmente en términos de una tasa de defecto aceptable como el número de defectos por año, número de años entre defectos, riesgo de defecto de la configuración del aislamiento.
- Tensión soportada: es el valor de la tensión de ensayo a aplicar, en condiciones especificadas, en un ensayo de tensión soportada durante el cual se tolera un número especificado de descargas disruptivas. La tensión soportada se designa mediante:
 - Tensión soportada prevista convencional: cuando el número de descargas disruptivas tolerado es nulo. Eso supone que corresponde a una probabilidad de resistencia $P_w = 100 \%$.
 - Tensión soportada estadística: cuando el número de descargas disruptivas tolerado corresponde a una probabilidad de resistencia especificada. En esta norma, la probabilidad especificada es $P_w = 90 \%$.

En esta norma, las tensiones soportadas que se estiman convencionales están especificadas para el aislamiento no autorregenerable y las tensiones soportadas estadísticas son para el aislamiento autorregenerable.

- Tensión soportada de coordinación (U_{cw}): para cada categoría de tensión, es el valor de la tensión soportada de la configuración del aislamiento, en

las condiciones reales de funcionamiento, que satisface el criterio de comportamiento.

- Factor de coordinación (K_c): es el factor por el cual el valor de la sobretensión representativo debe multiplicarse para obtener el valor de la tensión soportada de coordinación.
- Condiciones atmosféricas normalizadas de referencia: las condiciones atmosféricas normalizadas de referencia son:
 - Temperatura $t_0 = 20\text{ °C}$
 - Presión $p_0 = 101.3\text{ kPa} = 1,013\text{ mbar}$
 - Humedad absoluta $h_{a0} = 11\text{ g/m}^3$
- Tensión soportada especificada (U_{rw}): es la tensión de ensayo que el aislamiento debe mantener en un ensayo de tensión soportada normalizado para asegurarse de que el aislamiento satisfará el criterio de comportamiento cuando se someta a una categoría dada de sobretensiones en las condiciones reales de funcionamiento y durante todo el tiempo de funcionamiento. La tensión soportada especificada tiene la forma de tensión soportada de coordinación y se especifica con relación a todas las condiciones del ensayo de tensión soportada normalizado elegido para verificarla.
- Factor de corrección atmosférico (K_a): es el factor que debe ser aplicado a la tensión soportada de coordinación para tener en cuenta la diferencia entre las condiciones atmosféricas medias en funcionamiento y las condiciones atmosféricas normalizadas de referencia. Este factor sólo se aplica al aislamiento externo.
- Factor de seguridad (K_s): es el factor global que se aplica a la tensión soportada de coordinación, después de la aplicación del factor de corrección atmosférico, cuando sea necesario, para obtener la tensión

soportada especificada teniendo en cuenta todas las otras diferencias entre las condiciones de funcionamiento y las del ensayo de tensión soportada normalizado.

- Tensión soportada normalizada (U_w): es el valor normalizado de la tensión de ensayo aplicado en un ensayo de tensión soportada normalizado. Es un valor asignado del aislamiento que permite verificar que el aislamiento satisface una o varias de las tensiones soportadas especificadas.
- Factor de conversión de ensayo (K_t): es el factor aplicado a la tensión soportada especificada, en el caso en que la tensión soportada normalizada es de forma diferente, para obtener el valor límite inferior de la tensión de ensayo de tensión soportada normalizada que puede suponerse para verificar esta resistencia.
- Nivel de aislamiento asignado: es el conjunto de tensiones soportadas normalizadas que caracterizan la rigidez dieléctrica de aislamiento.
- Nivel de aislamiento normalizado: es el nivel de aislamiento asignado cuyas tensiones soportadas normalizadas están asociadas a U_m .
- Ensayos de tensión soportada normalizados: el ensayo dieléctrico efectuado en las condiciones especificadas para demostrar que el aislamiento satisface a la tensión soportada normalizada. Incluye los siguientes ensayos:
 - Ensayos de corta duración a frecuencia industrial
 - Ensayos con impulso de maniobra
 - Ensayos con impulso atmosférico
 - Ensayos de tensión combinada

2.2.2. Consideraciones atmosféricas

Las condiciones atmosféricas para las cuales se aplican las tensiones soportadas normalizadas son:

- Temperatura: 20 °C.
- Presión atmosférica: 101.3 kPa = 760 mm de Hg.
- Humedad absoluta: 11 g/m³.

2.2.3. Niveles de aislamiento normalizados

Las tensiones normalizadas de soportabilidad están relacionadas con la tensión máxima de equipos. En sistemas con tensiones comparativamente bajas se ha podido normalizar únicamente pocos niveles de aislamiento, en algunos casos solo un valor para cada sistema de tensión, debido a que estos sistemas están bien establecidos, se dispone de una gran cantidad de experiencias en el comportamiento del sistema y el costo del aislamiento es comparativamente bajo. En sistemas de tensiones más altas se ha incluido un gran número de niveles de aislamiento para un diseño económico, parcialmente, debido a que estas tensiones son aplicadas tanto a sistemas grandes y bien establecidos; como a sistemas pequeños y recientemente constituidos. El costo del aislamiento es también un factor importante.

2.2.4. Tipos de sobretensiones

La Norma IEC 60071-1 clasifica las sobretensiones según su duración y su forma de la siguiente manera:

2.2.4.1. Tensiones continuas a frecuencia industrial

Es la tensión que se encuentra en condiciones de operación normal. Esta puede variar el tiempo y ser distinta entre puntos de una misma red, sin embargo, cuando se diseña, se considera homogénea en toda la red. En la práctica, sistemas con una tensión de hasta 72.5 kV, la tensión máxima U_s puede ser menor que la tensión máxima del equipo U_m , para tensiones mayores ambos valores tienden a ser iguales.

2.2.4.2. Sobretensiones temporales

Las sobretensiones temporales son caracterizadas por su amplitud, su forma de onda y su duración. En coordinación de aislamiento, se considera que la sobretensión temporal representativa tiene la forma de la tensión normalizada a frecuencia industrial de corta duración, 1 minuto. Su amplitud puede ser definida por un valor, el máximo asumido, un grupo de valores pico o una distribución estadística completa de valores pico. Esta amplitud debe tener en consideración los siguientes aspectos:

- La amplitud y duración de la sobretensión real en servicio.
- La característica amplitud/duración de la soportabilidad a frecuencia industrial del aislamiento considerado.

Si la última característica no es conocida, a manera de simplificación puede tomarse la amplitud igual a la sobretensión máxima real con una duración menor de 1 minuto de servicio, y la duración puede tomar como 1 minuto.

En casos particulares, puede adoptarse un procedimiento de coordinación estadístico describiendo la sobretensión temporal representativa por una

distribución de frecuencias amplitud/duración de sobretensiones temporales esperadas en servicio.

2.2.4.2.1. Fallas a tierra

Una falla fase a tierra puede producir sobretensiones fase a tierra que afectan las fases sanas. Las sobretensiones temporales entre fases o a través de aislamientos longitudinales normalmente no aparecen. La forma de sobretensión es la de una tensión a frecuencia industrial.

La amplitud de las sobretensiones depende del nivel de puesta a tierra del neutro de la red y de la localización de la falla. En redes con configuración normal, la amplitud de la sobretensión representativa se debe asumir igual a su valor máximo. En redes con configuración no normal, por ejemplo, una parte de una red con neutro aislado en una red con neutro normalmente aterrizado, debe ser analizado separadamente, teniendo en cuenta la probabilidad de ocurrencia de estas configuraciones, simultáneamente con fallas a tierra.

La duración de la sobretensión depende de la duración de la falla, es decir, hasta que se despeje la falla. En redes con neutro aterrizado, generalmente el tiempo es menor a 1 segundo. En redes con puesta a tierra resonante con despeje de falla el tiempo es menor a 10 segundos. En redes sin despeje de falla a tierra, la duración puede ser de varias horas. En estos casos, se debe definir la tensión continua a frecuencia industrial como el valor de la sobretensión temporal durante la falla a tierra.

2.2.4.2.2. Rechazo de carga

Las sobretensiones temporales de fase a tierra y longitudinales debidas a rechazo de carga dependen de la carga rechazada, de la disposición de la red después de la desconexión y de las características de las fuentes como el nivel de cortocircuito en la subestación eléctrica, velocidad y regulación de tensión de los generadores.

El aumento de las tensiones fase a tierra es idéntico, por lo tanto, aparecen las mismas sobretensiones relativas fase-tierra y fase-fase. El aumento puede ser especialmente importante en el caso de rechazo de carga en el extremo remoto de una línea larga, como en el caso del efecto Ferranti, y puede afectar principalmente los equipos de la subestación eléctrica conectados en el lado de la fuente en el extremo remoto del interruptor abierto.

Las sobretensiones temporales longitudinales dependen de la diferencia entre los ángulos de fase después de la separación de redes, en el peor de los casos, puede ser la oposición entre las dos fases.

En el análisis de sobretensiones temporales, teniendo la consideración de que la tensión de referencia es 1.0 p.u. es igual a $\sqrt{2} U_s / \sqrt{3}$, se recomienda:

- En caso de un rechazo de carga total en redes moderadamente grandes las sobretensiones de fase a tierra son usualmente menores a 1.2 p.u. La duración de la sobretensión depende de la operación del equipo de control de tensión y puede permanecer varios minutos.
- En redes grandes, después de un rechazo de carga tota, las sobretensiones de fase a tierra pueden alcanzar 1.5 p.u. o aún más cuando

hay efecto Ferranti o resonancias. Su duración puede ser de varios segundos.

- Si en el lado rechazado hay solo cargas estáticas, la sobretensión temporal longitudinal normalmente es igual a la sobretensión de fase a tierra. En sistemas con motores o generadores en el lado del rechazo, una separación en la red puede ocasionar una sobretensión temporal longitudinal compuesta de dos sobretensiones fase a tierra en oposición de fase, cuya amplitud máxima es normalmente menor a 2.5 p.u., sin embargo, se pueden encontrar valores más grandes para casos excepcionales como en redes de alta tensión bastante extensas.

2.2.4.2.3. Resonancia y ferroresonancia

Las sobretensiones temporales debidas a esta causa surgen generalmente cuando se energizan circuitos con elementos muy capacitivos como líneas, cables, compensaciones en serie y elementos inductivos como transformadores o reactores en derivación teniendo características de magnetización no lineales, o como resultado de rechazo de carga.

Las sobretensiones temporales generadas por el fenómeno de resonancia alcanzan valores extremadamente altos, que deben ser prevenidos o limitados. No deben ser considerados como base para la selección de la tensión asignada de los pararrayos o para el diseño del aislamiento a no ser que las medidas remediales no sean suficientes.

2.2.4.2.4. Sobretensiones longitudinales durante sincronización

Las sobretensiones temporales longitudinales representativas son obtenidas a partir de la sobretensión esperada en servicio, la cual tiene una amplitud igual a dos veces la tensión de servicio fase-tierra y una duración de varios segundos a algunos minutos.

Cuando la sincronización es frecuente, se debe considerar la probabilidad de ocurrencia de una falla a tierra y su sobretensión consecuente. En tales casos, la amplitud de la sobretensión representativa es la suma de la sobretensión máxima asumida por la falla a otra tierra en un borne y la tensión continua de operación en oposición de fase en el otro borne.

2.2.4.2.5. Combinaciones de sobretensiones temporales

Las sobretensiones temporales de diferentes orígenes se deben analizar suponiendo su probabilidad de ocurrencia simultánea. Tales combinaciones pueden llevar a especificaciones más altas para los pararrayos y consecuentemente a niveles de protección y aislamiento más altos. Esto es técnica y económicamente justificable solo si la probabilidad de ocurrencia simultáneamente es lo suficientemente alta.

2.2.4.3. Sobretensiones de frente lento

Estas sobretensiones son generadas durante maniobras y son de corta duración.

2.2.4.3.1. Sobretensiones debidas a rechazo de carga

Las sobretensiones de frente lento debidas a rechazo de carga cuentan con un impacto significativo en redes de Rango II. En estas redes, las sobretensiones de energización y reenergización son limitadas a valores por debajo de 2 p.u. Estos casos deben ser examinados, especialmente cuando se involucran transformadores de generación o líneas de transmisión largas.

2.2.4.3.2. Sobretensiones por fallas y despeje de fallas

Las sobretensiones de frente lento tienen su origen en el inicio y despeje de una falla. Esto debido al cambio de la tensión de operación a sobretensión temporal en las fases sanas y el retorno de un valor cercano a cero de la tensión de operación en la fase que cuenta con la falla. En ambas ocasiones, se generan únicamente sobretensiones entre fase y tierra y las sobretensiones entre fases pueden ser despreciadas. Las siguientes fórmulas permiten obtener un valor conservador de la sobretensión representativa U_{et} :

- Al inicio de la falla:

$$U_{et} = \frac{(2k - 1)U_s\sqrt{2}}{\sqrt{3}} [kV]$$

- Al despejar la falla

$$U_{et} = \frac{2 * U_s\sqrt{2}}{\sqrt{3}} [kV]$$

Donde k es el factor de falla a tierra.

En el caso de las subestaciones de Rango I, si las sobretensiones que son provocadas por fallas a tierra deben ser consideradas en sistemas con neutros de transformadores aislados o con tierra resonante. En estos casos, el factor de falla a tierra es aproximadamente $\sqrt{3}$.

En el caso de las subestaciones de Rango II, si las sobretensiones son provocadas por la energización de la línea son limitadas a valores por debajo de 2 p.u, las sobretensiones de despeje de falla y falla deben ser examinadas cuidadosamente si para comprobar que son limitadas al mismo valor.

2.2.4.3.3. Sobretensiones debido a energización y recierre de líneas

En la maniobra de recierre o energización trifásica se generan sobretensiones en las tres fases, en este caso, sobretensiones fase a tierra y fase a fase. El número de sobretensiones por operación de maniobra se puede establecer con los siguientes métodos:

- Método del valor pico por fase: en cada operación de maniobra se añade en la distribución de probabilidad de sobretensiones, el valor pico más alto de la sobretensión entre cada fase y la tierra o entre cada combinación de fases. Es decir, cada operación contribuye con tres valores picos a la distribución de probabilidad representativa de sobretensiones.
- Método valor pico por fase: en cada operación de maniobra se añade en la distribución de probabilidad de sobretensiones, el valor pico más alto de la sobretensión entre cada fase y la tierra y entre cada combinación de

fases. Es decir, cada operación contribuye con un valor pico a la distribución de probabilidad representativa de sobretensiones.

El recierre de líneas trifásicas pueden generar altas sobretensiones de frente lento, ya que en algunas ocasiones existen cargas atrapadas en la línea que se recierra. En el tiempo de recierre, la amplitud de la sobretensión que permanece en la línea puede llegar a ser tan alta como el pico de la sobretensión pico. La descarga de la carga atrapada depende el equipo que permanece conectado a la línea, la conductividad de la superficie del aislador o de las condiciones de corona del conductor y el tiempo de recierre.

El recierre de sistemas monofásicos no se generan sobretensiones mayores a las de energización. Exceptuando las líneas que se ven afectadas de mayor manera con el efecto Ferranti. En este caso, el recierre monofásico puede provocar sobretensiones más altas que la energización trifásica.

2.2.4.3.4. Sobretensiones debidas a maniobras de corrientes inductivas y capacitivas

En las subestaciones, cuando se realizan maniobras tales como interrupción de la corriente de arranque de motores, interrupción de corrientes inductivas, maniobras y operación de hornos de arco y sus transformadores, maniobra de cables sin carga y bancos de capacitores e interrupción de corrientes por fusibles de alta tensión, pueden dar a lugar a sobretensiones que requieren atención y análisis detallado.

2.2.4.3.5. Sobretensiones por descargas atmosféricas de frente lento

En sistemas que cuentan con líneas de transmisión largas, las sobretensiones atmosféricas de frente lento se originan por descargas atmosféricas directas sobre las líneas de fase, cuando la corriente del rayo es lo suficientemente baja para no causar flameo en el aislamiento y cuando la descarga se encuentra a una distancia mínima para producir un frente lento.

Las corrientes de descarga atmosférica tienen tiempos de mitad de onda que raramente exceden los 200 μ s. Esto permite que no ocurran sobretensiones con gran amplitud y tiempos de cresta críticos para el aislamiento, razón por la cual no son de importancia crítica en estudios de coordinación de aislamiento.

2.2.4.4. Sobretensiones de frente rápido

Estas sobretensiones se generan debido a fenómenos atmosféricos.

2.2.4.4.1. Sobretensiones por descargas atmosféricas sobre líneas aéreas

Las sobretensiones atmosféricas son causadas por descargas directas en los conductores de fase o por flameos inversos, o son inducidos por descargas atmosféricas a tierra cerca de la línea. Las sobretensiones atmosféricas inducidas, generalmente resultan en sobretensiones inferiores a 400 kV en la línea aérea, por lo cual son importantes únicamente en redes con tensiones menores a 400 kV. Debido a la alta soportabilidad del aislamiento, los flameos

inversos son menos probables en Rango II que en Rango I y son raros en sistemas de 500 kV o más.

La forma de tensión representativa de la sobretensión atmosférica es el impulso atmosférico estándar, conocido como 1.2/50 μ s. La amplitud representativa es dada por un máximo asumido o por una distribución probabilística de valores pico usualmente expresada como el valor pico en función de la tasa de retorno de la sobretensión.

2.2.4.4.2. Sobretensiones por descargas atmosféricas sobre las subestaciones

Las sobretensiones atmosféricas en subestaciones y sus valores de ocurrencia dependen de:

- El desempeño ante descargas atmosféricas de las líneas aéreas conectadas a las subestaciones
- La disposición de la subestación eléctrica, dimensiones físicas y en particular el número de líneas conectadas a ésta
- El valor instantáneo de la tensión en el momento de la descarga.

El impacto de las sobretensiones atmosféricas sobre los equipos de la subestación eléctrica está determinado por la combinación de los tres factores anteriores y se requiere varias etapas para asegurar su correcta protección. Las amplitudes de las sobretensiones, sin incluir la limitación de pararrayos, son usualmente muy altas para tomarlo como base de la coordinación de aislamiento de estos valores. En el caso particular de los cables que se conectan a las subestaciones, la autoprotección provista por la baja impedancia de los cables

puede reducir las amplitudes de las sobretensiones atmosféricas a valores lo suficientemente bajos.

2.2.4.4.3. Sobretensiones debidas a operaciones de maniobra y fallas

Las sobretensiones de maniobra de frente rápido ocurren cuando los equipos se conectan o desconectan del sistema por medio de conexiones cortas principalmente dentro de las subestaciones. Así mismo, pueden ocurrir cuando flamean los aislamientos externos. Estos eventos pueden causar esfuerzos severos en aislamientos internos cercanos, tales como arrollamientos.

Aún si se consideran fenómenos oscilatorios, en el cálculo de coordinación de aislamiento se puede considerar que la forma de la sobretensión representativa corresponde al impulso atmosférico estándar 1.5/50 μ s. En equipos con arrollamiento, se debe tener atención especial debido a los altos esfuerzos entre espiras.

El máximo pico de sobretensión depende del tipo y comportamiento del equipo de maniobra. Los valores pico de sobretensión son usualmente más pequeños que los debidos a descargas atmosféricas, por ello su importancia es particular a casos especiales. Entonces se puede justificar técnicamente la caracterización de la amplitud de la sobretensión representativa por el máximo de los siguientes valores, en p.u. de $\sqrt{2}U_s/\sqrt{3}$:

- Maniobra de interruptores sin reencendido: 2 p.u.
- Maniobra de interruptores con reencendido: 3 p.u.

Algunos tipos de interruptores de medida de tensión, cuando se maniobran con cargas reactivas, pueden producir interrupciones múltiples de la corriente transitoria, ocasionando sobretensiones de hasta 6 p.u.

- Maniobra de seccionador: 3 p.u.

Es altamente improbable que ocurran sobretensiones de maniobra de frente rápido en más de una fase, se puede asumir que no existen sobretensiones fase-fase más altas que las sobretensiones fase-tierra. Es por ello que los valores máximos asumidos anteriormente pueden ser usadas para chequear la importancia de tales sobretensiones.

2.2.4.5. Sobretensiones de frente muy rápido

Las sobretensiones de frente muy rápido tienen su origen en la operación de seccionadores o en las fallas internas de las GIS debido al rápido flameo del gas y a su posterior propagación poco amortiguada en el interior de la misma. La amplitud se amortigua rápidamente cuando sale de la GIS. Estas sobretensiones se pueden observar en transformadores de media tensión, tipo seco y con conexiones cortas a los interruptores.

La forma de la sobretensión se caracteriza por un rápido incremento de la tensión cerca de su valor pico, dando como resultado un tiempo de frente por debajo de 0.1 μ s. En operaciones de seccionadores, este frente es seguido usualmente por una oscilación con frecuencias por encima de 1 MHz. La duración de estas sobretensiones es menor a 3 ms, pero pueden ocurrir varias veces. La amplitud de la sobretensión depende de la construcción del seccionador y de la configuración de la subestación eléctrica. Es posible limitar las amplitudes

máximas a 2.5 p.u., sin embargo, estas sobretensiones pueden crear sobretensiones elevadas en los transformadores directamente conectados.

Las fallas internas dentro de las GIS someten a los equipos conectados a esfuerzos debido a las sobretensiones. La forma y la amplitud de las sobretensiones dependen del tipo de conexión del equipo a la GIS y de la localización de la falla en la GIS. Las sobretensiones tienen amplitudes hasta de 1.6 veces las tensiones de apertura y tienen frecuencias de hasta 20 MHz en la subestación eléctrica.

En los terminales de los equipos conectados con líneas aéreas cortas a subestaciones GIS, las oscilaciones de las sobretensiones cuentan con frecuencias de 0.2 MHz a 2 MHz y amplitudes hasta de 1.5 veces la tensión de flameo. En este caso, se puede proteger el equipo con pararrayos, sin embargo, la frecuencia de las sobretensiones puede aún causar esfuerzos internos altos en los devanados del transformador debido a resonancias en los mismos.

La sobretensión representativa no puede ser establecida, ya que no existen normalizaciones adecuadas, sin embargo, se considera que las sobretensiones de frente muy rápido no tienen influencia en la selección de las tensiones nominales de soportabilidad.

2.2.5. Características de la rigidez del aislamiento

La falla de aislamiento o disrupción ocurre cuando se incrementan los esfuerzos eléctricos en un aislamiento a un nivel suficientemente alto, provocando así que la resistividad en el aislamiento cambia de un valor alto a un valor comparable con el de un conductor. Este proceso ocurre en tres etapas principales:

- La ionización inicial en un punto o varios puntos.
- El crecimiento de un canal ionizado a través de la distancia del aislamiento.
- La aparición del arco y la transición a una descarga automantenida.

Los siguientes son algunos de los factores que afectan la rigidez dieléctrica del aislamiento:

- La magnitud, forma, duración y polaridad de la tensión aplicada.
- La distribución de campo eléctrico en el aislamiento.
- El tipo de aislamiento, el contenido de impurezas y las irregularidades locales.
- El estado físico del aislamiento.
- La deformación del aislamiento bajo esfuerzos externos o efectos químicos.

La falla del aislamiento y su consecuente descarga en aire depende de la configuración de la distancia del aislamiento, la polaridad y la forma de onda de la tensión aplicada. Así mismo, las condiciones atmosféricas afectan la resistencia del aislamiento independientemente de la forma y la polaridad de la tensión aplicada.

2.2.6. Procedimiento para la coordinación de aislamiento

La norma IEC 60071-2 define el procedimiento a seguir para calcular la coordinación de equipos.

2.2.6.1. Determinación de las sobretensiones representativas (U_{rp})

Las tensiones y las sobretensiones que esfuercen el aislamiento deben determinarse en amplitud, forma y duración, mediante un análisis de red que incluye la elección y la localización de los dispositivos que limitan estas sobretensiones.

Cada categoría de sobretensión debe permitir una sobretensión representativa que tenga en cuenta las características de aislamiento. La sobretensión representativa puede caracterizarse por:

- Un valor máximo estimado
- Un conjunto de valores de cresta
- Una distribución estadística completa de valores de cresta

Si se considera adecuada la adopción de un valor máximo estimado, la sobretensión representativa de las diferentes categorías puede ser para las siguientes tensiones:

- Tensión permanente a frecuencia industrial: una tensión a frecuencia industrial de valor eficaz igual a la tensión máxima de la red y de duración que corresponda a la vida del material
- Sobretensión temporal: una tensión normalizada de corta duración a frecuencia industrial de valor eficaz igual al valor máximo estimado de las sobretensiones temporales, dividido por $\sqrt{2}$.
- Sobretensión de frente lento: una tensión normalizada de impulso de maniobra de valor de cresta igual al valor de cresta máximo estimado de sobretensiones de frente lento

- Sobretensión de frente rápido: una tensión normalizada de impulso tipo rayo de valor de cresta igual al valor de cresta máximo estimado de las sobretensiones de frente rápido.
- Sobretensión de frente muy rápido: las características de esta categoría de sobretensión son especificadas por los comités encargados de los referidos materiales
- Sobretensión entre fases de frente lento: una tensión normalizada de impulso tipo maniobra combinada de valor de cresta igual al valor de cresta máximo previsto de las sobretensiones entre fases de frente lento
- Sobretensión longitudinal de frente lento o rápido: una tensión combinada compuesta de una tensión normalizada de impulso tipo maniobra, o de impulso tipo rayo, y de una tensión de frecuencia industrial, cada una de valor de cresta igual a los dos valores de cresta máximos previstos correspondientes y en el que el instante que corresponde a la cresta de la tensión de impulso coincide con el de la cresta de la tensión de frecuencia industrial de polaridad opuesta.

2.2.6.2. Determinación de las tensiones de coordinación (U_{cw})

Este proceso consiste en fijar los valores mínimos de las tensiones soportadas del aislamiento que satisfacen el criterio de comportamiento cuando el aislamiento se somete a las sobretensiones representativas en las condiciones de funcionamiento.

Las tensiones soportadas de coordinación tienen la forma de sobretensiones representativas de la categoría considerada y sus valores se obtienen multiplicando los valores de las sobretensiones representativas por un factor de coordinación. El valor del factor de coordinación depende de la precisión

de la evaluación de las sobretensiones representativas y de una estimación empírica o estadística de la distribución de las sobretensiones y de las características del aislamiento.

Estas tensiones se pueden determinar como tensiones soportadas previstas convencionales, o bien como tensiones soportadas estadísticas. Esto influye en el procedimiento de determinación y en los valores del factor de coordinación.

La determinación de las tensiones soportadas de coordinación se puede obtener de la simulación de fenómenos de sobretensión, combinado con la evaluación simultánea del riesgo de defecto utilizando las características adecuadas del aislamiento.

2.2.6.3. Determinación de las tensiones de soportabilidad requeridas (U_{rw})

Este procedimiento consiste en convertir las tensiones soportadas de coordinación en condiciones de ensayo normalizadas adecuadas, multiplicando las tensiones soportadas de coordinación por factores que compensan las diferencias entre las condiciones reales de servicio del aislamiento y las de los ensayos de tensiones soportadas normalizadas. Los factores por aplicar deben compensar:

- Las diferencias en el montaje del material
- La dispersión en la calidad de producción
- La calidad de la instalación
- El envejecimiento del aislamiento durante la vida esperada
- Otras influencias desconocidas

Si no se pueden evaluar estos factores individualmente, se debe adoptar un factor de seguridad global deducido de la experiencia.

Para el aislamiento externo únicamente debe aplicarse un factor adicional para tener en cuenta las diferencias entre las condiciones ambientales normalizadas de referencia y las esperadas en funcionamiento.

2.2.6.4. Selección del nivel de aislamiento asignado

La elección del nivel de aislamiento asignado consiste en seleccionar el conjunto de tensiones soportadas normalizadas U_w del aislamiento más económico, suficiente para demostrar que satisfacen todas las tensiones soportadas especificadas.

La tensión soportada permanente del aislamiento, a frecuencia industrial, que es su tensión más elevada para el material, se elige entonces como la más próxima al valor normalizado de U_m igual o superior a la tensión soportada permanente a frecuencia industrial especificada.

Las tensiones soportadas para demostrar que satisfacen las tensiones soportadas especificadas temporales, de frente lento y de frente rápido, para el aislamiento fase-tierra, el aislamiento entre fases y el aislamiento longitudinal, pueden elegirse de la misma forma que la tensión soportada especificada, o de forma diferente teniendo en cuenta, para esta última elección, las características intrínsecas del aislamiento.

2.2.6.5. Gamas de la tensión más elevada para el material

Las tensiones normalizadas más elevadas para el material se dividen de la siguiente manera:

- Gama I: desde 1 kV hasta 245 kV. Esta gama incluye redes de transporte y redes de distribución.
- Gama II: mayores a 245 kV. Esta gama incluye redes de transporte principalmente.

2.2.6.6. Selección del nivel de aislamiento normalizado

La IEC ha descrito los niveles de aislamiento normalizados según el nivel de tensión asignado y con las clasificaciones para aislamiento fase-fase y aislamiento longitudinal:

- Para aislamiento fase-fase de Rango I: las tensiones fase-fase de soportabilidad a frecuencia industrial de corta duración e impulso atmosférico son iguales a las tensiones de soportabilidad fase-tierra respectivas.
- Para aislamientos fase-fase de Rango II: la tensión de soportabilidad normalizada al impulso atmosférico es igual al impulso atmosférico fase-tierra.
- Para aislamiento longitudinal de Rango I: las tensiones de soportabilidad normalizadas a frecuencia industrial de corta duración y al impulso atmosférico son iguales a las respectivas tensiones de soportabilidad fase-tierra.

- Para aislamiento longitudinal de Rango II: el componente del impulso de maniobra normalizado de la tensión de soportabilidad combinada esta dado en la Tabla II, con el valor pico de la componente de frecuencia industrial de polaridad opuesta igual a $\sqrt{2} U_m / \sqrt{3}$, y el componente normalizado del impulso atmosférico de la tensión de soportabilidad combinada es igual a la respectiva tensión de soportabilidad fase-tierra, con el valor pico de la componente de frecuencia industrial de polaridad opuesta igual a $0.7 U_m \sqrt{2} / \sqrt{3}$.

Tabla I. **Niveles de aislamiento normalizados para tensiones de gama I**

Tensión máxima del equipo U_m [kV] (valor eficaz)	Tensión de soportabilidad normalizada de corta duración a frecuencia industrial [kV] (valor eficaz)	Tensión de soportabilidad normalizada al impulso tipo rayo [kV] (valor pico)
72.5	140	325
245	(275)	(650)
	(325)	(750)
	360	850
	395	950
	460	1050

Fuente: Mejía. (1991). *Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión*. p. 74.

Tabla II. **Niveles de aislamiento normalizados para tensiones de gama II**

Tensión máxima del equipo U_m [kV] (valor eficaz)	Tensión de soportabilidad normalizada al impulso tipo maniobra			Tensión de soportabilidad normalizada al impulso tipo rayo [kV] (valor pico)
	Aislamiento longitudinal [kV] (valor pico)	Fase-tierra [kV] (valor pico)	Fase-fase (relación con el valor pico fase-tierra)	
420	850	850	1.60	1050
				1175
	950	950	1.50	1175
				1300
	950	1050	1.50	1300
				1425

Fuente: Mejía. (1991). *Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión*. p. 74.

Para definir el nivel de aislamiento se requieren únicamente dos tensiones de soportabilidad normalizadas:

- Rango o gama I:
 - Tensión de soportabilidad normalizada al impulso atmosférico.
 - Tensión de soportabilidad normalizada a frecuencia industrial de corta duración.

- Rango o gama II:
 - Tensión de soportabilidad normalizada al impulso de maniobra.
 - Tensión de soportabilidad normalizada al impulso atmosférico.

2.2.7. Métodos de coordinación de aislamiento

La coordinación de aislamiento se puede determinar mediante diferentes métodos que dependen del tipo de datos que se consideren.

2.2.7.1. Método determinista

Es el método que se utiliza cuando no se cuenta con la información estadística resultada de las pruebas relacionadas con la posible tasa de fallas del equipo que se pondrá en servicio.

2.2.7.2. Método estadístico

Este método se basa en la frecuencia de ocurrencia de un origen específico, la distribución de probabilidades de sobretensiones que son de este origen y la probabilidad de descarga del aislamiento. Cuando se combinan los cálculos de sobretensión y la probabilidad de descarga simultánea, se puede determinar el riesgo de falla.

2.3. Distancias mínimas

Las distancias mínimas se relacionan a la coordinación de aislamiento, ya que resguardan la soportabilidad deléctrica ante impulsos de tensión tipo rayo, de maniobra o frecuencia industrial.

2.3.1. Definiciones

- Distancias mínimas en el aire: son aquellas distancias que garantizan la soportabilidad dieléctrica de la subestación eléctrica ante impulsos de tensión tipo rayo, de maniobra o frecuencia industrial.
- Distancias de seguridad: son aquellas distancias entre partes energizadas del equipo o entre conductores y tierra que garantizan la seguridad durante la operación o mantenimiento de la subestación eléctrica.

2.3.2. Dimensionamiento de distancias mínimas en aire

En las subestaciones no es posible probar o ensayar la soportabilidad dieléctrica a los impulsos de tensión tipo rayo, de maniobra o a frecuencia industrial. Es necesario entonces asegurar el diseño que tome en cuenta las distancias eléctricas más seguras entre los equipos que constituyen la subestación eléctrica.

La norma IEC 60071-1 define niveles de aislamiento normalizados para instalaciones eléctricas correspondientes a las tensiones máximas U_m permisibles:

- Rango I: corresponde a las tensiones soportables asignadas de impulso atmosférico y de frecuencia industrial de corta duración menores a 300 kV.
- Rango II: son las tensiones soportables de impulso atmosférico, de maniobra y de frecuencia industrial mayores o iguales a 300 kV.

El dimensionamiento de las distancias mínimas en aire se ve regido por la componente que produce el mayor esfuerzo para un tipo dado de electrodos. En el Rango I es generalmente la tensión de impulso atmosférico con polaridad

positiva y en el Rango II es la tensión de impulso de maniobra con polaridad positiva.

2.3.3. Distancias de seguridad

Las distancias entre partes energizadas de los equipos que resguardan la integridad del personal y los equipos en la subestación durante la operación o mantenimiento.

2.3.3.1. Cálculo del valor básico

El valor básico es fundamental en el diseño de distancias mínimas de seguridad, ya que garantiza el mínimo riesgo de flameo bajo condiciones desfavorables. Es la distancia mínima entre fase y tierra para el nivel de aislamiento determinado.

2.3.3.2. Determinación de la zona de seguridad

Es el incremento del valor básico según la altura y tipo de trabajo a realizar que garantiza la seguridad del operador dentro de la subestación eléctrica.

2.3.3.2.1. Movimiento de vehículos

Es el espacio alrededor del vehículo que permite una circulación sin riesgos eléctricos para el montaje y mantenimiento de equipos. Esta distancia incluye el ancho del vehículo más 0.7 m. Adicionalmente, esta distancia toma en cuenta una zona de circulación perimetral.

2.3.3.2.2. Movimiento de personas

Es la distancia desde la parte energizada más baja de la subestación eléctrica y tierra que garantiza la libre circulación del personal sin utilizar escaleras u objetos que lo acerquen a las partes energizadas de los equipos que no cuenten con mallas, pantallas o barandas. Es el valor básico más 2.25 m.

2.3.3.2.3. Trabajo sobre equipos o conductores

Es la distancia que garantiza la seguridad de los operarios cuando se efectúan trabajos de mantenimiento en los equipos de una subestación eléctrica cuando esta se encuentra energizada. Esta distancia nunca debe ser menor a 3 metros.

2.3.4. Distancias para dimensionamiento de subestaciones

Estas son las distancias que definen el espaciamiento de las barras y el área de la subestación.

2.3.4.1. Primer nivel de barras

Es la altura de las partes vivas de los equipos sobre el nivel del suelo. Esta distancia nunca debe ser menor a 3 metros. El cálculo de este valor se relaciona con el valor máximo de tensión nominal asignado al sistema o subestación eléctrica. Así mismo, si la altura de la subestación eléctrica es mayor a 1,000 metros sobre el nivel del mar, se procede a ajustar el valor obtenido de acuerdo a la altura, agregando 1.25 % por cada 100 metros de diferencia.

2.3.4.2. Segundo nivel de barras

Es la altura mínima de montaje de barras. Esta altura debe lograr la menor sensación de campo eléctrico para el personal que transite debajo de ellas. El cálculo se relaciona con el máximo de tensión nominal asignado al sistema o subestación eléctrica. Así mismo, si la altura de la subestación eléctrica es mayor a 1,000 metros sobre el nivel del mar, se procede a ajustar el valor obtenido de acuerdo a la altura, agregando 1.25 % por cada 100 metros de diferencia.

2.3.4.3. Altura de líneas

Es la altura de las líneas que energizan la subestación eléctrica o bien, las líneas que salen de la subestación eléctrica hacia otro punto del sistema eléctrico. Esta distancia nunca debe ser menor a 6 metros. El cálculo se relaciona con el máximo de tensión nominal asignado al sistema o subestación eléctrica. Así mismo, si la altura de la subestación eléctrica es mayor a 1,000 metros sobre el nivel del mar, se procede a ajustar el valor obtenido de acuerdo a la altura, agregando 1.25 % por cada 100 metros de diferencia.

2.3.4.4. Distancia entre barras

Esta distancia toma en cuenta el tipo de barra que se está trabajando, ya que pueden ser rígidas o flexibles. Las barras rígidas mantienen su forma y tensión constante, por lo cual la distancia entre cada barra es igual al valor básico de distancia fase a tierra por un factor de 1.7 a 1.8 según la tensión nominal asignada. Las barras flexibles se deforman cuando se someten a condiciones atmosféricas o a sobretensiones; la distancia se calcula tomando en cuenta el valor de fase a tierra por un factor de 1.8 a 2.

2.3.4.5. Ancho de campo

Es la distancia entre los ejes de las columnas que forman el pórtico donde se ubica la entrada de las líneas. El tipo de configuración de la subestación eléctrica, las dimensiones de los equipos y el ancho de las estructuras define esta dimensión.

2.3.4.6. Longitud de campo

Es la distancia según la configuración de la subestación eléctrica y las distancias entre los diferentes equipos. Se define no por las distancias mínimas, sino por razones de mantenimiento, montaje y estética.

2.4. Normativa

La normativa consultada para el diseño del proyecto se define a continuación.

2.4.1. Comisión Electrotécnica Internacional

Según el sitio web de la CEI <https://www.iec.ch/history> se tiene el siguiente extracto de la historia de esta institución:

En los años 1880, los científicos comenzaron a necesitar homogeneizar las terminologías, mediciones y calificaciones utilizadas para las investigaciones, ya que al convertir las unidades se ralentizaba el avance de la ciencia eléctrica y obstaculizaba el desarrollo de mercados.

El Congreso Internacional de Electricidad se reunió por primera vez en la Exposición Universal de St. Louis en 1904, proponiendo entonces la creación de una comisión internacional permanente que se encargara de establecer términos y medidas para las calificaciones de aparatos y maquinas eléctricas. Fue así como en 1906 en Londres se fundó y se celebró la primera reunión la Comisión Electrotécnica Internacional.

En sus inicios, la CEI contaba con cuatro comités técnicos para reglamentar la nomenclatura, los símbolos, la clasificación de las maquinas eléctricas y los motores principales. Esta institución ha publicado numerosas normas, buscando siempre estandarizar el desarrollo de la ciencia eléctrica a nivel mundial. En las últimas décadas, con el surgimiento de nuevas tecnologías, el CEI forma nuevos comités técnicos para desarrollar estándares que promuevan el buen desarrollo de la tecnología. (CEI, 2022).

2.4.1.1. Misión

Lograr el uso mundial de los sistemas de evaluación de conformidad y normas internacionales IEC para garantizar la seguridad, la eficiencia, la confiabilidad y la interoperabilidad de las tecnologías eléctricas, electrónicas y de la información, para mejorar el comercio internacional, facilitar un amplio acceso a la electricidad y permitir un mundo más sostenible.

2.4.1.2. Visión

IEC en todas partes para un mundo más seguro y eficiente.

2.4.1.3. Norma CEI 60071-1: Definiciones, principios y reglas

Esta norma la desarrolló el comité técnico 28 de CEI: Coordinación de aislamiento. Esta norma se aplica a las redes de tensión alterna trifásica cuya tensión es mayor a 1 kV y se especifica el procedimiento para la elección de tensiones soportadas normalizadas para el aislamiento fase-tierra, entre fase y aislamiento longitudinal del material e instalaciones de estas redes. Así mismo, establece las listas de valores normalizados de entre los cuales deben elegirse las tensiones soportadas normalizadas y establece las definiciones generales, principios y reglas.

2.4.1.4. Norma CEI 60071-2: Guía de aplicación

Esta norma la desarrolló el comité técnico 28 de CEI: Coordinación de aislamiento. Esta norma constituye una guía para la determinación de las tensiones soportadas nominales para los Rangos I y II y para justificar la asociación de estos valores nominales con los voltajes más altos estandarizados para cada equipo.

2.4.2. Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos

Según el sitio web del IEEE https://www.ieee.org/about/ieee-history.html?utm_source=wdw&utm_medium=lp-about&utm_campaign=history se tiene el siguiente extracto de la historia de esta institución:

Esta institución se fundó en 1963 por Thomas Alva Edison, Alexander Graham Bell y Franklin Leonard Pope, luego de fusionar el Instituto Americano de Ingenieros Eléctricos (AIEE) y el Instituto de Ingenieros de

Radio (IRE). El propósito de esta institución es promover la innovación y la excelencia tecnológica en beneficio de la humanidad. (IEEE, 2022).

2.4.2.1. Misión

El propósito principal de IEEE es fomentar la innovación tecnológica y la excelencia en beneficio de la humanidad.

2.4.2.2. Visión

IEEE será esencial para la comunidad técnica global y para los profesionales técnicos en todas partes, y será reconocido universalmente por las contribuciones de la tecnología y de los profesionales técnicos en la mejora de las condiciones globales.

2.4.2.3. Norma IEEE 1313.1: Estándar IEEE para aislamiento Coordinación — Definiciones, Principios y reglas

Esta norma de coordinación de aislamiento se aplica a los sistemas de corriente alterna trifásicos por encima de 15 kV. Especifica el procedimiento para la selección de tensiones soportadas calculando el nivel básico de aislamiento al impulso tipo rayo y el nivel básico de aislamiento de impulso de maniobra para equipos de fase a tierra y de fase a fase. Así mismo, identifica una lista de niveles de aislamiento estándar, según la tensión al que se expone. La guía de este estándar es una guía de aplicación con ejemplos prácticos, que ayuden en el proceso de la determinación de los voltajes soportados y sugieren el cálculo, métodos y procedimientos.

2.4.3. Comisión Nacional De Energía Eléctrica

Según el sitio web de la CNEE <https://www.cnee.gob.gt/wp/que-es-la-cnee/> se tiene el siguiente extracto de la historia de esta institución:

La comisión Nacional de Energía Eléctrica fue creada por la Ley General de Electricidad contenida en el Decreto No. 93-96 del Congreso de la República de Guatemala publicada en el diario oficial el 21 de diciembre de 1996. (CNEE, 2022).

2.4.3.1. Misión

Velar por el cumplimiento de la Ley General de Electricidad y su Reglamento, regulando a favor de la eficiencia, estabilidad y sostenibilidad del subsector eléctrico en Guatemala.

2.4.3.2. Visión

Liderar el desarrollo del subsector eléctrico de Guatemala propiciando un ambiente de competencia, eficiencia e inversión bajo los más altos estándares de calidad mundial.

2.4.3.3. Normas técnicas de diseño y operación de las instalaciones de distribución

Esta norma tiene por objetivo establecer las disposiciones, criterios y requerimientos mínimos para asegurar que el diseño y operación de la infraestructura garantice la seguridad de las personas, bienes y calidad de

servicio cuando se realicen mejoras y expansiones de las instalaciones de distribución eléctrica.

2.5. Microsoft

Según el sitio web de la CNEE <https://news.microsoft.com/es-es/2015/04/06/historia-microsoft-40-aniversario/> se tiene el siguiente extracto de la historia de esta institución:

En los años 70 las personas realizaban sus actividades de escritura totalmente en máquinas de escribir. Ejemplo de ello es que, si necesitaban copiar un documento, se utilizaba papel de calco o mimeógrafo. Los visionarios Paul Allen y Bill Gates fundan el 4 de abril de 1975 Microsoft, con el objetivo de cambiar la forma en la que se trabajaba y proveer a cada escritorio y hogar un equipo informático. (Microsoft, 2022).

2.5.1. Misión

Empoderar a todas las personas y organizaciones del planeta para lograr más.

2.5.2. Visión

Ayudar a las personas y empresas de todo el mundo a desarrollar todo su potencial.

2.5.3. Microsoft Office Excel

Es una hoja de cálculo que permite realizar análisis matemáticos, gráficos, tablas e implementar lenguaje de programación en los cálculos. Este software forma parte del paquete de software de Microsoft llamado Microsoft Office. La primera versión fue lanzada el 30 de septiembre de 1985 y cada nuevo lanzamiento agrega herramientas o aplicaciones adicionales.

2.5.3.1. Macros

Es una serie de instrucciones que se ejecutan de manera secuencial mediante una orden de ejecución. En el entorno de Microsoft Excel se pueden definir macros de dos distintas maneras: permitiendo que Microsoft Excel grabe la secuencia de instrucciones mediante clics o ingresando el código manualmente en el lenguaje Visual Basic en el entorno de desarrollo previamente habilitado. La primera opción permite grabar instrucciones simples de formato o fórmulas en el archivo, sin embargo, Visual Basic permite enlazar Microsoft Excel con otros softwares de Microsoft, incluido el correo electrónico.

2.5.3.2. Visual Basic para Aplicaciones

Este lenguaje de programación fue desarrollado por primera vez por Alan Cooper en 1991. Su característica principal es que se compila dentro del entorno de desarrollador de Microsoft Excel y se utiliza mayoritariamente en automatización de tareas dentro del paquete de software de Microsoft Office.

3. MARCO METODOLÓGICO

3.1. Procedimiento para la coordinación de aislamiento

La norma IEC 60071-2 define el procedimiento para calcular la coordinación de aislamiento de la siguiente manera.

3.1.1. Determinación de las sobretensiones representativas (U_{rp})

Las sobretensiones representativas son todas aquellas que pudieran presentarse en el sistema, las cuales tienen su origen en factores naturales, así como debido a maniobras realizadas por los operadores.

3.1.1.1. Tensión a frecuencia industrial

En términos de diseño de coordinación de aislamiento, se considera que el voltaje representativo a frecuencia industrial debe ser considerado como constante e igual al máximo del valor del sistema. En tensiones mayores a 72.5 kV, la tensión máxima del sistema U_s tiende a ser similar a la tensión máxima del equipo U_m .

$$U_{base} = \frac{U_m \sqrt{2}}{\sqrt{3}} [kV]$$

Donde:

U_m = es la tensión máxima del material o equipo.

3.1.1.2. Sobretensiones temporales

Estas se caracterizan por su amplitud, forma de onda y duración. En términos de coordinación de aislamiento, se considera que la sobretensión temporal representativa tiene la forma de onda de la tensión a frecuencia industrial con una duración de 1 minuto. La amplitud seleccionada debe tener en cuenta:

- La amplitud y duración de la sobretensión en servicio real.
- La característica amplitud/duración de la soportabilidad a la frecuencia industrial del aislamiento coordinado.

En caso de que el último dato sea desconocido, se puede simplificar y tomar la amplitud igual a la sobretensión máxima real con una duración menor de 1 minuto en servicio y la duración de 1 minuto.

3.1.1.2.1. Sobretensiones por fallas a tierra

Las fallas a tierra producen sobretensiones de falla a tierra que afectan las fases sanas. La forma de onda de estas sobretensiones es igual a la de una tensión a frecuencia industrial.

La amplitud de las sobretensiones depende del sistema y su tipo de aterrizado y el punto donde se ubique la falla. En sistemas de configuración normal, la amplitud se debe asumir igual a su valor máximo; sin embargo, en sistemas de configuración no normal como la configuración neutro no aislado en sistemas que normalmente usan su neutro aislado se debe analizar separadamente.

La duración de las sobretensiones corresponde a la duración de la falla hasta el despeje de la misma. En sistemas con neutro aterrizado, su duración es usualmente menos de 1 segundo. Los sistemas con puesta a tierra resonante, la duración de la sobretensión hasta el despeje de fallas es de 10 segundos.

$$U_{rp} (fase-tierra) = \frac{k * U_s}{\sqrt{3}} [kV]$$

Donde:

k = factor de falla a tierra definido en Norma IEC 60071-2 anexo B.

U_s = máxima tensión del sistema.

3.1.1.2.2. Sobretensiones por rechazo de carga

Las sobretensiones temporales de fase a tierra y longitudinales debidas a rechazo de carga depende de la carga que se rechaza, la disposición del sistema a después de la desconexión y de las características de las fuentes. Se calculan de la siguiente manera:

$$U_{rp} (fase-tierra) = \frac{1.4 * U_s}{\sqrt{3}} [kV]$$

$$U_{rp} (fase-fase) = 1.4 * U_s [kV]$$

Donde:

U_s = máxima tensión del sistema.

3.1.1.3. Sobretensiones de frente lento

Las sobretensiones de frente lento cuentan con un frente de duración desde algunas decenas de microsegundos hasta miles de microsegundos, con duraciones de cola del mismo orden y son oscilatorias por naturaleza. Sus causas más comunes son:

- Energización y recierre de líneas.
- Fallas y despeje de fallas.
- Rechazo de carga.
- Maniobra de corrientes capacitivas e inductivas.
- Descargas atmosféricas en las líneas aéreas.

El esfuerzo de las tensiones representativas se caracteriza por:

- La forma de onda de tensión representativa.
- La amplitud representativa, que puede ser un máximo asumido o una distribución probabilística.

La forma de onda de tensión representativa es la normalizada al impulso de maniobra con un tiempo de pico $250 \mu\text{s}$, y tiempo a la mitad de la cola de $2,500 \mu\text{s}$. La distribución probabilística de las sobretensiones sin la operación de pararrayos se caracteriza por el valor del 2 %, su desviación y su valor de truncamiento. El valor máximo asumido es igual al valor de truncamiento de las sobretensiones o igual al nivel de protección al impulso de maniobra de pararrayos, cualquiera que sea el valor más bajo.

3.1.1.3.1. Sobretensiones debidas a energización y reenergización de líneas

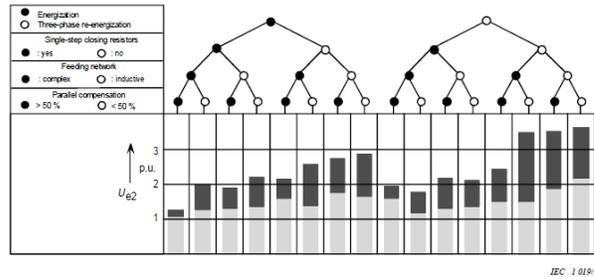
La energización o recierre de una línea trifásica produce sobretensiones de maniobra en las tres fases de la línea. Cada operación de maniobra genera tres sobretensiones fase-tierra y fase-fase.

En la evaluación de las sobretensiones con aplicaciones prácticas, se han realizado simplificaciones. Con respecto al número de sobretensiones por operación de maniobra se utilizan los siguientes métodos:

- Método del valor pico por fase.
- Método del valor pico por caso.

Los recierres trifásicos generan altas sobretensiones de frente lento debido a carga atrapadas en la línea. En el tiempo de recierre, la amplitud de la sobretensión que permanece en la línea atrapada puede ser tan alta como el pico de la sobretensión pico. En los sistemas normales, el cierre monofásico no genera sobretensiones más altas que las de energización. La IEC 60071-2 brinda la siguiente guía, la cual muestra el rango del valor de sobretensión del 2 % que se esperaría en una energización o recierre de una línea.

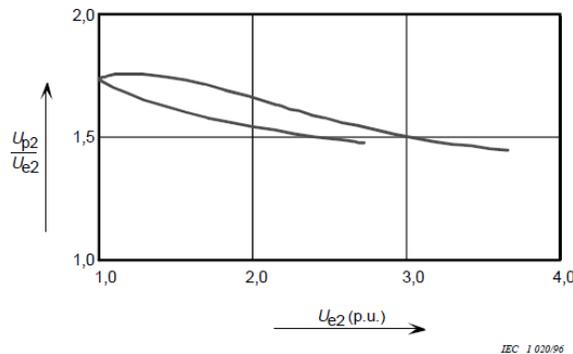
Figura 11. Rango de sobretensiones de frente lento 2 %



Fuente: IEC 60071-2. (1996). *Figura 1. Rango de sobretensiones de frente lento 2 % en el extremo de recepción debida a la conexión y recierre de la línea.* p. 40.

En sistemas de tensión menor a 500 kV se puede asumir que los voltajes representativos entre fases son iguales a las sobretensiones de fase a fase. El valor de sobretensión 2 % de fase a fase puede ser determinado aproximadamente a partir de la sobretensión fase a tierra. En la siguiente figura se muestra el rango de la posible relación entre los valores 2 % fase a fase y fase a tierra.

Figura 12. Relación entre valores de sobretensión de frente lento 2 %



Fuente: IEC 60071-2. (1996). *Figura 2. Relación entre valores de sobretensión de frente lento 2 % fase-fase y fase-tierra.* p. 41.

La norma IEC 60071-2 define los siguientes valores aceptados para los cálculos de sobretensiones de frente lento en la sección H.1.1.1.3:

$$U_{e2 (fase-tierra)} = 3 p.u$$

La sobretensión de fase a fase se relaciona de la siguiente manera:

$$\frac{U_{p2 (fase-fase)}}{U_{e2 (fase-tierra)}} = 1.4 p.u$$

Tomando en cuenta este resultado:

$$U_{p2 (fase-fase)} = 1.5 * U_{e2 (fase-tierra)}$$

$$U_{p2 (fase-fase)} = 4.5 p.u$$

- Sobretensiones que afectan los equipos en la entrada de línea de energización en un extremo remoto

El recierre de líneas desde el extremo remoto resulta en impulsos de sobretensiones entre fase a tierra U_{e2} y fase a fase U_{p2} . Las sobretensiones para los equipos en la entrada de línea, sin tener en cuenta los pararrayos son los siguientes:

$$U_{et} = 1.25 * U_{e2} - 0.25 [kV]$$

$$U_{pt} = 1.25 * U_{p2} - 0.43 [kV]$$

Donde:

U_{e2} = valor de la sobretensión fase a tierra que tiene una probabilidad del 2% de ser excedido.

U_{et} = valor de sesgamiento de la distribución acumulada de las sobretensiones fase a tierra.

U_{p2} = valor de la sobretensión fase a fase que tiene una probabilidad del 2 % de ser excedida.

U_{p2} = valor de sesgamiento de la distribución acumulada de las sobretensiones fase a fase.

- Sobretensiones que afectan todos los equipos en la energización del extremo local

El cierre y recierre de un extremo local crea impulsos de sobretensiones significativamente de menor importancia comparados con los que afectan a los equipos en la entrada de línea.

La norma IEC 60071-2 define los siguientes valores aceptados para los cálculos de sobretensiones debidas a energización en un extremo local:

$$U_{e2 (fase-tierra)} = 1.9 p.u$$

$$U_{p2 (fase-fase)} = 2.9 p.u$$

- Pararrayos en la entrada de la línea de energización desde el extremo remoto

En la entrada a línea se instalan descargadores de tensión, pararrayos, con las siguientes características para mitigar el efecto de las sobretensiones por energización

- Nivel de protección al impulso de tipo de maniobra (U_{ps}): es la máxima tensión residual para impulsos de corriente de maniobra. En el INDE se normaliza el uso de 1 kA.
- Nivel de protección para el impulso tipo rayo (U_{pl}): es la máxima tensión residual para impulsos atmosféricos a la corriente nominal de descarga. En el INDE se normaliza el uso de 1 kA.

Si se utilizan pararrayos, las sobretensiones representativas de fase a tierra pueden ser denominadas directamente como U_{ps} y las sobretensiones representativas de fase a fase como $2U_{ps}$ si los valores de protección son menores a los máximos esfuerzos de sobretensión U_{et} y U_{pt} de frente lento.

- Tensiones representativas para equipos de entrada de línea

$$U_{rp (fase-tierra)} = U_{ps} [kV]$$

$$U_{rp (fase-fase)} = 2 * U_{ps} [kV]$$

- Tensiones representativas para todos los demás equipos

$$U_{rp (fase-tierra)} = U_{ps} [kV]$$

$$U_{rp (fase-fase)} = U_{pt} [kV]$$

3.1.2. Determinación de las tensiones de coordinación (U_{cw})

La tensión de coordinación de aislamiento de soportabilidad se obtiene de multiplicar el máximo valor de la sobretensión representativa y un factor de coordinación determinístico K_{cd} . Este factor depende de la relación entre el nivel

de protección al impulso de maniobra del pararrayos U_{ps} y el valor de la sobretensión de fase a tierra U_{e2} .

3.1.2.1. Sobretensiones temporales

Estas sobretensiones para tensiones de coordinación U_{cw} son iguales a las sobretensiones temporales representativas.

$$U_{cw (fase-tierra)} = K_c * U_{rp (fase-tierra)} [kV]$$

$$U_{cw (fase-fase)} = K_c * U_{rp (fase-fase)} [kV]$$

Donde:

$K_c =$ es igual a 1.

$U_{rp (fase-tierra)}$ = es la tensión representativa de la falla a tierra.

$U_{rp (fase-fase)}$ = es la tensión representativa del rechazo de carga.

3.1.2.2. Sobretensiones de frente lento

Las sobretensiones de frente lento son el resultado de multiplicar el factor K_{cd} con las sobretensiones representativas.

$$U_{cw} = K_{cd} * U_{rp}$$

Las siguientes relaciones se utilizan para obtener el factor K_{cd} en equipos de entrada a línea:

$$K_{cd (fase-tierra)} = \frac{U_{ps}}{U_{e2 (fase-tierra)}}$$

$$K_{cd (fase-fase)} = \frac{2 * U_{ps}}{U_{p2 (fase-fase)}}$$

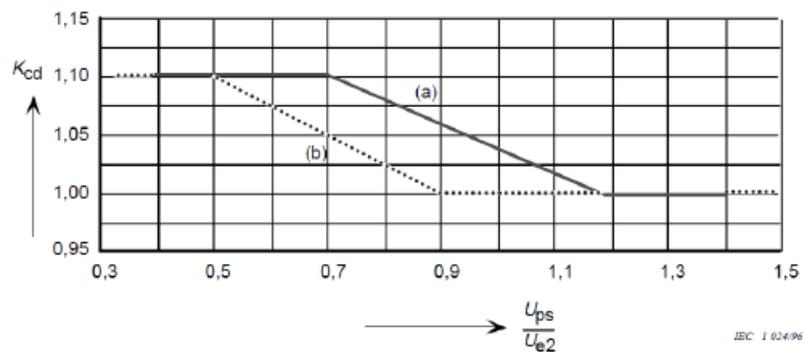
Las siguientes relaciones se utilizan para obtener el factor K_{cd} en todos los demás equipos:

$$K_{cd (fase-tierra)} = \frac{U_{ps}}{U_{e2 (fase-tierra)}}$$

$$K_{cd (fase-fase)} = \frac{2 * U_{ps}}{U_{p2 (fase-fase)}}$$

La norma IEC 60071-2 en el anexo H, apartado H.1.1.2.2 define que luego de obtener esta relación, se evalúa el resultado en la siguiente gráfica para obtener el valor de K_{cd} , siendo la curva a) el $K_{cd (fase-tierra)}$ y la curva b) el $K_{cd (fase-fase)}$.

Figura 13. **Evaluación del factor determinístico de coordinación (K_{cd})**



Fuente: IEC 60071-2. (1996). *Figura 6. Evaluación del factor determinístico de coordinación (K_{cd})*. p. 75.

3.1.2.3. Sobretensiones de frente rápido

El cálculo de sobretensiones de frente rápido se realiza con un enfoque estadístico simplificado, descrito en la norma IEC 60071-2 sección F.4 del anexo F. Este factor determina la longitud L_a de la línea aérea con una indisponibilidad igual a una tasa de falla aceptable R_a . Se toma en cuenta la distancia de separación L , el número de líneas n entrando a la subestación eléctrica y la longitud del espacio L_{sp} . Considerando estos parámetros se calcula el nivel de protección efectivo del pararrayos, designado como U_{cw} .

$$U_{cw} = U_{pl} + \frac{A}{n} * \frac{L}{L_{sp} + L_a}$$

Donde:

U_{cw} = tensión soportable de coordinación al impulso atmosférico [kV].

U_{pl} = nivel de protección al impulso tipo rayo del pararrayos [kV].

A = factor que describe el comportamiento de la línea ante las descargas electroatmosféricas [kV]. La sección F.4. define la siguiente tabla con los valores de A:

Tabla III. Factor A para diferentes líneas aéreas

Tipo de línea	A [kV]
Líneas de distribución (flameos fase-fase) - Con crucetas aterrizadas (flameos a tierra con bajo voltaje)	900
- Postes de madera para líneas (flameos a tierra con un alto voltaje)	2,700

Continuación tabla III.

Líneas de transmisión (Flameos a tierra de una sola fase)	
- Conductor simple	4,500
- haz de dos conductores	7,000
- haz de cuatro conductores	11,000
- haz de seis y ocho conductores	17,000

Fuente: IEC 60071-2. (1996). *Tabla F.2. Factor A para diferentes líneas aéreas.* p. 185.

n = número de líneas conectadas a la subestación eléctrica = $n-1$

L = separación equivalente entre el pararrayos más cercano y el equipo en consideración.

$$L = a_1 + a_2 + a_3 + a_4$$

a_1 = longitud de la conexión del pararrayos a la línea [m].

a_2 = longitud de la conexión a tierra del pararrayos [m].

a_3 = longitud del conductor de fase entre el pararrayos y el equipo a proteger para el aislamiento interno y para el aislamiento externo [m].

a_4 = longitud de la parte activa del pararrayos [m].

L_{sp} = longitud del vano de las líneas [m].

L_a = sección de línea aérea calculada a partir de una tasa de salida igual a una tasa de falla aceptable.

$$L_a = \frac{R_a}{R_{km}}$$

R_a = tasa de falla aceptable para el equipo = 0.0067 fallas/año = 1 falla/150 años

R_{km} = tasa de fallas por año del primer kilómetro de línea desde la subestación eléctrica, fallas/año/km.

3.1.3. Determinación de las tensiones de soportabilidad requeridas (U_{rw})

Las tensiones de soportabilidad requeridas toman en consideración dos factores: factor de altitud de la instalación K_a y factor de seguridad K_s .

3.1.3.1. Factor de seguridad (K_s)

Este factor pretende compensar las diferencias entre ensamblaje del equipo, la dispersión en la calidad del producto, la calidad de la instalación, el envejecimiento del aislamiento durante su vida útil, entre otras influencias desconocidas.

3.1.3.1.1. Envejecimiento

En el diseño de la coordinación de aislamiento para efectos prácticos se asume que los aislamientos externos no están propensos a envejecimiento; con la excepción de aquellos aislamientos que contengan materiales orgánicos, en ese caso se debe realizar un análisis del envejecimiento.

3.1.3.1.2. Factores de seguridad recomendado (K_s)

La norma IEC 60071-2 define el siguiente valor de factor de seguridad para aislamientos externos en cualquier tipo de sobretensión fase a fase y fase a tierra de tipo temporal, frente lento, frente rápido:

$$K_s = 1.05$$

3.1.3.2. Factor de corrección atmosférico (K_a)

La norma define el factor de corrección atmosférico de la siguiente manera:

$$K_a = e^{m * (\frac{H}{8,150})}$$

Donde:

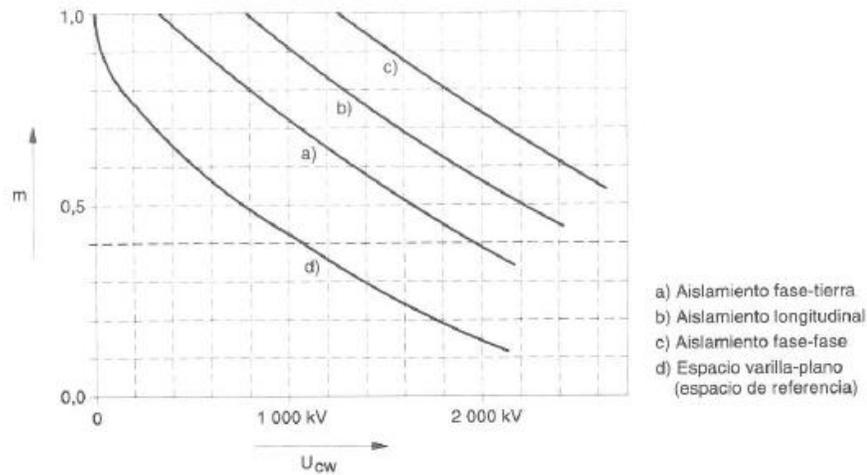
H = altitud sobre el nivel del mar [m].

m = 1.0 para coordinación de aislamiento a impulsos tipo atmosféricos

m = de acuerdo con la Figura 4 para coordinación de aislamiento a impulso tipo maniobra, en función de la tensión de coordinación soportada U_{cw} .

m = 1.0 para tensiones de soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial con distancias en el aire y aisladores limpios. Si los aisladores no están limpios, el valor de m puede variar desde 0.5 para aisladores normales hasta 0.8 para aisladores diseño antiniebla.

Figura 14. Dependencia del exponente m de la tensión soportada del impulso de maniobra de coordinación.



Fuente: IEC 60071-2. (1996). *Figura 9. Dependencia del exponente m de la tensión soportada del impulso de maniobra de coordinación.* p. 87.

3.1.3.3. Tensiones de soportabilidad requeridas

Las tensiones de soportabilidad requeridas se pueden obtener aplicando los factores de seguridad y corrección por altura a las tensiones de coordinación.

3.1.3.3.1. Para sobretensiones temporales

$$U_{rw} (fase-tierra) = U_{cw} (fase-tierra) * K_s * K_a$$

$$U_{rw} (fase-fase) = U_{cw} (fase-fase) * K_s * K_a$$

3.1.3.3.2. Para sobretensiones de frente lento

- Equipo a la entrada de línea

$$U_{rw} (fase-tierra) = U_{cw} (fase-tierra) * K_s * K_a$$

$$U_{rw} (fase-fase) = U_{cw} (fase-fase) * K_s * K_a$$

- Para otros equipos

$$U_{rw} (fase-tierra) = U_{cw} (fase-tierra) * K_s * K_a$$

$$U_{rw} (fase-fase) = U_{cw} (fase-fase) * K_s * K_a$$

3.1.3.3.3. Para sobretensiones de frente rápido

$$U_{rw} (fase-tierra) = U_{cw} (fase-tierra) * K_s * K_a$$

$$U_{rw} (fase-fase) = U_{cw} (fase-fase) * K_s * K_a$$

3.1.4. Conversión a tensiones de soportabilidad normalizadas (U_w)

La conversión a tensiones de soportabilidad normalizadas se rige con los siguientes criterios:

3.1.4.1. Rango I

Las sobretensiones de Rango I se consideran desde desde los 0 kV hasta los 230 kV.

Tabla IV. **Conversión a tensión de soportabilidad de corta duración a frecuencia del sistema para Rango I**

Aislamiento	Tensión de soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial	Tensión de soportabilidad al impulso tipo rayo
Aislamiento externo <ul style="list-style-type: none"> • Distancias en aire y aislamientos limpios, seco: <ul style="list-style-type: none"> - Fase-tierra - Fase-fase • Aisladores limpios, mojado 	$0.6 + Urw / 8,500$ $0.6 + Urw / 12,700$ 0.6	$1.05 + Urw / 6,000$ $1.05 + Urw / 9,000$ 1.3
Aislamiento interno <ul style="list-style-type: none"> • GIS • Aislamiento inmerso en líquido • Aislamiento sólido 	0.7 0.5 0.5	1.25 1.10 1.00

Fuente: IEC 60071-2. (1996). *Tabla 2. Prueba de conversión de factores para Rango I para convertir tensiones de soportabilidad para impulso de maniobra a tensión de soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial.* p. 93.

3.1.4.2. Rango II

Las sobretensiones de Rango II se consideran desde desde los 2300 kV en adelante.

Tabla V. **Conversión a tensión de soportabilidad de corta duración a frecuencia del sistema para Rango II**

Aislamiento	Tensión de soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial
Aislamiento externo <ul style="list-style-type: none"> • Distancias en aire y aislamientos limpios, seco: • Aisladores limpios, mojado 	1.4 1.7
Aislamiento interno <ul style="list-style-type: none"> • GIS • Aislamiento inmerso en liquido • Aislamiento solido 	1.6 2.3 2.0

Fuente: IEC 60071-2. (1996). *Tabla 3. Prueba de conversión de factores para Rango II para convertir tensiones de soportabilidad para impulso de maniobra a tensión de soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial.* p. 95.

3.1.4.2.1. Conversión a tensión de soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial

La conversión se describe en el apartado H, sección H.1.1.4.1 de la norma IEC 60071-2.

- Rango I:

- Equipo en la entrada de línea

$$SDW_{(fase-tierra)} = U_{rw} * (0.6 + \frac{U_{rw}}{8,500}) [kV]$$

$$SDW_{(fase-fase)} = U_{rw} * (0.6 + \frac{U_{rw}}{12,700}) [kV]$$

- Para todos los demás equipos

$$SDW_{(fase-tierra)} = U_{rw} * (0.6 + \frac{U_{rw}}{8,500}) [kV]$$

$$SDW_{(fase-fase)} = U_{rw} * (0.6 + \frac{U_{rw}}{12,700}) [kV]$$

- Rango II:

En el caso del Rango II, se procede a hacer la conversión similar al Rango I para efectos prácticos, sin embargo, se recomienda realizar los estudios de sobretensiones para obtener los coeficientes de conversión adecuados para la subestación eléctrica que se esté construyendo o estudiando.

- Equipo en la entrada de línea

$$SDW_{(fase-tierra)} = 2.3 * U_{rw} [kV]$$

$$SDW_{(fase-fase)} = 1.7 * U_{rw} * (0.6 + \frac{U_{rw}}{12,700}) [kV]$$

- Para todos los demás equipos

$$SDW_{(fase-tierra)} = U_{rw} * (0.6 + \frac{U_{rw}}{8,500}) [kV]$$

$$SDW_{(fase-fase)} = U_{rw} * (0.6 + \frac{U_{rw}}{12,700}) [kV]$$

3.1.4.2.2. Conversión a tensión de soportabilidad del impulso de rayo

La conversión se describe en el apartado H, sección H.1.1.4.2 de la norma IEC 60071-2.

- Rango I:

- Equipo en la entrada de línea

$$LIW_{(fase-tierra)} = 1.3 * U_{rw} [kV]$$

$$LIW_{(fase-fase)} = U_{rw} * (1.05 + \frac{U_{rw}}{9,000}) [kV]$$

- Para todos los demás equipos

$$LIW_{(fase-tierra)} = 1.3 * U_{rw} [kV]$$

$$LIW_{(fase-fase)} = U_{rw} * (1.05 + \frac{U_{rw}}{9,000}) [kV]$$

- Rango II:

En el caso del Rango II, se procede a hacer la conversión similar al Rango I para efectos prácticos, sin embargo, se recomienda realizar los estudios de sobretensiones para obtener los coeficientes de conversión adecuados para la subestación eléctrica que se esté construyendo o estudiando.

- Equipo en la entrada de línea

$$SDW_{(fase-tierra)} = 2.3 * U_{rw} [kV]$$

$$SDW_{(fase-fase)} = 1.7 * U_{rw} * \left(0.6 + \frac{U_{rw}}{12,700} \right) [kV]$$

- Para todos los demás equipos

$$SDW_{(fase-tierra)} = U_{rw} * \left(0.6 + \frac{U_{rw}}{8,500} \right) [kV]$$

$$SDW_{(fase-fase)} = U_{rw} * \left(0.6 + \frac{U_{rw}}{12,700} \right) [kV]$$

3.1.5. Estimación y selección de parámetros de sobretensiones eléctricas de los pararrayos

La selección de los parámetros de sobretensiones para pararrayos se detalla en el siguiente proceso.

3.1.5.1. Pararrayos del tipo no lineal con descargadores en serie

Estos dispositivos se componen de una resistencia no línea de carburo de silicio. Las características de estos pararrayos se definen en la norma IEC 60099-1.

Los pararrayos deben ser identificados como mínimo con la siguiente información en una placa sujeta permanente:

- Tensión asignada
- Frecuencia asignada
- Corriente nominal de descarga

La norma IEC 60099-1 especifica que para corrientes de descarga nominal superiores a 5,000 A y hasta 10,000 A se debe utilizar los pararrayos especificados para clases de descarga de larga duración o de tarea pesada. En el caso de corrientes menores a 5,000 A, se hace la distinción con dos grupos: los de tarea ligera tipo A y los de tarea pesada tipo B.

3.1.5.2. Pararrayos de óxido metálico sin descargadores

Estos equipos se componen de una resistencia de óxido de metal y sus características se definen en la norma IEC 60099-4.

Los pararrayos deben ser identificados como mínimo con la siguiente información en una placa sujeta permanente:

- Tensión de funcionamiento continuo
- Tensión asignada
- Frecuencia asignada
- Corriente nominal de descarga
- Corriente asignada del limitador de presión en kA eficaces
- Nombre del fabricante o marca
- Número de serie
- Año de fabricación

Estos pararrayos se clasifican según los valores normalizados de sus corrientes nominales de descarga. Para la corriente de descargas normalizadas de 20,000 A, 10,000 A, 5,000 A y 2,500 A, se tiene la tensión asignada U_r $360 \leq U_r \leq 756$, $3 \leq U_r \leq 360$, $U_r \leq 132$, $U_r \leq 36$ respectivamente.

3.2. Diseño matemático de las distancias mínimas

El procedimiento para el diseño matemático de las distancias mínimas se detalla en las siguientes secciones.

3.2.1. Dimensionamiento de distancias mínimas en aire

El procedimiento comienza determinando las distancias mínimas en aire.

3.2.1.1. Cálculo del valor básico

- Tensión crítica de flameo:

$$TCF = \frac{BIL}{(1 - KC)} [kV]$$

Donde:

$K =$ es el factor de electrodo para una probabilidad de falla del 10 % = 1.3

$C =$ 3 % para impulsos de rayo, 6 % para impulsos de maniobra.

- Factor de densidad del aire (δ)

$$\delta = \frac{3.92 * b}{(273 + T)}$$

Donde:

$b =$ es la presión barométrica en cm*Hg.

$T =$ es la temperatura de la región donde se instalará la subestación eléctrica.

$$\delta = \frac{0.294 * b}{(273 + T)}$$

Donde:

$b =$ es la presión barométrica en milibar.

$T =$ es la temperatura de la región donde se instalará la subestación eléctrica.

- Distancia de fase a tierra

$$d = \frac{TCF * K_h}{550 * \delta} [m]$$

Donde:

$K_h =$ es el factor de humedad. En ambientes extremadamente húmedos se considera 1.04 y en condiciones estándar se considera 1.

- Corrección por altura de la distancia de fase a tierra

$$d = d + 0.0125 * d * \frac{h - 1,000}{100} [m]$$

Donde:

$h =$ es la altura sobre el nivel del mar [m].

- Distancia de fase a fase

$$d_{ff} = 1.15 * d [m]$$

Donde:

$d =$ es la distancia de fase a tierra [m].

- Corrección por altura de la distancia de fase a fase

$$d_{ff} = d_{ff} + 0.0125 * d_{ff} * \frac{h - 1,000}{100} [m]$$

Donde:

$h =$ es la altura sobre el nivel del mar [m].

3.2.1.2. Determinación de la zona de seguridad

Las distancias para la zona de seguridad contemplan las distancias para movimiento de vehículos, personas y la zona de trabajo.

3.2.1.2.1. Movimiento de vehículos

- Movimiento de vehículos vertical

Se considera la altura promedio de una grúa de 4.5 m.

$$d_v = (d + 0.5) + 4.5 [m]$$

Donde:

$d =$ es la distancia de fase a tierra [m].

- Movimiento de vehículos horizontal

Se considera el ancho promedio de un vehículo 0.7 m.

$$d_h = (d + 0.7) * 2 + 2.5 [m]$$

Donde:

$d =$ es la distancia de fase a tierra [m].

3.2.1.2.2. Movimiento de personas

- Movimiento del personal vertical

Se considera la altura promedio de un operador con los brazos estirados verticalmente de 2.25 m.

$$d_v = 2.25 + d [m]$$

Donde:

$d =$ es la distancia de fase a tierra [m].

- Movimiento del personal horizontal

Se considera el ancho promedio de un operador con los brazos estirados horizontalmente de 0.9 m.

$$d_h = 0.9 + d [m]$$

Donde:

$d =$ es la distancia de fase a tierra [m].

3.2.1.2.3. Trabajo sobre equipos o conductores

- Zona de trabajo vertical

$$d_v = d + 2.3 [m]$$

Donde:

$d =$ es la distancia de fase a tierra [m].

- Zona de trabajo horizontal

$$d_h = d + 1.75 [m]$$

Donde:

$d =$ es la distancia de fase a tierra [m].

3.2.2. Distancias para dimensionamiento de subestaciones

Las distancias para dimensionamiento de subestaciones contemplan la altura de primer nivel de barras, segundo nivel de barras, la altura de líneas, la distancia entre barras, el ancho de campo y la longitud de campo.

3.2.2.1. Primer nivel de barras (h_s)

$$h_s = 2.3 + 0.0105 * U_m [m]$$

Donde:

$U_m =$ es la tensión máxima del equipo [m].

3.2.2.2. Segundo nivel de barras (h_b)

$$h_b = 5 + 0.0125 * U_m [m]$$

Donde:

$U_m =$ es la tensión máxima del equipo [m].

3.2.2.3. Altura de líneas

$$h_l = 5 + 0.006 * U_m [m]$$

Donde:

U_m = es la tensión máxima del equipo [m].

3.2.2.4. Distancia entre barras

- Distancia de fase a fase entre barras rígidas

$$d_{ff} = k * d [m]$$

Donde:

k = es 1.5 para tensiones de Rango I y 1.8 para tensiones de Rango II.

d = es la distancia de fase a tierra [m].

- Distancia de fase a fase entre barras flexibles

$$d_{ff} = k * d [m]$$

Donde:

k = es el factor recomendado por la norma IEC 60071-1 e IEC 60071-2. Toma el valor de 1.8 para tensiones de Rango I y 2 para tensiones de Rango II en claros menores de 40 m. Toma valores de 2 para tensiones de Rango I y 2.5 para tensiones de Rango II en claros mayores a 40 m.

d = es la distancia de fase a tierra [m].

3.2.2.5. Ancho de campo

El ancho del campo es el ancho del pórtico en el cual se encuentran las tres barras de fases.

3.2.2.6. Longitud de campo

Es la distancia longitudinal que considera todos los equipos en bahías diametralmente opuestas.

4. ANÁLISIS Y CÁLCULOS DE LOS DISEÑOS

Los parámetros de diseño que se consideran para la coordinación de aislamiento y distancias mínimas en subestaciones son los siguientes:

Tabla VI. **Parámetros de diseño en las subestaciones**

Parámetros para diseño en las subestaciones			
Voltaje nominal [kV]	400	230	69
Tensión asignada al equipo [kV]	420	245	72.5
Tensión asignada al impulso de rayo [kV]	1,245	1,050	350
Frecuencia nominal [Hz]	60	60	60
Sistema sólidamente puesto a tierra	Sí	Sí	Sí
Altura sobre el nivel del mar (m.s.n.m)	1,000	1,000	1,000

Fuente: ETCEE-INDE

4.1. Subestaciones de 400 kV en configuración de interruptor y medio

La coordinación de aislamiento y las distancias de mínimas de seguridad para una subestacion de 400 kV en configuración de interruptor y medio se determinan en las siguientes secciones.

4.1.1. Diseño de coordinación de aislamiento

En esta sección se determinan los cálculos de la coordinación de aislamiento para subestaciones de 400 kV.

4.1.1.1. Determinación de las tensiones representativas (U_{rp})

El procedimiento para determinar la coordinación de aislamiento comienza determinando las tensiones representativas.

4.1.1.1.1. Tensión a frecuencia industrial

La amplitud base de las sobretensiones representativas se describe con la siguiente ecuación:

$$U_{base} = \frac{U_s \sqrt{2}}{\sqrt{3}} [kV]$$

$$U_{base} = \frac{420 * \sqrt{2}}{\sqrt{3}} = 343 \text{ kV}$$

4.1.1.1.2. Tensiones representativas para sobretensiones temporales

El factor k para sistemas sólidamente aterrizados a tierra, según el anexo B de la norma IEC 60071-2, es de 1.5.

- Sobretensiones por fallas a tierra

$$U_{rp} (fase-tierra) = \frac{k * U_s}{\sqrt{3}} [kV]$$

$$U_{rp} (fase-tierra) = \frac{1.5 * 420}{\sqrt{3}} = 364 kV$$

- Sobretensiones por rechazo de carga

$$U_{rp} (fase-tierra) = \frac{1.4 * U_s}{\sqrt{3}} [kV]$$

$$U_{rp} (fase-tierra) = \frac{1.4 * 420}{\sqrt{3}} = 339 kV$$

$$U_{rp} (fase-fase) = 1.4 * U_s [kV]$$

$$U_{rp} (fase-fase) = 1.4 * 420 = 588 kV$$

4.1.1.1.3. Tensiones representativas para sobretensiones de frente lento

La norma IEC 60071-2 define los siguientes valores aceptados para los cálculos de sobretensiones de frente lento, ya que para sobretensiones de fase-tierra y fase-fase tienen una probabilidad del 2 % de ser excedido:

- Tensiones representativas para sobretensiones de frente lento en equipos de entrada de línea

$$U_{e2} (fase-tierra) = 3 p.u$$

$$U_{e2} (fase-tierra) = 3 * 343 = 1,029 kV$$

$$U_{p2 (fase-fase)} = 4.5 p.u$$

$$U_{p2 (fase-fase)} = 4.5 * 343 = 1,543 kV$$

Las sobretensiones para los equipos en la entrada de línea, sin tomar en cuenta los pararrayos son los siguientes:

$$U_{et} = 1.25 * U_{e2} - 0.25 [kV]$$

$$U_{et} = 1.25 * 1,029 - 0.25 * 343 = 1,200 kV$$

$$U_{pt} = 1.25 * U_{p2} - 0.43 [kV]$$

$$U_{pt} = 1.25 * 1,544 - 0.43 * 343 = 1,782 kV$$

- Tensiones representativas para sobretensiones de frente lento que afectan a los demás equipos

$$U_{e2 (fase-tierra)} = 1.9 p.u$$

$$U_{e2 (fase-tierra)} = 1.9 * 343 = 652 kV$$

$$U_{p2 (fase-fase)} = 2.9 p.u$$

$$U_{p2 (fase-fase)} = 2.9 * 343 = 994 kV$$

Las sobretensiones para todos los equipos, sin tomar en cuenta los pararrayos son los siguientes:

$$U_{et} = 1.25 * U_{e2} - 0.25$$

$$U_{et} = 1.25 * 652 - 0.25 * 343 = 729 kV$$

$$U_{et} = 1.25 * U_{p2} - 0.43$$

$$U_{pt} = 1.25 * 995 - 0.43 * 343 = 1,096 \text{ kV}$$

- Pararrayos en la entrada de la línea de energización desde el extremo remoto

- Nivel de protección al impulso de tipo de maniobra (U_{ps}):

$$U_{ps} = 680 \text{ kV}$$

- Nivel de protección para el impulso tipo rayo (U_{pl}):

$$U_{pl} = 776 \text{ kV}$$

- Tensiones representativas para equipos de entrada de línea

$$U_{rp (fase-tierra)} = U_{ps} \text{ [kV]}$$

$$U_{rp (fase-tierra)} = 680 \text{ kV}$$

$$U_{rp (fase-fase)} = 2 * U_{ps} \text{ [kV]}$$

$$U_{rp (fase-fase)} = 2 * 776 = 1,360 \text{ kV}$$

- Tensiones representativas para todos los demás equipos

$$U_{rp (fase-tierra)} = U_{ps} \text{ [kV]}$$

$$U_{rp (fase-tierra)} = 680 \text{ kV}$$

$$U_{rp (fase-fase)} = U_{pt} \text{ [kV]}$$

$$U_{rp (fase-fase)} = 1,096 \text{ kV}$$

4.1.1.2. Determinación de las tensiones de soportabilidad para coordinación (U_{cw})

El segundo paso para calcular la coordinación de aislamiento es determinar las tensiones de soportabilidad para coordinación.

4.1.1.2.1. Tensiones de coordinación para sobretensiones temporales

La IEC 60071-2 determina en el apartado H.1.1.2.1 que el factor K_c es igual a 1.

$$U_{cw (fase-tierra)} = K_c * U_{rp (fase-tierra)} [kV]$$

$$U_{cw (fase-tierra)} = K_c * 364 = 364 \text{ kV}$$

$$U_{cw (fase-fase)} = K_c * U_{rp (fase-fase)} [kV]$$

$$U_{cw (fase-fase)} = K_c * 588 = 588 \text{ kV}$$

4.1.1.2.2. Tensiones de coordinación para sobretensiones de frente lento

Las tensiones de coordinación se calculan con la siguiente fórmula:

$$U_{cw} = K_{cd} * U_{rp}$$

La norma establece las siguientes relaciones para las cuales en la Figura 13 se determina el factor K_{cd} en equipos de entrada a línea:

$$\frac{U_{ps}}{U_{e2} (fase-tierra)} = \frac{680}{1,029} = 0.66$$

$$K_{cd} (fase-tierra) = 1.10$$

$$U_{cw} (fase-tierra) = K_{cd} * U_{rp} = 1.10 * 680 = 748 \text{ kV}$$

$$\frac{2 * U_{ps}}{U_{p2} (fase-fase)} = \frac{2 * 680}{1,544} = 0.88 \text{ kV}$$

$$K_{cd} (fase-fase) = 1.005$$

$$U_{cw} (fase-fase) = K_{cd} * U_{rp} = 1.005 * 1,360 = 1,366 \text{ kV}$$

La norma establece las siguientes relaciones para las cuales en la figura 13 se determina el factor K_{cd} todos los demás equipos:

$$\frac{U_{ps}}{U_{e2} (fase-tierra)} = \frac{680}{652} = 1.04$$

$$K_{cd} (fase-tierra) = 1.029$$

$$U_{cw} (fase-tierra) = K_{cd} * U_{rp} = 1.029 * 680 = 700 \text{ kV}$$

$$\frac{U_{pt}}{U_{p2} (fase-fase)} = \frac{2 * 680}{995} = 1.10$$

$$K_{cd} (fase-fase) = 1$$

$$U_{cw} (fase-fase) = K_{cd} * U_{rp} = 1 * 1,096 = 1,096 \text{ kV}$$

4.1.1.2.3. Tensiones de coordinación para sobretensiones de frente rápido

Las tensiones de coordinación para sobretensiones de frente rápido se determinan con la siguiente ecuación:

$$U_{cw} = U_{pl} + \frac{A}{n} * \frac{L}{L_{sp} + L_a}$$

Considerando los siguientes resultados de experiencias anteriores en diferentes subestaciones del INDE:

$$U_{pl} = 776 \text{ kV}$$

$$A = 4,500 \text{ kV}$$

$$n = 1$$

$$L = 0.02 \text{ km}$$

$$L_{sp} = 0.125 \text{ km}$$

$$L_a = \frac{R_{km}}{R_a} = \frac{\frac{1}{400}}{\frac{1}{100}} = 0.25 \text{ km}$$

$$U_{cw} = 776 + \frac{4,500}{5} * \frac{0.02}{0.125 + 0.25} = 500 \text{ kV}$$

4.1.1.3. Determinación de las tensiones de soportabilidad requeridas (U_{rw})

El tercer paso para calcular la coordinación de aislamiento es determinar las tensiones de soportabilidad requeridas.

4.1.1.3.1. Factor de seguridad (K_s)

La norma IEC 60071-2 define el siguiente valor de factor de seguridad para aislamientos externos:

$$K_s = 1.05$$

4.1.1.3.2. Factor de corrección atmosférico (K_a)

La norma define el factor de corrección atmosférico de la siguiente manera:

$$K_a = e^{m * (\frac{H}{8,150})}$$

4.1.1.3.3. Tensiones de soportabilidad requeridas

- Para sobretensiones temporales

$$m = 0.97$$

$$K_a = e^{0.97 * (\frac{1,000}{8,150})} = 1.13$$

$$U_{rw} (fase-tierra) = U_{cw} (fase-tierra) * K_s * K_a$$

$$U_{rw} (fase-tierra) = 364 * 1.05 * 1.13 = 430 \text{ kV}$$

$$m = 1$$

$$K_a = e^{1 * (\frac{1,000}{8,150})} = 1.13$$

$$U_{rw} (fase-fase) = U_{cw} (fase-fase) * K_s * K_a$$

$$U_{rw} (fase-fase) = 588 * 1.05 * 1.13 = 698 \text{ kV}$$

- Para sobretensiones de frente lento
 - Equipo a la entrada de línea

$$m = 0.97$$

$$K_a = e^{0.97 * (\frac{1,000}{8,150})} = 1.13$$

$$U_{rw (fase-tierra)} = U_{cw (fase-tierra)} * K_s * K_a$$

$$U_{rw (fase-tierra)} = 748 * 1.05 * 1.13 = 885 \text{ kV}$$

$$m = 1$$

$$K_a = e^{1 * (\frac{1,000}{8,150})} = 1.13$$

$$U_{rw (fase-fase)} = U_{cw (fase-fase)} * K_s * K_a$$

$$U_{rw (fase-fase)} = 1,367 * 1.05 * 1.13 = 1,622 \text{ kV}$$

- Para otros equipos

$$m = 0.97$$

$$K_a = e^{1 * (\frac{1,000}{8,150})} = 1.13$$

$$U_{rw (fase-tierra)} = U_{cw (fase-tierra)} * K_s * K_a$$

$$U_{rw (fase-tierra)} = 700 * 1.05 * 1.13 = 828 \text{ kV}$$

$$m = 1$$

$$K_a = e^{1 * (\frac{1,000}{8,150})} = 1.13$$

$$U_{rw (fase-fase)} = U_{cw (fase-fase)} * K_s * K_a$$

$$U_{rw (fase-fase)} = 1,096 * 1.05 * 1.13 = 1,301 \text{ kV}$$

- Para sobretensiones de frente rápido

$$m = 0.97$$

$$K_a = e^{0.97 * (\frac{1,000}{8,150})} = 1.13$$

$$U_{rw (fase-tierra)} = U_{cw (fase-tierra)} * K_s * K_a$$

$$U_{rw (fase-tierra)} = 776 * 1.05 * 1.13 = 918 \text{ kV}$$

$$m = 1$$

$$K_a = e^{1 * (\frac{1,000}{8,150})} = 1.13$$

$$U_{rw (fase-fase)} = U_{cw (fase-fase)} * K_s * K_a$$

$$U_{rw (fase-fase)} = 776 * 1.05 * 1.13 = 921 \text{ kV}$$

4.1.1.4. Conversión a tensiones de soportabilidad normalizadas (U_w)

El cuarto paso para determinar la coordinación de aislamiento es convertir las tensiones a tensiones de soportabilidad normalizadas.

4.1.1.4.1. Conversión a tensión de soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial

- Equipo en la entrada de línea

$$SDW_{(fase-tierra)} = U_{rw} * \left(0.6 + \frac{U_{rw}}{8,500} \right) [kV]$$

$$SDW_{(fase-tierra)} = 888 * \left(0.6 + \frac{888}{8,500} \right) = 653 \text{ kV}$$

$$SDW_{(fase-fase)} = U_{rw} * \left(0.6 + \frac{U_{rw}}{12,700} \right) [kV]$$

$$SDW_{(fase-fase)} = 1622 * \left(0.6 + \frac{1,622}{1,2700} \right) = 1,180 \text{ kV}$$

- Para todos los demás equipos

$$SDW_{(fase-tierra)} = U_{rw} * \left(0.6 + \frac{U_{rw}}{8,500} \right) [kV]$$

$$SDW_{(fase-tierra)} = 831 * \left(0.6 + \frac{831}{8,500} \right) = 580 \text{ kV}$$

$$SDW_{(fase-fase)} = U_{rw} * \left(0.6 + \frac{U_{rw}}{12,700} \right) [kV]$$

$$SDW_{(fase-tierra)} = 1300 * \left(0.6 + \frac{1,300}{8,500} \right) = 913 \text{ kV}$$

4.1.1.4.2. Conversión a tensión de soportabilidad del impulso de rayo

- Equipo en la entrada de línea

$$LIW_{(fase-tierra)} = 1.3 * U_{rw} [kV]$$

$$LIW_{(fase-tierra)} = 1.3 * 888 = 1,154 \text{ kV}$$

$$LIW_{(fase-fase)} = U_{rw} * \left(1.05 + \frac{U_{rw}}{9,000} \right) [kV]$$

$$LIW_{(fase-fase)} = 1,622 * \left(1.05 + \frac{1,622}{9,000} \right) = 1,995 \text{ kV}$$

- Para todos los demás equipos

$$LIW_{(fase-tierra)} = 1.3 * U_{rw} [kV]$$

$$LIW_{(fase-tierra)} = 1.3 * 831 = 1,080 \text{ kV}$$

$$LIW_{(fase-fase)} = U_{rw} * \left(1.05 + \frac{U_{rw}}{9,000} \right) [kV]$$

$$LIW_{(fase-fase)} = 1,300 * \left(1.05 + \frac{1,300}{9,000} \right) = 1,553 \text{ kV}$$

4.1.2. Distancias mínimas para 400 kV

Las distancias mínimas para una subestación de 400 kV se determinan en la siguiente sección.

4.1.2.1. Cálculo del valor básico

- Tensión crítica de flameo

$$TCF = \frac{BIL}{(1 - KC)} [kV]$$

$$TCF = \frac{1,425}{(1 - 1.3 * 0.06)} = 1,546 \text{ kV}$$

$$TCF \text{ diseño} = \frac{1,546 * 1}{0.89} = 1,731 [kV]$$

- Factor de densidad del aire (δ)

$$\delta = \frac{0.294 * b}{(273 + T)}$$

$$\delta = \frac{0.294 * 905}{(273 + 25)} = 0.89$$

- Distancia de fase a tierra

$$d = \frac{TCF * K_h}{550 * \delta} [m]$$

$$d = \frac{1,546 * 1}{550 * 0.89} = 3.15 m$$

La norma IEC 60071-1 y 60071-2 recomienda aumentar la distancia fase-tierra en 10 % para tensiones de Rango I y en 6 % a tensiones de Rango II, esto con el fin de brindar un factor de seguridad para tomar en cuenta las tolerancias en la fabricación y montaje del equipo, así como diferencias de dimensiones entre fabricantes.

$$d = 1.06 * 3.15 = 3.34 m$$

- Distancia de fase a fase

$$d_{ff} = 1.15 * d [m]$$

$$d_{ff} = 1.15 * 3.34 = 3.84 m$$

4.1.2.2. Determinación de la zona de seguridad

En la siguiente sección se determina la zona de seguridad.

4.1.2.2.1. Movimiento de vehículos

- Movimiento de vehículos vertical

$$d_v = (d + 0.5) + 4.5 [m]$$

$$d_v = (3.34 + 0.5) + 4.5 = 8.34 \text{ m}$$

- Movimiento de vehículos horizontal

$$d_h = (d + 0.7) * 2 + 2.5 [m]$$

$$d_h = (3.34 + 0.7) * 2 + 2.5 = 10.57 \text{ m}$$

4.1.2.2.2. Movimiento de personas

- Movimiento del personal vertical

$$d_v = 2.25 + d [m]$$

$$d_v = 2.25 + 3.34 = 5.59 \text{ m}$$

- Movimiento del personal horizontal

$$d_h = 0.9 + d [m]$$

$$d_h = 0.9 + 3.34 = 4.24 \text{ m}$$

4.1.2.2.3. Trabajo sobre equipos o conductores

- Zona de trabajo vertical

$$d_v = d + 2.3 [m]$$

$$d_v = 3.34 + 2.3 = 5.64 \text{ m}$$

- Zona de trabajo horizontal

$$d_h = d + 1.75 [m]$$

$$d_h = 3.34 + 1.75 = 5.09$$

4.1.2.3. Distancias para dimensionamiento de subestaciones

Las distancias para dimensionamiento de subestaciones se determinan en la siguiente sección.

4.1.2.3.1. Primer nivel de barras (h_s)

La IEC 60071-1 y 60071-2 recomienda que este valor nunca sea menor a 3.

$$h_s = 2.3 + 0.0105 * U_m [m]$$

$$h_s = 2.3 + 0.0105 * 420 = 6.71 [m]$$

4.1.2.3.2. Segundo nivel de barras (h_b)

$$h_b = 5 + 0.0125 * U_m [m]$$

$$h_b = 5 + 0.0125 * 420 = 10.25 m$$

4.1.2.3.3. Altura de líneas

$$h_l = 5 + 0.006 * U_m [m]$$

$$h_l = 5 + 0.006 * 420 = 7.52 m$$

4.1.2.3.4. Distancia entre barras

- Distancia de fase a fase entre barras rígidas

$$d_{ff} = 1.5 * d [m]$$

$$d_{ff} = 1.8 * 3.34 = 6.01 m$$

- Distancia de fase a fase entre barras flexibles

Derivado de la IEC 60071-1 y pruebas de aislamiento, se tiene que el valor básico de impulso al rayo para polos abiertos de los seccionadores es 1,245. En este caso, se puede definir la distancia de polos abiertos del seccionador de la siguiente manera:

$$d = \frac{BILpa * 1.1}{(1 - KC) 550 * \delta} [m]$$

$$d = \frac{1,200 * 1.1}{(1 - 1.3 * .06) * 550 * 0.89} = 3.02 [m]$$

En el caso de esta subestación eléctrica, la distancia de claro con polos abiertos, tres bahías y tomando en cuenta los puntos de apoyo es:

$$Claro = 2 * (3.34 + 3.84 + 3.02) * 3 + 2 = 63.18 [m]$$

En claros mayores a 40 m, el factor de k corresponde a 2.5:

$$d_{ff} = k * d [m]$$

$$d_{ff} = 2.5 * 3.34 = 8.35 m$$

4.2. Subestaciones de 230 kV en configuración de interruptor y medio

La coordinación de aislamiento y las distancias de mínimas de seguridad para una subestacion de 230 kV en configuración de interruptor y medio se determinan en las siguientes secciones.

4.2.1. Diseño de coordinación de aislamiento

En esta sección se determinan los cálculos de la coordinación de aislamiento para subestaciones de 230 kV.

4.2.1.1. Determinación de las tensiones representativas (U_{rp})

El procedimiento para determinar la coordinación de aislamiento comienza determinando las tensiones representativas.

4.2.1.1.1. Tensión a frecuencia industrial

La amplitud base de las sobretensiones representativas se describe con la siguiente ecuación:

$$U_{base} = \frac{U_m \sqrt{2}}{\sqrt{3}} [kV]$$

$$U_{base} = \frac{245 * \sqrt{2}}{\sqrt{3}} = 200 \text{ kV}$$

4.2.1.1.2. Tensiones representativas para sobretensiones temporales

El factor k para sistemas sólidamente aterrizados a tierra, según el anexo B de la norma IEC 60071-2, es de 1.5.

- Sobretensiones por fallas a tierra

$$U_{rp} (fase-tierra) = \frac{k * U_s}{\sqrt{3}} [kV]$$

$$U_{rp} (fase-tierra) = \frac{1.5 * 245}{\sqrt{3}} = 212 \text{ kV}$$

- Sobretensiones por rechazo de carga

$$U_{rp} (fase-tierra) = \frac{1.4 * U_s}{\sqrt{3}} [kV]$$

$$U_{rp} (fase-tierra) = \frac{1.4 * 245}{\sqrt{3}} = 198 \text{ kV}$$

$$U_{rp} (fase-fase) = 1.4 * U_s [kV]$$

$$U_{rp} (fase-fase) = 1.4 * 245 = 343 \text{ kV}$$

4.2.1.1.3. Tensiones representativas para sobretensiones de frente lento

La norma IEC 60071-2 define los siguientes valores aceptados para los cálculos de sobretensiones de frente lento, ya que para sobretensiones de fase-tierra y fase-fase tienen una probabilidad del 2 % de ser excedido:

- Tensiones representativas para sobretensiones de frente lento en equipos de entrada de línea

$$U_{e2} (fase-tierra) = 3 \text{ p.u}$$

$$U_{e2} (fase-tierra) = 3 * 200 = 600 \text{ kV}$$

$$U_{p2 (fase-fase)} = 4.5 p.u$$

$$U_{p2 (fase-fase)} = 4.5 * 200 = 900 kV$$

Las sobretensiones para los equipos en la entrada de línea, sin tomar en cuenta los pararrayos son los siguientes:

$$U_{et} = 1.25 * U_{e2} - 0.25 [kV]$$

$$U_{et} = 1.25 * 600 - 0.25 * 200 = 700 kV$$

$$U_{pt} = 1.25 * U_{p2} - 0.43 [kV]$$

$$U_{pt} = 1.25 * 900 - 0.43 * 200 = 1,039 kV$$

- Tensiones representativas para sobretensiones de frente lento que afectan a los demás equipos

$$U_{e2 (fase-tierra)} = 1.9 p.u$$

$$U_{e2 (fase-tierra)} = 1.9 * 200 = 380 kV$$

$$U_{p2 (fase-fase)} = 2.9 p.u$$

$$U_{p2 (fase-fase)} = 2.9 * 200 = 580 kV$$

Las sobretensiones para todos los equipos, sin tomar en cuenta los pararrayos son los siguientes:

$$U_{et} = 1.25 * U_{e2} - 0.25$$

$$U_{et} = 1.25 * 380 - 0.25 * 200 = 425 kV$$

$$U_{et} = 1.25 * U_{p2} - 0.43$$

$$U_{et} = 1.25 * 580 - 0.25 * 200 = 639 kV$$

- Pararrayos en la entrada de la línea de energización desde el extremo remoto

- Nivel de protección al impulso de tipo de maniobra (U_{ps}):

$$U_{ps} = 396 \text{ kV}$$

- Nivel de protección para el impulso tipo rayo (U_{pl}):

$$U_{pl} = 452 \text{ kV}$$

- Tensiones representativas para equipos de entrada de línea

$$U_{rp} (fase-tierra) = U_{ps} \text{ [kV]}$$

$$U_{rp} (fase-tierra) = 396 \text{ kV}$$

$$U_{rp} (fase-fase) = 2 * U_{ps} \text{ [kV]}$$

$$U_{rp} (fase-fase) = 2 * 396 = 792 \text{ kV}$$

- Tensiones representativas para todos los demás equipos

$$U_{rp} (fase-tierra) = U_{ps} \text{ [kV]}$$

$$U_{rp} (fase-tierra) = 396 \text{ kV}$$

$$U_{rp} (fase-fase) = U_{pt} \text{ [kV]}$$

$$U_{rp} (fase-fase) = 639 \text{ kV}$$

4.2.1.2. Determinación de las tensiones de soportabilidad para coordinación (U_{cw})

El segundo paso para calcular la coordinación de aislamiento es determinar las tensiones de soportabilidad para coordinación.

4.2.1.2.1. Tensiones de coordinación para sobretensiones temporales

La IEC 60071-2 determina en el apartado H.1.1.2.1 que el factor K_c es igual a 1.

$$U_{cw (fase-tierra)} = K_c * U_{rp (fase-tierra)} [kV]$$

$$U_{cw (fase-tierra)} = K_c * 212 = 212 \text{ kV}$$

$$U_{cw (fase-fase)} = K_c * U_{rp (fase-fase)} [kV]$$

$$U_{cw (fase-fase)} = K_c * 343 = 343 \text{ kV}$$

4.2.1.2.2. Tensiones de coordinación para sobretensiones de frente lento

Las tensiones de coordinación se calculan con la siguiente fórmula:

$$U_{cw} = K_{cd} * U_{rp}$$

La norma establece las siguientes relaciones para las cuales en la figura 13 se determina el factor K_{cd} en equipos de entrada a línea:

$$\frac{U_{ps}}{U_{e2} (fase-tierra)} = \frac{396}{600} = 0.66$$

$$K_{cd} (fase-tierra) = 1.10$$

$$U_{cw} (fase-tierra) = K_{cd} * U_{rp} = 1.10 * 396 = 436 \text{ kV}$$

$$\frac{2 * U_{ps}}{U_{p2} (fase-fase)} = \frac{2 * 392}{900} = 0.88$$

$$K_{cd} (fase-fase) = 1.01$$

$$U_{cw} (fase-fase) = K_{cd} * U_{rp} = 1.01 * 792 = 800 \text{ kV}$$

La norma establece las siguientes relaciones para las cuales en la figura 13 se determina el factor K_{cd} todos los demás equipos:

$$\frac{U_{ps}}{U_{e2} (fase-tierra)} = \frac{396}{380} = 1.04$$

$$K_{cd} (fase-tierra) = 1.03$$

$$U_{cw} (fase-tierra) = K_{cd} * U_{rp} = 1.03 * 396 = 408 \text{ kV}$$

$$\frac{U_{pt}}{U_{p2} (fase-fase)} = \frac{639}{580} = 1.10$$

$$K_{cd} (fase-fase) = 1.00$$

$$U_{cw} (fase-fase) = K_{cd} * U_{rp} = 1.00 * 639 = 639 \text{ kV}$$

4.2.1.2.3. Tensiones de coordinación para sobretensiones de frente rápido

Las tensiones de coordinación para sobretensiones de frente rápido se determinan con la siguiente ecuación:

$$U_{cw} = U_{pl} + \frac{A}{n} * \frac{L}{L_{sp} + L_a}$$

Considerando los siguientes resultados de experiencias anteriores en diferentes subestaciones del INDE:

$$U_{pl} = 452 \text{ kV}$$

$$A = 4,500 \text{ kV}$$

$$n = 5$$

$$L = 0.02 \text{ km}$$

$$L_{sp} = 0.125 \text{ km}$$

$$L_a = \frac{R_{km}}{R_a} = \frac{\frac{1}{400}}{\frac{1}{100}} = 0.25 \text{ km}$$

$$U_{cw} = 452 + \frac{4,500}{5} * \frac{0.02}{0.125 + 0.25} = 500 \text{ kV}$$

4.2.1.3. Determinación de las tensiones de soportabilidad requeridas (U_{rw})

El tercer paso para calcular la coordinación de aislamiento es determinar las tensiones de soportabilidad requeridas.

4.2.1.3.1. Factor de seguridad (K_s)

La norma IEC 60071-2 define el siguiente valor de factor de seguridad para aislamientos externos:

$$K_s = 1.05$$

4.2.1.3.2. Factor de corrección atmosférico (K_a)

La norma define el factor de corrección atmosférico de la siguiente manera:

$$K_a = e^{m * (\frac{H}{8,150})}$$

4.2.1.3.3. Tensiones de soportabilidad requeridas

- Para sobretensiones temporales

$$m = 1$$

$$K_a = e^{1 * (\frac{1,000}{8,150})} = 1.13$$

$$U_{rw} (fase-tierra) = U_{cw} (fase-tierra) * K_s * K_a$$

$$U_{rw} (fase-tierra) = 212 * 1.05 * 1.13 = 252 \text{ kV}$$

$$m = 1$$

$$K_a = e^{1 * (\frac{1,000}{8,150})} = 1.13$$

$$U_{rw} (fase-fase) = U_{cw} (fase-fase) * K_s * K_a$$

$$U_{rw} (fase-fase) = 343 * 1.05 * 1.13 = 407 \text{ kV}$$

- Para sobretensiones de frente lento
 - Equipo a la entrada de línea

$$m = 0.94$$

$$K_a = e^{1 * (\frac{1,000}{8,150})} = 1.12$$

$$U_{rw} (fase-tierra) = U_{cw} (fase-tierra) * K_s * K_a$$

$$U_{rw} (fase-tierra) = 436 * 1.05 * 1.12 = 512 \text{ kV}$$

$$m = 1$$

$$K_a = e^{1 * (\frac{1,000}{8,150})} = 1.13$$

$$U_{rw} (fase-fase) = U_{cw} (fase-fase) * K_s * K_a$$

$$U_{rw} (fase-fase) = 800 * 1.05 * 1.13 = 949 \text{ kV}$$

- Para otros equipos

$$m = 0.95$$

$$K_a = e^{1 * (\frac{1,000}{8,150})} = 1.12$$

$$U_{rw} (fase-tierra) = U_{cw} (fase-tierra) * K_s * K_a$$

$$U_{rw} (fase-tierra) = 408 * 1.05 * 1.12 = 480 \text{ kV}$$

$$m = 1$$

$$K_a = e^{1 * (\frac{1,000}{8,150})} = 1.13$$

$$U_{rw} (fase-fase) = U_{cw} (fase-fase) * K_s * K_a$$

$$U_{rw} (fase-fase) = 639 * 1.05 * 1.13 = 758 \text{ kV}$$

- Para sobretensiones de frente rápido

$$m = 1$$

$$K_a = e^{1 * (\frac{1,000}{8,150})} = 1.13$$

$$U_{rw} (fase-tierra) = U_{cw} (fase-tierra) * K_s * K_a$$

$$U_{rw} (fase-tierra) = 500 * 1.05 * 1.13 = 593 \text{ kV}$$

$$m = 1$$

$$K_a = e^{1 * \left(\frac{1,000}{8,150}\right)} = 1.13$$

$$U_{rw (fase-fase)} = U_{cw (fase-fase)} * K_s * K_a$$

$$U_{rw (fase-fase)} = 500 * 1.05 * 1.13 = 593 \text{ kV}$$

4.2.1.4. Conversión a tensiones de soportabilidad normalizadas (U_w)

El cuarto paso para determinar la coordinación de aislamiento es convertir las tensiones a tensiones de soportabilidad normalizadas.

4.2.1.4.1. Conversión a tensión de soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial

- Equipo en la entrada de línea

$$SDW_{(fase-tierra)} = U_{rw} * \left(0.6 + \frac{U_{rw}}{8,500}\right) [kV]$$

$$SDW_{(fase-tierra)} = 512 * \left(0.6 + \frac{512}{8,500}\right) = 338 \text{ kV}$$

$$SDW_{(fase-fase)} = U_{rw} * \left(0.6 + \frac{U_{rw}}{12,700}\right) [kV]$$

$$SDW_{(fase-fase)} = 949 * \left(0.6 + \frac{949}{12,700}\right) = 640 \text{ kV}$$

- Para todos los demás equipos

$$SDW_{(fase-tierra)} = U_{rw} * \left(0.6 + \frac{U_{rw}}{8,500} \right) [kV]$$

$$SDW_{(fase-tierra)} = 480 * \left(0.6 + \frac{480}{8,500} \right) = 315 \text{ kV}$$

$$SDW_{(fase-fase)} = U_{rw} * \left(0.6 + \frac{U_{rw}}{12,700} \right) [kV]$$

$$SDW_{(fase-tierra)} = 758 * \left(0.6 + \frac{758}{8,500} \right) = 500 \text{ kV}$$

4.2.1.4.2. Conversión a tensión de soportabilidad del impulso de rayo

- Equipo en la entrada de línea

$$LIW_{(fase-tierra)} = 1.3 * U_{rw} [kV]$$

$$LIW_{(fase-tierra)} = 1.3 * 512 = 666 \text{ kV}$$

$$LIW_{(fase-fase)} = U_{rw} * \left(1.05 + \frac{U_{rw}}{9,000} \right) [kV]$$

$$LIW_{(fase-fase)} = 949 * \left(1.05 + \frac{949}{9,000} \right) = 1,097 \text{ kV}$$

- Para todos los demás equipos

$$LIW_{(fase-tierra)} = 1.3 * U_{rw} [kV]$$

$$LIW_{(fase-tierra)} = 1.3 * 480 = 624 \text{ kV}$$

$$LIW_{(fase-fase)} = U_{rw} * \left(1.05 + \frac{U_{rw}}{9,000} \right) [kV]$$

$$LIW_{(fase-fase)} = 758 * \left(1.05 + \frac{758}{9,000} \right) = 860 \text{ kV}$$

4.2.2. Diseño de distancias mínimas

Las distancias mínimas para una subestación de 230 kV se determinan en la siguiente sección.

4.2.2.1. Cálculo del valor básico

- Tensión crítica de flameo

$$TCF = \frac{BIL}{(1 - KC)} [kV]$$
$$TCF = \frac{1050}{(1 - 1.3 * 0.03)} = 1,093 \text{ kV}$$

- Factor de densidad del aire (δ)

$$\delta = \frac{0.294 * b}{(273 + T)}$$
$$\delta = \frac{0.294 * 905}{(273 + 25)} = 0.89$$

- Distancia de fase a tierra

$$d = \frac{TCF * K_h}{550 * \delta} [m]$$
$$d = \frac{1,092.6 * 1}{550 * 0.89} = 2.22 \text{ m}$$

La norma IEC 60071-1 y 60071-2 recomienda aumentar la distancia fase-tierra en 10 % para tensiones de Rango I y en 6 % a tensiones de Rango II, esto con el fin de brindar un factor de seguridad para tomar en cuenta las tolerancias

en la fabricación y montaje del equipo, así como diferencias de dimensiones entre fabricantes.

$$d = 1.10 * 2.22 = 2.45 \text{ m}$$

- Distancia de fase a fase

$$d_{ff} = 1.15 * d \text{ [m]}$$

$$d_{ff} = 1.15 * 2.45 = 2.81 \text{ m}$$

4.2.2.2. Determinación de la zona de seguridad

En la siguiente sección se determina la zona de seguridad.

4.2.2.2.1. Movimiento de vehículos

- Movimiento de vehículos vertical

$$d_v = (d + 0.5) + 4.5 \text{ [m]}$$

$$d_v = (2.45 + 0.5) + 4.5 = 7.45 \text{ m}$$

- Movimiento de vehículos horizontal

$$d_h = (d + 0.7) * 2 + 2.5 \text{ [m]}$$

$$d_h = (2.23 + 0.7) * 2 + 2.5 = 8.79 \text{ m}$$

4.2.2.2.2. Movimiento de personas

- Movimiento del personal vertical

$$d_v = 2.25 + d [m]$$

$$d_v = 2.25 + 2.45 = 4.70 m$$

- Movimiento del personal horizontal

$$d_h = 0.9 + d [m]$$

$$d_h = 0.9 + 2.45 = 3.35 m$$

4.2.2.2.3. Trabajo sobre equipos o conductores

- Zona de trabajo vertical

$$d_v = d + 2.3 [m]$$

$$d_v = 2.45 + 2.3 = 4.75 m$$

- Zona de trabajo horizontal

$$d_h = d + 1.75 [m]$$

$$d_h = 2.45 + 1.75 = 4.20 m$$

4.2.2.3. Distancias para dimensionamiento de subestaciones

Las distancias para dimensionamiento de subestaciones se determinan en la siguiente sección.

4.2.2.3.1. Primer nivel de barras (h_s)

La IEC 60071-1 y 60071-2 recomienda que este valor nunca sea menor a 3.

$$h_s = 2.3 + 0,0105 * U_m [m]$$
$$h_s = 2.3 + 0,0105 * 245 = 4.87 [m]$$

4.2.2.3.2. Segundo nivel de barras (h_b)

$$h_b = 5 + 0.0125 * U_m [m]$$
$$h_b = 5 + 0.0125 * 245 = 7.94 m$$

4.2.2.3.3. Altura de líneas

$$h_l = 5 + 0.006 * U_m [m]$$
$$h_l = 5 + 0.006 * 245 = 6.47 m$$

4.2.2.3.4. Distancia entre barras

- Distancia de fase a fase entre barras rígidas

$$d_{ff} = 1.5 * d [m]$$
$$d_{ff} = 1.5 * 2.45 = 3.67 m$$

- Distancia de fase a fase entre barras flexibles

Derivado de la IEC 60071-1 y pruebas de aislamiento, se tiene que el valor básico de impulso al rayo para polos abiertos de los seccionadores es 1,200. En este caso, se puede definir la distancia de polos abiertos del seccionador de la siguiente manera:

$$d = \frac{BILpa * 1.1}{(1 - KC) * 550 * \delta} [m]$$

$$d = \frac{1,200 * 1.1}{(1 - 1.3 * .03) * 550 * 0.89} = 2.92 [m]$$

En el caso de esta subestación eléctrica, la distancia de claro con polos abiertos, tres bahías y tomando en cuenta los puntos de apoyo es:

$$Claro = 2 * (2.45 + 2.81 + 2.92) * 3 + 2 = 51.06 [m]$$

En claros mayores a 40 m, factor de k corresponde a 2:

$$d_{ff} = k * d [m]$$

$$d_{ff} = 2 * 2.45 = 4.90 m$$

4.3. Subestaciones de 69 kV en configuración barra simple más barra de transferencia

La coordinación de aislamiento y las distancias de mínimas de seguridad para una subestacion de 69 kV en configuración barra simple más barra de transferencia se determinan en las siguientes secciones.

4.3.1. Diseño de coordinación de aislamiento

En esta sección se determinan los cálculos de la coordinación de aislamiento para subestaciones de 69 kV.

4.3.1.1. Determinación de las tensiones representativas (U_{rp})

El procedimiento para determinar la coordinación de aislamiento comienza determinando las tensiones representativas.

4.3.1.1.1. Tensión a frecuencia industrial

La amplitud base de las sobretensiones representativas se describe con la siguiente ecuación:

$$U_{base} = \frac{U_s \sqrt{2}}{\sqrt{3}} [kV]$$
$$U_{base} = \frac{245 * \sqrt{2}}{\sqrt{3}} = 59 kV$$

4.3.1.1.2. Tensiones representativas para sobretensiones temporales

El factor k para sistemas sólidamente aterrizados a tierra, según el anexo B de la norma IEC 60071-2, es de 1.5.

- Sobretensiones por fallas a tierra

$$U_{rp} (fase-tierra) = \frac{k * U_s}{\sqrt{3}} [kV]$$

$$U_{rp} (fase-tierra) = \frac{1.5 * 72.5}{\sqrt{3}} = 63 kV$$

- Sobretensiones por rechazo de carga

$$U_{rp} (fase-tierra) = \frac{1.4 * U_s}{\sqrt{3}} [kV]$$

$$U_{rp} (fase-tierra) = \frac{1.4 * 72.5}{\sqrt{3}} = 59 kV$$

$$U_{rp} (fase-fase) = 1.4 * U_s [kV]$$

$$U_{rp} (fase-fase) = 1.4 * 72.5 = 101 kV$$

4.3.1.1.3. Tensiones representativas para sobretensiones de frente lento

La norma IEC 60071-2 define los siguientes valores aceptados para los cálculos de sobretensiones de frente lento, ya que para sobretensiones de fase-tierra y fase-fase tienen una probabilidad del 2 % de ser excedido:

- Tensiones representativas para sobretensiones de frente lento en equipos de entrada de línea

$$U_{e2} (fase-tierra) = 3 p.u$$

$$U_{e2} (fase-tierra) = 3 * 59.1 = 177 kV$$

$$U_{p2 (fase-fase)} = 4.5 p.u$$

$$U_{p2 (fase-fase)} = 4.5 * 59.1 = 266 kV$$

Las sobretensiones para los equipos en la entrada de línea, sin tomar en cuenta los pararrayos son los siguientes:

$$U_{et} = 1.25 * U_{e2} - 0.25 [kV]$$

$$U_{et} = 1.25 * 177 - 0.25 * 59.1 = 207 kV$$

$$U_{pt} = 1.25 * U_{p2} - 0.43 [kV]$$

$$U_{pt} = 1.25 * 265.9 - 0.43 * 59.1 = 307 kV$$

- Tensiones representativas para sobretensiones de frente lento que afectan a los demás equipos

$$U_{e2 (fase-tierra)} = 1.9 p.u$$

$$U_{e2 (fase-tierra)} = 1.9 * 59.1 = 112 kV$$

$$U_{p2 (fase-fase)} = 2.9 p.u$$

$$U_{p2 (fase-fase)} = 2.9 * 59.1 = 172 kV$$

Las sobretensiones para todos los equipos, sin tomar en cuenta los pararrayos son los siguientes:

$$U_{et} = 1.25 * U_{e2} - 0.25$$

$$U_{et} = 1.25 * 112.2 - 0.25 * 59.1 = 126 kV$$

$$U_{et} = 1.25 * U_{p2} - 0.43$$

$$U_{pt} = 1.25 * 171.3 - 0.43 * 59.1 = 189 \text{ kV}$$

- Pararrayos en la entrada de la línea de energización desde el extremo remoto

- Nivel de protección al impulso de tipo de maniobra (U_{ps}):

$$U_{ps} = 124 \text{ kV}$$

- Nivel de protección para el impulso tipo rayo (U_{pl}):

$$U_{pl} = 141 \text{ kV}$$

- Tensiones representativas para equipos de entrada de línea

$$U_{rp} (fase-tierra) = U_{ps} \text{ [kV]}$$

$$U_{rp} (fase-tierra) = 124 \text{ kV}$$

$$U_{rp} (fase-fase) = 2 * U_{ps} \text{ [kV]}$$

$$U_{rp} (fase-fase) = 2 * 124 = 248 \text{ kV}$$

- Tensiones representativas para todos los demás equipos

$$U_{rp} (fase-tierra) = U_{ps} \text{ [kV]}$$

$$U_{rp} (fase-tierra) = 124 \text{ kV}$$

$$U_{rp} (fase-fase) = U_{pt} \text{ [kV]}$$

$$U_{rp} (fase-fase) = 189 \text{ kV}$$

4.3.1.2. Determinación de las tensiones de soportabilidad para coordinación (U_{cw})

El segundo paso para calcular la coordinación de aislamiento es determinar las tensiones de soportabilidad para coordinación.

4.3.1.2.1. Tensiones de coordinación para sobretensiones temporales

La IEC 60071-2 determina en el apartado H.1.1.2.1 que el factor K_c es igual a 1.

$$U_{cw (fase-tierra)} = K_c * U_{rp (fase-tierra)} [kV]$$

$$U_{cw (fase-tierra)} = K_c * 62.7 = 63 \text{ kV}$$

$$U_{cw (fase-fase)} = K_c * U_{rp (fase-fase)} [kV]$$

$$U_{cw (fase-fase)} = K_c * 101.5 = 101 \text{ kV}$$

4.3.1.2.2. Tensiones de coordinación para sobretensiones de frente lento

Las tensiones de coordinación se calculan con la siguiente fórmula:

$$U_{cw} = K_{cd} * U_{rp}$$

La norma establece las siguientes relaciones para las cuales en la Figura 13 se determina el factor K_{cd} en equipos de entrada a línea:

$$\frac{U_{ps}}{U_{e2} (fase-tierra)} = \frac{124}{177} = 0.70$$

$$K_{cd} (fase-tierra) = 1.10$$

$$U_{cw} (fase-tierra) = K_{cd} * U_{rp} = 1.10 * 124 = 136 \text{ kV}$$

$$\frac{2 * U_{ps}}{U_{p2} (fase-fase)} = \frac{2 * 141}{266} = 0.93$$

$$K_{cd} (fase-fase) = 1.00$$

$$U_{cw} (fase-fase) = K_{cd} * U_{rp} = 1 * 248 = 248 \text{ kV}$$

La norma establece las siguientes relaciones para las cuales en la Figura 13 se determina el factor K_{cd} todos los demás equipos:

$$\frac{U_{ps}}{U_{e2} (fase-tierra)} = \frac{124}{112} = 1.10$$

$$K_{cd} (fase-tierra) = 1.02$$

$$U_{cw} (fase-tierra) = K_{cd} * U_{rp} = 1.02 * 124 = 126 \text{ kV}$$

$$\frac{U_{pt}}{U_{p2} (fase-fase)} = \frac{189}{171} = 1.10$$

$$K_{cd} (fase-fase) = 1.00$$

$$U_{cw} (fase-fase) = K_{cd} * U_{rp} = 1.00 * 189 = 189 \text{ kV}$$

4.3.1.2.3. Tensiones de coordinación para sobretensiones de frente rápido

Las tensiones de coordinación para sobretensiones de frente rápido se determinan con la siguiente ecuación:

$$U_{cw} = U_{pl} + \frac{A}{n} * \frac{L}{L_{sp} + L_a}$$

Considerando los siguientes resultados de experiencias anteriores en diferentes subestaciones del INDE:

$$U_{pl} = 141 \text{ kV}$$

$$A = 4,500 \text{ kV}$$

$$n = 6$$

$$L = 0.015 \text{ km}$$

$$L_{sp} = 0.09 \text{ km}$$

$$L_a = \frac{R_{km}}{R_a} = \frac{\frac{1}{400}}{\frac{1}{100}} = 0.25 \text{ km}$$

$$U_{cw} = 141 + \frac{4,500}{6} * \frac{0.015}{0.09 + 0.25} = 174 \text{ kV}$$

4.3.1.3. Determinación de las tensiones de soportabilidad requeridas (U_{rw})

El tercer paso para calcular la coordinación de aislamiento es determinar las tensiones de soportabilidad requeridas.

4.3.1.3.1. Factor de seguridad (K_s)

La norma IEC 60071-2 define el siguiente valor de factor de seguridad para aislamientos externos:

$$K_s = 1.05$$

4.3.1.3.2. Factor de corrección atmosférico (K_a)

La norma define el factor de corrección atmosférico de la siguiente manera:

$$K_a = e^{m * (\frac{H}{8,150})}$$

4.3.1.3.3. Tensiones de soportabilidad requeridas

- Para sobretensiones temporales

$$m = 1$$

$$K_a = e^{1 * (\frac{1,000}{8,150})} = 1.13$$

$$U_{rw (fase-tierra)} = U_{cw (fase-tierra)} * K_s * K_a$$

$$U_{rw (fase-tierra)} = 63 * 1.05 * 1.13 = 74 \text{ kV}$$

$$m = 1$$

$$K_a = e^{1 * (\frac{1,000}{8,150})} = 1.13$$

$$U_{rw (fase-fase)} = U_{cw (fase-fase)} * K_s * K_a$$

$$U_{rw (fase-fase)} = 102 * 1.05 * 1.13 = 121 \text{ kV}$$

- Para sobretensiones de frente lento

- Equipo a la entrada de línea

$$m = 1$$

$$K_a = e^{1 * \left(\frac{1,000}{8,150}\right)} = 1.13$$

$$U_{rw} (fase-tierra) = U_{cw} (fase-tierra) * K_s * K_a$$

$$U_{rw} (fase-tierra) = 136 * 1.05 * 1.13 = 162 \text{ kV}$$

$$m = 1$$

$$K_a = e^{1 * \left(\frac{1,000}{8,150}\right)} = 1.13$$

$$U_{rw} (fase-fase) = U_{cw} (fase-fase) * K_s * K_a$$

$$U_{rw} (fase-fase) = 254 * 1.05 * 1.13 = 294 \text{ kV}$$

- Para otros equipos

$$m = 1$$

$$K_a = e^{1 * \left(\frac{1,000}{8,150}\right)} = 1.13$$

$$U_{rw} (fase-tierra) = U_{cw} (fase-tierra) * K_s * K_a$$

$$U_{rw} (fase-tierra) = 126 * 1.05 * 1.13 = 150 \text{ kV}$$

$$m = 1$$

$$K_a = e^{1 * \left(\frac{1,000}{8,150}\right)} = 1.13$$

$$U_{rw} (fase-fase) = U_{cw} (fase-fase) * K_s * K_a$$

$$U_{rw} (fase-fase) = 188 * 1.05 * 1.13 = 224 \text{ kV}$$

- Para sobretensiones de frente rápido

$$m = 1$$

$$K_a = e^{1 * \left(\frac{1,000}{8,150}\right)} = 1.13$$

$$U_{rw} (fase-tierra) = U_{cw} (fase-tierra) * K_s * K_a$$

$$U_{rw} (fase-tierra) = 181 * 1.05 * 1.13 = 207 \text{ kV}$$

$$m = 1$$

$$K_a = e^{1 * \left(\frac{1,000}{8,150}\right)} = 1.13$$

$$U_{rw} (fase-fase) = U_{cw} (fase-fase) * K_s * K_a$$

$$U_{rw} (fase-fase) = 181 * 1.05 * 1.13 = 207 \text{ kV}$$

4.3.1.4. Conversión a tensiones de soportabilidad normalizadas (U_w)

El cuarto paso para determinar la coordinación de aislamiento es convertir las tensiones a tensiones de soportabilidad normalizadas.

4.3.1.4.1. Conversión a tensión de soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial

- Equipo en la entrada de línea

$$SDW_{(fase-tierra)} = U_{rw} * \left(0.6 + \frac{U_{rw}}{8,500}\right) [kV]$$

$$SDW_{(fase-tierra)} = 161 * \left(0.6 + \frac{161}{8,500}\right) = 100 \text{ kV}$$

$$SDW_{(fase-fase)} = U_{rw} * \left(0.6 + \frac{U_{rw}}{12,700}\right) [kV]$$

$$SDW_{(fase-fase)} = 294 * \left(0.6 + \frac{294}{12,700} \right) = 183 \text{ kV}$$

- Para todos los demás equipos

$$SDW_{(fase-tierra)} = U_{rw} * \left(0.6 + \frac{U_{rw}}{8,500} \right) [kV]$$

$$SDW_{(fase-tierra)} = 148 * \left(0.6 + \frac{148}{8,500} \right) = 92 \text{ kV}$$

$$SDW_{(fase-fase)} = U_{rw} * \left(0.6 + \frac{U_{rw}}{12,700} \right) [kV]$$

$$SDW_{(fase-tierra)} = 224 * \left(0.6 + \frac{224}{12,700} \right) = 139 \text{ kV}$$

4.3.1.4.2. Conversión a tensión de soportabilidad del impulso de rayo

- Equipo en la entrada de línea

$$LIW_{(fase-tierra)} = 1.3 * U_{rw} [kV]$$

$$LIW_{(fase-tierra)} = 1.3 * 161 = 209 \text{ kV}$$

$$LIW_{(fase-fase)} = U_{rw} * \left(1.05 + \frac{U_{rw}}{9,000} \right) [kV]$$

$$LIW_{(fase-fase)} = 294 * \left(1.05 + \frac{294}{9,000} \right) = 319 \text{ kV}$$

- Para todos los demás equipos

$$LIW_{(fase-tierra)} = 1.3 * U_{rw} [kV]$$

$$LIW_{(fase-tierra)} = 1.3 * 148 = 192 \text{ kV}$$

$$LIW_{(fase-fase)} = U_{rw} * \left(1.05 + \frac{U_{rw}}{9,000} \right) [kV]$$

$$LIW_{(fase-fase)} = 224 * \left(1.05 + \frac{224}{9,000} \right) = 241 \text{ kV}$$

4.3.2. Distancias mínimas para 69 kV

Las distancias mínimas para una subestación de 69 kV se determinan en la siguiente sección.

4.3.2.1. Cálculo del valor básico

- Tensión crítica de flameo

$$TCF = \frac{BIL}{(1 - KC)} [kV]$$

$$TCF = \frac{350}{(1 - 1.3 * 0.03)} = 364 \text{ kV}$$

- Factor de densidad del aire (δ)

$$\delta = \frac{0.294 * b}{(273 + T)}$$

$$\delta = \frac{0.294 * 905}{(273 + 25)} = 0.89$$

- Distancia de fase a tierra

$$d = \frac{TCF * K_h}{550 * \delta} [m]$$

$$d = \frac{364 * 1}{550 * 0.89} = 0.74 m$$

La norma IEC 60071-1 y 60071-2 recomienda aumentar la distancia fase-tierra en 10 % para tensiones de Rango I y en 6 % a tensiones de Rango II, esto con el fin de brindar un factor de seguridad para tomar en cuenta las tolerancias en la fabricación y montaje del equipo, así como diferencias de dimensiones entre fabricantes.

$$d = 1.10 * 0.74 = 0.82 m$$

- Distancia de fase a fase

$$d_{ff} = 1.15 * d [m]$$

$$d_{ff} = 1.15 * 0.82 = 0.94 m$$

4.3.2.2. Determinación de la zona de seguridad

En la siguiente sección se determina la zona de seguridad.

4.3.2.2.1. Movimiento de vehículos

- Movimiento de vehículos vertical

$$d_v = (d + 0.5) + 4.5 [m]$$

$$d_v = (0.82 + 0.5) + 4.5 = 5.82 m$$

- Movimiento de vehículos horizontal

$$d_h = (d + 0.7) * 2 + 2.5 [m]$$

$$d_h = (0.82 + 0.7) * 2 + 2.5 = 5.54 m$$

4.3.2.2.2. Movimiento de personas

- Movimiento del personal vertical

$$d_v = 2.25 + d [m]$$

$$d_v = 2.25 + 0.82 = 3.07 m$$

- Movimiento del personal horizontal

$$d_h = 0.9 + d [m]$$

$$d_h = 0.9 + 0.74 = 1.72 m$$

4.3.2.2.3. Trabajo sobre equipos o conductores

- Zona de trabajo vertical

$$d_v = d + 2.3 [m]$$

$$d_v = 0.82 + 2.3 = 3.12 m$$

- Zona de trabajo horizontal

$$d_h = d + 1.75 [m]$$

$$d_h = 0.82 + 1.75 = 2.57 \text{ m}$$

4.3.2.3. Distancias para dimensionamiento de subestaciones

Las distancias para dimensionamiento de subestaciones se determinan en la siguiente sección.

4.3.2.3.1. Primer nivel de barras (h_s)

La IEC 60071-1 y 60071-2 recomienda que este valor nunca sea menor a 3.

$$h_s = 2.3 + 0.0105 * U_m [m]$$

$$h_s = 2.3 + 0.0105 * 72.5 = 3.06 [m]$$

4.3.2.3.2. Segundo nivel de barras (h_b)

$$h_b = 5 + 0.0125 * U_m [m]$$

$$h_b = 5 + 0.0125 * 72.5 = 5.90 \text{ m}$$

4.3.2.3.3. Altura de líneas

$$h_l = 5 + 0.006 * U_m [m]$$

$$h_l = 5 + 0.006 * 72.5 = 5.43 \text{ m}$$

4.3.2.3.4. Distancia entre barras

- Distancia de fase a fase entre barras rígidas

$$d_{ff} = 1.5 * d [m]$$

$$d_{ff} = 1.5 * 0.82 = 1.23 m$$

- Distancia de fase a fase entre barras flexibles

Derivado de la IEC 60071-1 y pruebas de aislamiento, se tiene que el valor básico de impulso al rayo para polos abiertos de los seccionadores es 375. En este caso, se puede definir la distancia de polos abiertos del seccionador de la siguiente manera:

$$d = \frac{BILpa * 1.1}{(1 - KC) * 550 * \delta} [m]$$

$$d = \frac{375 * 1.1}{(1 - 1.3 * .03) * 550 * 0.89} = 0.91 [m]$$

En el caso de esta subestación eléctrica, la distancia de claro con polos abiertos, tres bahías y tomando en cuenta los puntos de apoyo es:

$$Claro = 2 * (0.82 + 0.94 + 0.91) * 3 + 2 = 17.99 [m]$$

En claros menores a 40 m, factor de k corresponde a 1.8:

$$d_{ff} = k * d [m]$$

$$d_{ff} = 1.8 * 0.82 = 1.47 m$$

5. IMPLEMENTACIÓN DE LOS DISEÑOS EN LA HERRAMIENTA DE MICROSOFT OFFICE EXCEL

Los diseños de coordinación de aislamiento y distancias mínimas para las subestaciones se realizaron en Microsoft Excel para permitir una impresión de informes de manera automatizada.

El archivo de Excel cuenta con tres hojas, una asignada para el diseño de la Coordinación de aislamiento, una para el diseño de las Distancias mínimas y la última hoja corresponde a las Referencias.

En la hoja de Referencias se agregaron las siguientes tablas: Tensión nominal, Tensión máxima de equipo, BIL [kV], BILpa [kV], m.s.n.m [m], Presión atmosférica [mbar], Factor de humedad, Conductor y Diámetro [m].

Las columnas de Tensión nominal, m.s.n.m, Factor de humedad y Conductor sirven para que, en las hojas de coordinación de aislamiento y distancias mínimas se puedan seleccionar estos valores de una lista desplegable en la celda correspondiente. Esta lista desplegable se relaciona entre la hoja y la hoja de referencias mediante la opción de validación de datos en forma de listas.

Utilizando la función de Excel VLOOKUP, se relacionó de manera automática la selección de un valor con su resultado, según las tablas de la hoja Referencias. De manera que, si se selecciona la tensión nominal, se obtiene automáticamente la tensión máxima y el BIL; si se selecciona la altitud en m.s.n.m se obtiene la presión atmosférica y si se selecciona el conductor, se obtiene automáticamente el diámetro.

Figura 15. Ingreso de parámetros de diseño en la herramienta de Microsoft Excel para Coordinación de Aislamiento

Tensión nominal (kV)	69	m.s.n.m [m]	1000	K	1.3
Tensión máxima (kV)	=VLOOKUP(C12,Referencia!A2:B5,2,FALSE)	Presión atmosférica [mbar]	=VLOOKUP(F12,Referencia!F2:G41,2,FALSE)	C	=F(C12-231.0,06,0.03)
BL (kV)	=VLOOKUP(C12,Referencia!A1:C5,3,FALSE)	Temperatura [°C]	25	Kh	1

Fuente: elaboración propia.

Figura 16. Ingreso de parámetros de diseño en la herramienta de Microsoft Excel para Distancias mínimas

Tensión nominal (kV)	400	Altura	1000	C	=F(C13-231.0,06,0.03)
Tensión máxima (kV)	=VLOOKUP(C13,Referencia!A2:D4,2,FALSE)	Presión atmosférica [cm Hg]	=VLOOKUP(F13,Referencia!F2:G41,2,FALSE)	Kh	1.4
BL (kV)	=VLOOKUP(C13,Referencia!A2:C4,3,FALSE)	Temperatura [°C]	25		

Fuente: elaboración propia.

5.1. Implementación del diseño de coordinación de aislamiento

La implementación del diseño de coordinación de aislamiento en Excel comienza seleccionando de la lista desplegable la tensión o voltaje nominal del sistema en la celda C13; seguidamente, se debe seleccionar la altura sobre el nivel del mar en la celda F13; la condición de humedad en la celda I15 y finalmente, se ingresa manualmente la temperatura asignada para el diseño en la celda F15.

Figura 17. **Ubicación por fila y columna de los parámetros de diseño ingresados para la Coordinación de aislamiento**

	A	B	C	D	E	F	G	H	I
1									
2									
3									
4									
5									
6									
7									
8									
9									
10									
11									
12									
13									
14									
15									

Coordinación de aislamiento	
Departamento de Planeación e Ingeniería	

Tensión nominal (kV)	400	Altura	1000
Tensión máxima (kV)	420.0	Presión atmosférica [cm Hg]	905
BIL (kV)	425	Temperatura [°C]	25

C	0.06
Kh	1.4

Fuente: elaboración propia.

5.1.1.1. Determinación de las tensiones representativas (U_{rp})

El cálculo para la coordinación de aislamiento y las distancias de mínimas de seguridad se determinan en las siguientes secciones.

5.1.1.1.1. Tensión a frecuencia industrial

La amplitud base de las sobretensiones representativas se describe con la siguiente ecuación:

$$U_{base} = \frac{U_m \sqrt{2}}{\sqrt{3}} [kV]$$

En la hoja de Coordinación de aislamiento de Excel, la tensión máxima de equipo se encuentra en la celda C14:

$$U_{base} = C14 * \text{SQRT}(2) / \text{SQRT}(3)$$

5.1.1.1.2. Tensiones representativas para sobretensiones temporales

- Sobretensiones por fallas a tierra

Las sobretensiones por fallas a tierras se calculan con la siguiente ecuación:

$$U_{rp (fase-tierra)} = \frac{1.5 * U_s}{\sqrt{3}} [kV]$$

En la hoja de Coordinación de aislamiento de Excel, la tensión máxima se encuentra en la celda C14:

$$U_{rp} = C14 * 1.5 / \text{SQRT}(3)$$

- Sobretensiones por rechazo de carga

Las sobretensiones por rechazo de carga de fase a tierra se calculan con la siguiente ecuación:

$$U_{rp (fase-tierra)} = \frac{1.4 * U_s}{\sqrt{3}} [kV]$$

La tensión máxima se encuentra en la celda C14:

$$U_{rp} = C14 * 1.4 / \text{SQRT}(3)$$

Las sobretensiones por rechazo de carga de fase a tierra se calculan con la siguiente ecuación:

$$U_{rp (fase-fase)} = 1.4 * U_s [kV]$$

La tensión máxima se encuentra en la celda C14:

$$U_{rp} = 1.4 * C14$$

5.1.1.1.3. Tensiones representativas para sobretensiones de frente lento

- Tensiones representativas para sobretensiones de frente lento en equipos de entrada de línea

Las tensiones de fase a tierra representativas para sobretensiones de frente lento en equipos de entrada de se describen con la siguiente ecuación:

$$U_{e2 (fase-tierra)} = 3 p. u$$

La tensión por unidad se encuentra en la celda G44:

$$U_{e2} = 3 * G44$$

Las tensiones de fase a fase representativas para sobretensiones de frente lento en equipos de entrada de se describen con la siguiente ecuación:

$$U_{p2 (fase-fase)} = 4.5 p.u$$

La tensión por unidad se encuentra en la celda G44:

$$U_{p2} = 3 * G44$$

Las sobretensiones para los equipos en la entrada de línea, sin tomar en cuenta los pararrayos son los siguientes:

$$U_{et} = 1.25 * U_{e2} - 0.25 [kV]$$

$$U_{pt} = 1.25 * U_{p2} - 0.43 [kV]$$

Considerando que los valores de U_{e2} y U_{p2} se encuentran en las celdas G70 y G74 respectivamente y el valor por unidad en la celda G44:

$$U_{et} = 1.25 * G70 - 0.25 * G44$$

$$U_{pt} = 1.25 * G74 - 0.43 * G44$$

- Tensiones representativas para sobretensiones de frente lento que afectan a los demás equipos

Las tensiones de fase a tierra representativas para sobretensiones de frente lento en todos los demás equipos se describen con la siguiente ecuación:

$$U_{e2 (fase-tierra)} = 1.9 p.u$$

La tensión por unidad se encuentra en la celda G44:

$$U_{e2} = 1.9 * G44$$

Las tensiones de fase a fase representativas para sobretensiones de frente lento en equipos de entrada de se describen con la siguiente ecuación:

$$U_{p2 (fase-fase)} = 2.9 p.u$$

La tensión por unidad se encuentra en la celda G44:

$$Up2 = 2.9 * G44$$

Las sobretensiones para los equipos en la entrada de línea, sin tomar en cuenta los pararrayos son los siguientes:

$$U_{et} = 1.25 * U_{e2} - 0.25 [kV]$$

$$U_{pt} = 1.25 * U_{p2} - 0.43 [kV]$$

Considerando que los valores de U_{e2} y U_{p2} se encuentran en las celdas G89 y G93 respectivamente y el valor por unidad en la celda G44:

$$U_{et} = 1.25 * G89 - 0.25 * G44$$

$$U_{pt} = 1.25 * G93 - 0.43 * G44$$

- Pararrayos en la entrada de la línea de energización desde el extremo remoto

El nivel de protección al impulso de tipo de maniobra U_{ps} se define con la función LOOKUP en la celda C108:

$$U_{ps} = \text{LOOKUP}(C14, \{72.5, 245, 420\}, \{124, 396, 680\})$$

El nivel de protección para el impulso tipo rayo U_{pl} se define con la función LOOKUP en la celda G108:

$$U_{pl} = \text{LOOKUP}(C14, \{72.5, 245, 420\}, \{141, 452, 776\})$$

- Tensiones representativas para equipos de entrada de línea

Las tensiones representativas de fase a tierra para equipos de entrada a línea se calculan de la siguiente manera:

$$U_{rp (fase-tierra)} = U_{ps} [kV]$$

El nivel de protección al impulso de tipo de maniobra se encuentra en la celda C108:

$$U_{rp} = C108$$

Las tensiones representativas de fase a fase para equipos de entrada a línea se calculan de la siguiente manera:

$$U_{rp (fase-fase)} = 2 * U_{ps} [kV]$$

El nivel de protección al impulso de tipo de maniobra se encuentra en la celda C108:

$$U_{rp} = 2 * C108$$

- Tensiones representativas para todos los demás equipos

Las tensiones representativas de fase a tierra para los demás equipos se calculan de la siguiente manera:

$$U_{rp (fase-tierra)} = U_{ps} [kV]$$

El nivel de protección al impulso de tipo de maniobra se encuentra en la celda C108:

$$U_{rp} = C108$$

Las tensiones representativas de fase a fase para los demás equipos se calculan de la siguiente manera:

$$U_{rp (fase-fase)} = U_{pt} [kV]$$

Las sobretensiones para los equipos en la entrada de línea, sin tomar en cuenta los pararrayos, se encuentra en la celda G101:

$$U_{rp} = G101$$

5.1.1.2. Determinación de las tensiones de soportabilidad para coordinación (U_{cw})

En la siguiente sección se calculan las tensiones de soportabilidad para coordinación.

5.1.1.2.1. Tensiones de coordinación para sobretensiones temporales

La IEC 60071-2 determina en el apartado H.1.1.2.1 que el factor K_c es igual a 1. La tensión de coordinación de fase a tierra y de fase a fase para sobretensiones temporales se calcula de la siguiente manera:

$$U_{cw (fase-tierra)} = K_c * U_{rp (fase-tierra)} [kV]$$

$$U_{cw (fase-fase)} = K_c * U_{rp (fase-fase)} [kV]$$

Sabiendo que la tensión representativa de fase a tierra y de fase a fase se encuentran en la celda G51 y G61 respectivamente:

$$U_{cw} = 1 * G51$$

$$U_{cw} = 1 * G61$$

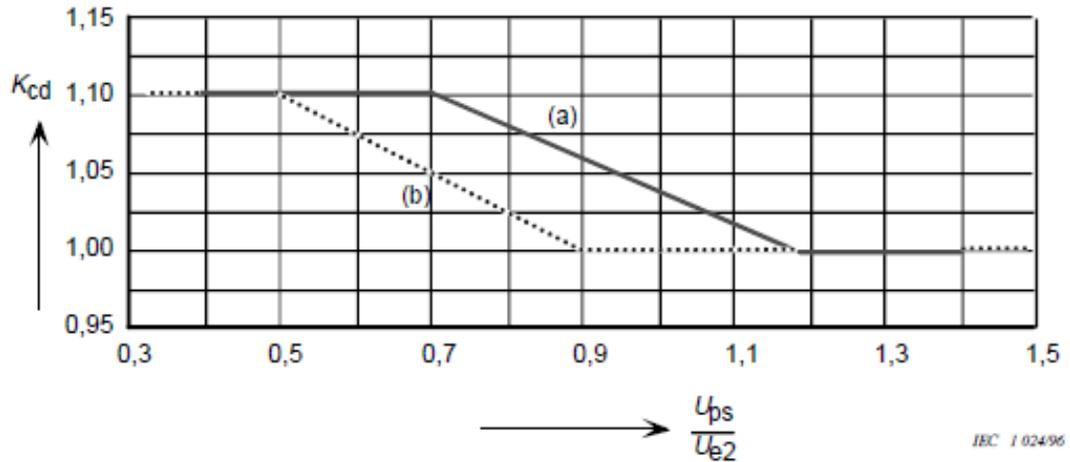
5.1.1.2.2. Tensiones de coordinación para sobretensiones de frente lento

Las tensiones de coordinación se calculan con la siguiente fórmula:

$$U_{cw} = K_{cd} * U_{rp}$$

El factor K_{cd} se define en la IEC 60071-2 mediante el método determinístico con la siguiente figura:

Figura 18. Evaluación del factor determinístico de coordinación K_{cd}

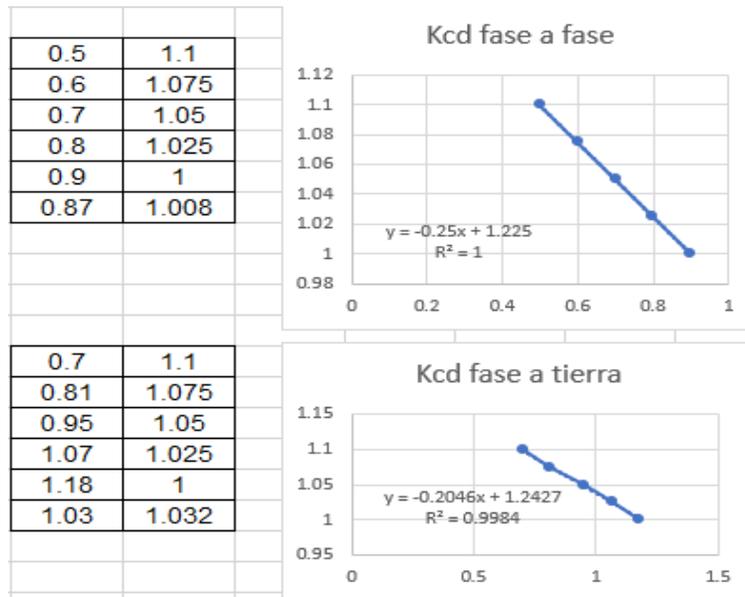


Fuente: IEC 60071-2. (1996). *Figura 6. Evaluación del factor determinístico de coordinación K_{cd} .* p. 75.

Primero se debe obtener la relación $\frac{U_{ps}}{U_{e2}}$ y luego se compara en la línea a para el factor K_{cd} de fase a tierra y en la línea b para el factor K_{cd} de fase a fase.

En la hoja de Referencias, tomando en cuenta los puntos para la línea a y los puntos de la línea b, se realizó una gráfica para las pendientes de la Figura 18. Cuando se realiza una gráfica, Excel permite obtener la ecuación de la función que se graficó.

Figura 19. **Gráfica realizada con los puntos para obtener la ecuación de la función**



Fuente: elaboración propia.

Luego de obtener el factor K_{cd} , se multiplica este valor por la tensión representativa correspondiente.

En la celda G151 se obtiene la siguiente relación:

$$\frac{U_{ps}}{U_{e2 (fase-tierra)}} = \frac{124}{177} = 0.70$$

$$K_{cd} = C108/G70$$

Seguidamente, en la celda G152 se verifica que la relación no exceda los límites de la curva a en la Figura 18 con una función IF de la siguiente manera:

$$\text{Kcd corregido} = \text{IF}(\text{G151} < 0.7, 1.1, \text{IF}(\text{G151} > 1.8, 1, (-0.2046 * \text{G151} + 1.2427)))$$

Luego de esto, se tiene el valor de la tensión de coordinación de fase a tierra en equipos de entrada a línea en la celda G156, considerando que el valor de la tensión representativa se encuentra en la celda G115:

$$U_{cw} = \text{G152} * \text{G115}$$

En la celda G160 se obtiene la siguiente relación:

$$\frac{2 * U_{ps}}{U_{p2} \text{ (fase-fase)}} = \frac{2 * 141}{266} = 0.93$$

$$\text{Kcd} = \text{G119} / \text{G74}$$

En la celda G161 se verifica que la relación no exceda los límites de la curva b en la figura 18 con una función IF de la siguiente manera:

$$\text{Kcd corregido} = \text{IF}(\text{G160} < 0.5, 1.1, \text{IF}(\text{G160} > 0.9, 1, (-0.25 * \text{G160} + 1.225)))$$

Luego de esto, se tiene el valor de la tensión de coordinación de fase a fase en equipos de entrada a línea en la celda G164, considerando que el valor de la tensión representativa se encuentra en la celda G119:

$$U_{cw} = \text{G161} * \text{G119}$$

En la celda G171 se obtiene la siguiente relación:

$$\frac{U_{ps}}{U_{e2} \text{ (fase-tierra)}} = \frac{124}{112} = 1.10$$

$$U_{cw} = G161 * G119$$

En la celda G161 se verifica que la relación no exceda los límites de la curva a en la figura 18 con una función IF de la siguiente manera:

$$K_{cd} \text{ corregido} = \text{IF}(G171 < 0.7, 1.1, \text{IF}(G171 > 1.8, 1, (-0.2046 * G171 + 1.2427)))$$

Luego de esto, se tiene el valor de la tensión de coordinación de fase a tierra en todos los demás equipos en la celda G175, considerando que el valor de la tensión representativa se encuentra en la celda G126:

$$U_{cw} = G172 * G126$$

En la celda G179 se obtiene la siguiente relación:

$$\frac{U_{pt}}{U_{p2} \text{ (fase-fase)}} = \frac{189}{171} = 1.10$$

$$K_{cd} = G101 / G93$$

En la celda G180 se verifica que la relación no exceda los límites de la curva a en la figura 18 con una función IF de la siguiente manera:

$$K_{cd} \text{ corregido} = \text{IF}(G179 < 0.5, 1.1, \text{IF}(G179 > 0.9, 1, (-0.25 * G179 + 1.225)))$$

Luego de esto, se tiene el valor de la tensión de coordinación de fase a fase en todos los demás equipos en la celda G183, considerando que el valor de la tensión representativa se encuentra en la celda G130:

$$U_{cw} = G180 * G130$$

5.1.1.2.3. Tensiones de coordinación para sobretensiones de frente rápido

Las tensiones de coordinación para sobretensiones de frente rápido se determinan con la siguiente ecuación:

$$U_{cw} = U_{pl} + \frac{A}{n} * \frac{L}{L_{sp} + L_a}$$

Los factores U_{pl} , A , n , L , L_{sp} y L_a se definen en las celdas G108, G190, G191, G192, G193, G194 respectivamente de la siguiente manera:

$$A = 4500$$

$$n = \text{LOOKUP}(C13, \{69, 230, 400\}, \{6, 5, 1\})$$

$$L = 0.015$$

$$L_{sp} = \text{LOOKUP}(C13, \{69, 230, 400\}, \{0.09, 0.13, 420\})$$

La tensión de coordinación se encuentra en la celda G195 definida de la siguiente manera:

$$U_{cw} = G108 + (G190/G191) * (G192 / (G193 + G194))$$

5.1.1.3. Conversión a tensiones de soportabilidad normalizadas (U_w)

En esta sección se convierten las tensiones a tensiones de soportabilidades normalizadas.

5.1.1.3.1. Conversión a tensión de soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial

- Equipo en la entrada de línea

La conversión a tensión de soportabilidad de fase a tierra de corta duración a frecuencia industrial se realiza mediante esta fórmula:

$$SDW_{(fase-tierra)} = U_{rw} * (0.6 + \frac{U_{rw}}{8,500}) [kV]$$

El resultado se encuentra descrito en la celda G283, considerando que la tensión de coordinación se encuentra en la celda G277:

$$SDW = G277*(0.6+G277/8500)$$

La conversión a tensión de soportabilidad de fase a fase de corta duración a frecuencia industrial se realiza mediante esta fórmula:

$$SDW_{(fase-fase)} = U_{rw} * (0.6 + \frac{U_{rw}}{12,700}) [kV]$$

El resultado se encuentra descrito en la celda G287, considerando que la tensión de coordinación se encuentra en la celda G235:

$$SDW = G235*(0.6+G235/12700)$$

- Para todos los demás equipos

La conversión a tensión de soportabilidad de fase a tierra de corta duración a frecuencia industrial se realiza mediante esta fórmula:

$$SDW_{(fase-tierra)} = U_{rw} * \left(0.6 + \frac{U_{rw}}{8,500} \right) [kV]$$

El resultado se encuentra descrito en la celda G294, considerando que la tensión de coordinación se encuentra en la celda G246:

$$SDW = G246 * (0.6 + G246/8500)$$

La conversión a tensión de soportabilidad de fase a fase de corta duración a frecuencia industrial se realiza mediante esta fórmula:

$$SDW_{(fase-fase)} = U_{rw} * \left(0.6 + \frac{U_{rw}}{12,700} \right) [kV]$$

El resultado se encuentra descrito en la celda G298, considerando que la tensión de coordinación se encuentra en la celda G254:

$$SDW = G254 * (0.6 + G254/12700)$$

5.1.1.3.2. Conversión a tensión de soportabilidad del impulso de rayo

- Equipo en la entrada de línea

La conversión a tensión de soportabilidad del impulso de rayo de fase a tierra se realiza mediante esta fórmula:

$$LIW_{(fase-tierra)} = 1.3 * U_{rw} [kV]$$

El resultado se encuentra descrito en la celda G306, considerando que la tensión de coordinación se encuentra en la celda G227:

$$LIW = 1.3 * G227$$

La conversión a tensión de soportabilidad del impulso de rayo de fase a fase se realiza mediante esta fórmula:

$$LIW_{(fase-fase)} = U_{rw} * \left(1.05 + \frac{U_{rw}}{9,000} \right) [kV]$$

El resultado se encuentra descrito en la celda G310, considerando que la tensión de coordinación se encuentra en la celda G235:

$$LIW = G235 * (1.05 + G235/9,000)$$

- Para todos los demás equipos

La conversión a tensión de soportabilidad del impulso de rayo de fase a tierra se realiza mediante esta fórmula:

$$LIW_{(fase-tierra)} = 1.3 * U_{rw} [kV]$$

El resultado se encuentra descrito en la celda G316, considerando que la tensión de coordinación se encuentra en la celda G246:

$$LIW = 1.3 * G246$$

La conversión a tensión de soportabilidad del impulso de rayo de fase a fase se realiza mediante esta fórmula:

$$LIW_{(fase-fase)} = U_{rw} * (1.05 + \frac{U_{rw}}{9,000}) [kV]$$

El resultado se encuentra descrito en la celda G320, considerando que la tensión de coordinación se encuentra en la celda G254:

$$LIW = G254 * (1.05 + G254/9000)$$

5.2. Implementación del diseño de distancias mínimas

La implementación del diseño de distancias mínimas en Excel comienza seleccionando de la lista desplegable la tensión o voltaje nominal del sistema en la celda C12; seguidamente, se debe seleccionar la altura sobre el nivel del mar en la celda F12; la condición de humedad en la celda I14 y finalmente, se ingresa manualmente la temperatura asignada para el diseño en la celda F14.

Figura 20. **Ubicación por fila y columna de los parámetros de diseño ingresados para las Distancias mínimas**

Departamento de Planeación e Ingeniería					
Distancias Mínimas					
Tensión nominal (kV)	69	m.s.n.m [m]	1000	K	1.3
Tensión máxima (kV)	72.5	Presión atmosférica [mbar]	905	C	0.03
BIL (kV)	350	Temperatura [°C]	25	Kh	1

Fuente: elaboración propia.

5.2.1. Dimensionamiento de distancias mínimas en aire

Las distancias mínimas para la subestación se determinan en la siguiente sección.

5.2.1.1. Cálculo del valor básico

- Tensión crítica de flameo

La tensión crítica de flameo se calcula con la fórmula:

$$TCF = \frac{BIL}{(1 - KC)} [kV]$$

En la hoja de Distancias mínimas de Excel, el BIL corresponde a la celda C14, K a la celda I12 y C a la celda I13:

$$TCF = C14/(1-I12*I13)$$

- Factor de densidad del aire (δ)

La densidad de aire se calcula con la siguiente fórmula:

$$\delta = \frac{0.294 * b}{(273 + T)}$$

En la hoja de Distancias mínimas de Excel, la presión atmosférica b corresponde a la celda a F13 y la temperatura se encuentra en la celda F14:

$$\delta \text{ calculado} = (0.294 * F13)/(273 + F14)$$

- Distancia de fase a tierra

La distancia de fase a tierra se calcula con la siguiente fórmula:

$$d = \frac{TCF * K_h}{550 * \delta} [m]$$

En la hoja de Distancias mínimas de Excel, la TCF se encuentra en la celda G55, el factor de humedad K_h se encuentra en la celda I14 y la densidad de aire δ se encuentra en la celda G58:

$$d_{\text{mínima}} = (G55 * I14)/(550 * G58)$$

La norma IEC 60071-1 y 60071-2 recomienda aumentar la distancia fase-tierra en 10 % para tensiones de Rango I y en 6 % a tensiones de Rango II. Esta corrección se realiza con un IF que compara la tensión nominal del sistema para así aplicar correctamente el factor:

$$d_{\text{corregida 10 \% o 6 \%}} = \text{IF}(\text{C12} < 231, \text{G63} * 1.1, \text{G63} * 1.06)$$

Las correcciones por altura de la distancia mínima se realizan con la fórmula:

$$d = d + 0.0125 * d * \frac{h - 1,000}{100} [m]$$

Este resultado se encuentra en la celda G67, de manera que el resultado final de la distancia fase tierra se encuentra en la celda G69.

$$d_{ft} = \text{G67}$$

- Distancia de fase a fase

La distancia de fase a fase se calcula con la siguiente fórmula:

$$d_{ff} = 1.15 * d [m]$$

Considerando el resultado de la distancia fase tierra ubicado en la celda G69:

$$d_{ff} = 1.15 * \text{G69}$$

Las correcciones por altura de la distancia mínima se realizan con la fórmula:

$$d_{ff} = d_{ff} + 0.0125 * d_{ff} * \frac{h - 1,000}{100} [m]$$

Este resultado se encuentra en la celda G78, de manera que el resultado final de la distancia fase tierra se encuentra en la celda G80.

$$dff = G78$$

5.2.2. Determinación de la zona de seguridad

En la siguiente sección se determina la zona de seguridad.

5.2.2.1. Movimiento de vehículos

- Movimiento de vehículos vertical

El movimiento de vehículos vertical se calcula con la siguiente fórmula:

$$d_v = (d + 0.5) + 4.5 [m]$$

Considerando que la distancia de fase a tierra se encuentra en la celda G69:

$$dv = (G69+0.5)+4.5$$

- Movimiento de vehículos horizontal

El movimiento de vehículos horizontal se calcula con la siguiente fórmula:

$$d_h = (d + 0.7) * 2 + 2.5 [m]$$

Considerando que la distancia de fase a tierra se encuentra en la celda G69:

$$dh = (G69+0.7)*2+2.5$$

5.2.2.2. Movimiento de personas

- Movimiento del personal vertical

El movimiento de personal vertical se calcula con la siguiente fórmula:

$$d_v = 2.25 + d [m]$$

Considerando que la distancia de fase a tierra se encuentra en la celda G69:

$$dv = 2.25+G69$$

- Movimiento del personal horizontal

El movimiento de personal horizontal se calcula con la siguiente fórmula:

$$d_h = 0.9 + d [m]$$

Considerando que la distancia de fase a tierra se encuentra en la celda G69:

$$dh = 0.9 + G69$$

5.2.2.3. Trabajo sobre equipos o conductores

- Zona de trabajo vertical

La zona de trabajo vertical se calcula con la siguiente fórmula:

$$d_v = d + 2.3 [m]$$

Considerando que la distancia de fase a tierra se encuentra en la celda G69:

$$dv = G69 + 2.3$$

- Zona de trabajo horizontal

La zona de trabajo horizontal se calcula con la siguiente fórmula:

$$d_h = d + 1.75 [m]$$

Considerando que la distancia de fase a tierra se encuentra en la celda G69:

$$dh = G69 + 1.75$$

5.2.3. Distancias para dimensionamiento de subestaciones

Las distancias para dimensionamiento de subestaciones se determinan en la siguiente sección.

5.2.3.1. Primer nivel de barras (h_s)

El primer nivel de barras se calcula con la siguiente fórmula:

$$h_s = 2.3 + 0.0105 * U_m [m]$$

Considerando que el nivel máximo de tensión para equipo o material se encuentra en la celda C13:

$$h_s \text{ mínima} = 2.3 + 0.0105 * C13$$

La IEC 60071-1 y 60071-2 recomienda que este valor nunca sea menor a 3, por lo cual en la celda G161, se valida con la función IF el resultado para asegurar que siempre sea mayor a 3 m:

$$h_s \text{ corregida} = \text{IF}(G160 < 3, 3, G160)$$

Las correcciones por altura del primer nivel de barras se realizan con la fórmula:

$$h_s = h_s + 0.0125 * h_s * \frac{h - 1,000}{100} [m]$$

Considerando que el resultado del primer nivel de barras corregido se encuentra en la celda G161:

$$hs \text{ corregida} = G161 + 0.0125 * G161 * (F12 - 1000) / 100$$

5.2.3.2. Segundo nivel de barras (h_b)

El segundo nivel de barras se calcula con la siguiente fórmula:

$$h_b = 5 + 0.0125 * U_m [m]$$

Considerando que el nivel máximo de tensión para equipo o material se encuentra en la celda C13:

$$hb = 5 + 0.0125 * C13$$

Las correcciones por altura del segundo nivel de barras se realizan con la fórmula:

$$h_b = h_b + 0.0125 * h_b * \frac{h - 1,000}{100} [m]$$

Considerando que el resultado del segundo nivel de barras se encuentra en la celda G170:

$$hb \text{ corregida} = G170 + 0.0125 * G170 * (F12 - 1000) / 100$$

5.2.3.3. Altura de líneas

La altura de líneas se calcula con la siguiente fórmula:

$$h_l = 5 + 0.006 * U_m [m]$$

Considerando que el nivel máximo de tensión para equipo o material se encuentra en la celda C13:

$$hl = 5 + 0.006 * C13$$

Las correcciones por altura de la altura de líneas se realizan con la fórmula:

$$h_l = h_l + 0.0125 * h_l * \frac{h - 1,000}{100} [m]$$

Considerando que el resultado de la altura de líneas se encuentra en la celda G180:

$$hl \text{ corregido} = G180 + 0.0125 * G180 * (F12 - 1000) / 100$$

5.2.3.4. Distancia entre barras

- Distancia de fase a fase entre barras rígidas

La distancia entre barras rígidas se calcula con la siguiente fórmula:

$$d_{ff} = k * d [m]$$

El factor de k toma el valor de 1.5 para tensiones menores a 230 kV y 1.8 para tensiones mayores a 230 kV. Este valor se verifica con la siguiente fórmula:

$$k = \text{LOOKUP}(C12, \{69, 230, 400\}, \{1.5, 1.5, 1.8\})$$

Considerando que el factor k se encuentra en la celda G189 y la distancia de fase a tierra se encuentra en la celda C69:

$$\text{dff barras} = \text{G69} * \text{G189}$$

- Distancia de fase a fase entre barras flexibles

Derivado de la IEC 60071-1 y pruebas de aislamiento, se tienen valores básicos de impulso al rayo para polos abiertos, los cuales se encuentran en una tabla en la hoja de Referencias y son asignados a la celda G198 con la función de VLOOKUP:

$$\text{BILpa} = \text{VLOOKUP}(\text{C12}, \text{Referencia!A1:D5}, 4, \text{FALSE})$$

Es con esta información que se puede calcular la distancia de polos abiertos del seccionador con la siguiente fórmula:

$$d = \frac{\text{BILpa} * 1.1}{(1 - \text{KC}) * 550 * \delta} [m]$$

Considerando que el BILpa se encuentra en la celda G198, K en la celda I12, C en la celda I13, la densidad de aire δ en la celda G58:

$$\text{dpa} = (\text{G198} * 1.1) / ((1 - \text{I12} * \text{I13}) * 550 * \text{G58})$$

Seguidamente, la distancia entre barras flexibles se calcula con la siguiente fórmula:

$$d_{ff} = k * d [m]$$

El factor de k toma el valor de 1.8 para tensiones menores a 230 kV y 2 para tensiones mayores a 230 kV en claros menores a 40 m. Este valor se verifica con la siguiente fórmula en la celda D205:

$$\text{Claros} \leq 40\text{m}, k = \text{LOOKUP}(C12,\{69,230,400\},\{1.8,1.8,2\})$$

En claros mayores de 40 m, el valor de k es de 2 para tensiones menores a 230 kV y 2.5 para tensiones mayores a 230 kV. Este valor se verifica con la siguiente fórmula:

$$\text{Claros} > 40\text{m}, k = \text{LOOKUP}(C12,\{69,230,400\},\{1.8,1.8,2\})$$

El resultado del claro se encuentra en la celda G201 y se calcula de la siguiente manera, considerando tres bahías y medio metro para cada punto de apoyo:

$$\text{Claro} = 2 * (d_{ft} + d_{ff} + d_{pa}) * 3 + 2 [m]$$

Considerando que el valor de la distancia de fase tierra se encuentra en la celda G69, la distancia de fase de tierra en la celda G80 y la distancia de polos abiertos en la celda G199:

$$\text{Claro} = (2*(G69 +G80+G199))*3+2$$

En la celda G202 se valida con un IF el valor de k a utilizar:

$$k = \text{IF}(G201 \leq 40, D205, D206)$$

Considerando que el factor k se encuentra en la celda G202 y el valor de la distancia de fase a tierra en la celda G69:

$$\text{dff barras} = \text{G205} * 1.25$$

5.3. Implementación de código VBA para automatizar la impresión del informe

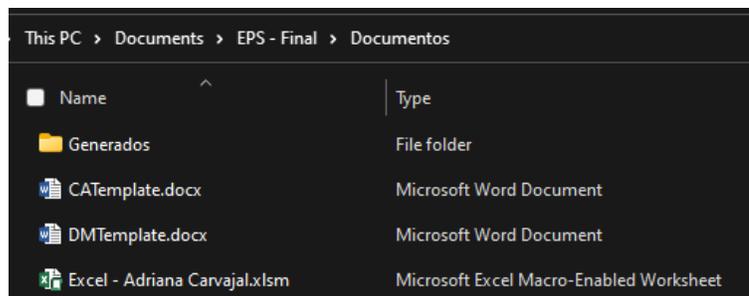
En las hojas de Coordinación de aislamiento y de Distancias mínimas se cuenta con un botón de Imprimir resultados. Este botón contiene el macro que imprime los resultados, previamente tabulados en sus hojas respectivas, en marcadores dentro de plantillas de Word. El documento de Excel y las plantillas de Word se deben mantener en una misma carpeta, en la cual finalmente se creará una carpeta con los archivos finales en formato PDF y Word editable.

El código implementado se encuentra en el apéndice 3.

6. RESULTADOS

El resultado del diseño implementado se encuentra automatizado en un Excel con macros. Así mismo, las plantillas donde finalmente se imprimen los resultados y se generan los informes deben encontrarse en una misma ubicación. En el folder donde se encuentren las plantillas y el Excel, se creará una carpeta llamada Generados, donde se guardarán los informes en formato Word editable y PDF.

Figura 21. **Folder con los archivos y la carpeta con los informes generados**

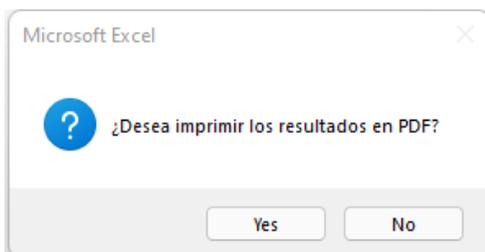


Fuente: elaboración propia.

El correcto funcionamiento del macro para imprimir los resultados en la plantilla respectiva depende de que se mantengan unidas las plantillas y el Excel en una misma carpeta. Así mismo, para evitar el borrado de información en la hoja de Referencias, se restringió la visibilidad desde el menú de Desarrollador. En el documento de Excel se cuenta solamente con la hoja de Coordinación de aislamiento y Distancias mínimas visibles.

En ambas hojas se encuentra un botón de Imprimir resultados que finalmente traslada los datos obtenidos hacia las plantillas de Word. Al dar clic en el botón con el macro, se obtiene la siguiente ventana:

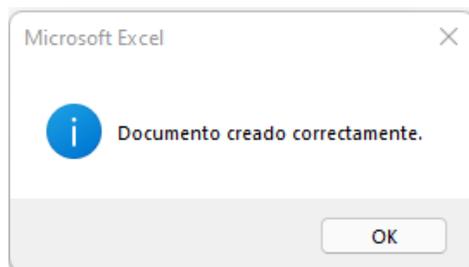
Figura 22. **Confirmación de que se quieren imprimir los resultados**



Fuente: elaboración propia.

Si se da clic en Sí o Yes, se obtiene una ventana al finalizar el proceso que indica que los documentos se crearon correctamente.

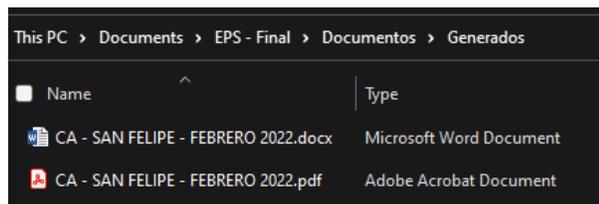
Figura 23. **Confirmación de que los documentos se crearon correctamente**



Fuente: elaboración propia.

Finalmente, en la carpeta de Generados se obtienen dos documentos, uno en formato Word editable y un segundo documento en formato PDF.

Figura 24. **Carpeta de Generados con los informes en formato Word y PDF**



Fuente: elaboración propia.

Los resultados de la coordinación de aislamiento se resumen en una tabla dentro de la hoja de Coordinación de aislamiento de la siguiente manera:

Figura 25. **Cuadro de resultados para la Coordinación de aislamiento**




Coordinación de aislamiento

Departamento de Planeación e Ingeniería

Tensión nominal (kV)	230	Altura	1000		
Tensión máxima (kV)	245.0	Presión atmosférica (cm Hg)	905	C	0.03
BIL (kV)	1050	Temperatura (°C)	25	Kh	1.4

Resultados					
		Aislamiento externo			
		Equipo de entrada a línea		Todos los demás equipos	
		Unv Sin corrección	Unv Con corrección	Unv Sin corrección	Unv Con corrección
Sobretensiones temporales	f4	251.87	341.71	251.87	317.93
	f7	407.17	500.54	407.17	500.54
Impulso de maniobra	f4	517.09		483.96	
	f7	944.90		758.70	
Impulso de rayo	f4	578.73	672.21	578.73	629.15
	f7	578.73	1091.35	578.73	860.59
Fecha	FEBRERO 2022				
Estación	SAN FELIPE				

Imprimir resultados

Fuente: elaboración propia.

El botón de Imprimir resultados tiene asignado el macro CrearPDFCA que imprime los datos del cuadro Resultados en la plantilla de Word. La plantilla de Word cuenta con marcadores sobre los cuales se traslada la información generada en el Excel. Estos marcadores se encuentran resaltados con una I mayúscula gris.

Figura 26. **Plantilla de Word con marcadores para la Coordinación de aislamiento**



Fuente: elaboración propia.

Figura 27. Plantilla de Word con los resultados de la Coordinación de aislamiento

  <p>RESUMEN DEL DISEÑO DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA SAN FELIPE</p> <p>FEBRERO 2022</p> <p>DIVISIÓN DE PLANEACIÓN E INGENIERÍA DEPARTAMENTO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS</p>	  <p>FEBRERO 2022 Folio 2 Autor: Cesar</p> <p>INFORME TÉCNICO SOBRE LOS VALORES UTILIZADOS PARA EL DISEÑO DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA</p> <p>A continuación, se muestran los valores con los cuales se realizaron dichos diseños.</p> <p>Coordinación de aislamiento</p> <p>1.1 REPORTE DE LOS VALORES UTILIZADOS</p> <p>CARACTERÍSTICAS DEL AMBIENTE</p> <table border="1"> <tr> <td>Voltaje Nominal</td> <td>230.00 (V)</td> <td>Temperatura</td> <td>25.00 (°C)</td> </tr> <tr> <td>Voltaje Máximo</td> <td>245.00 (V)</td> <td>Altitud</td> <td>1.000.00 (m)</td> </tr> <tr> <td>Presión Atmosférica</td> <td>805.00 (mmHg)</td> <td>Frecuencia</td> <td>60 (Hz)</td> </tr> <tr> <td>Humedad</td> <td>35.40</td> <td></td> <td></td> </tr> </table> <p>VALORES OBTENIDOS</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2" rowspan="2"></th> <th colspan="4">Resultados</th> </tr> <tr> <th colspan="2">Aislamiento externo</th> <th colspan="2">Todos los demás equipos</th> </tr> <tr> <th colspan="2"></th> <th colspan="2">Equipo de entrada a línea</th> <th colspan="2"></th> </tr> <tr> <th colspan="2"></th> <th>Line Sin conexión</th> <th>Line Con conexión</th> <th>Line Sin conexión</th> <th>Line Con conexión</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Coberturas</td> <td>SI</td> <td>251.87</td> <td>341.71</td> <td>251.87</td> <td>317.93</td> </tr> <tr> <td>temporales</td> <td>SI</td> <td>407.17</td> <td>500.54</td> <td>407.17</td> <td>500.54</td> </tr> <tr> <td>Impulso de maniobra</td> <td>SI</td> <td>577.09</td> <td></td> <td>453.09</td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td>SI</td> <td>644.90</td> <td></td> <td>758.70</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Impulso de rayo</td> <td>SI</td> <td>578.73</td> <td>672.21</td> <td>578.73</td> <td>678.15</td> </tr> <tr> <td></td> <td>SI</td> <td>578.73</td> <td>1.001.35</td> <td>578.73</td> <td>800.50</td> </tr> </tbody> </table>	Voltaje Nominal	230.00 (V)	Temperatura	25.00 (°C)	Voltaje Máximo	245.00 (V)	Altitud	1.000.00 (m)	Presión Atmosférica	805.00 (mmHg)	Frecuencia	60 (Hz)	Humedad	35.40					Resultados				Aislamiento externo		Todos los demás equipos				Equipo de entrada a línea						Line Sin conexión	Line Con conexión	Line Sin conexión	Line Con conexión	Coberturas	SI	251.87	341.71	251.87	317.93	temporales	SI	407.17	500.54	407.17	500.54	Impulso de maniobra	SI	577.09		453.09			SI	644.90		758.70		Impulso de rayo	SI	578.73	672.21	578.73	678.15		SI	578.73	1.001.35	578.73	800.50
	Voltaje Nominal	230.00 (V)	Temperatura	25.00 (°C)																																																																							
Voltaje Máximo	245.00 (V)	Altitud	1.000.00 (m)																																																																								
Presión Atmosférica	805.00 (mmHg)	Frecuencia	60 (Hz)																																																																								
Humedad	35.40																																																																										
		Resultados																																																																									
		Aislamiento externo		Todos los demás equipos																																																																							
		Equipo de entrada a línea																																																																									
		Line Sin conexión	Line Con conexión	Line Sin conexión	Line Con conexión																																																																						
Coberturas	SI	251.87	341.71	251.87	317.93																																																																						
temporales	SI	407.17	500.54	407.17	500.54																																																																						
Impulso de maniobra	SI	577.09		453.09																																																																							
	SI	644.90		758.70																																																																							
Impulso de rayo	SI	578.73	672.21	578.73	678.15																																																																						
	SI	578.73	1.001.35	578.73	800.50																																																																						

Fuente: elaboración propia.

Figura 28. Documento en formato PDF con los resultados de la Coordinación de aislamiento

  <p>RESUMEN DEL DISEÑO DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA SAN FELIPE</p> <p>FEBRERO 2022</p> <p>DIVISIÓN DE PLANEACIÓN E INGENIERÍA DEPARTAMENTO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS</p>	  <p>FEBRERO 2022 Folio 2 Autor: Cesar</p> <p>INFORME TÉCNICO SOBRE LOS VALORES UTILIZADOS PARA EL DISEÑO DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA</p> <p>A continuación, se muestran los valores con los cuales se realizaron dichos diseños.</p> <p>Coordinación de aislamiento</p> <p>1.1 REPORTE DE LOS VALORES UTILIZADOS</p> <p>CARACTERÍSTICAS DEL AMBIENTE</p> <table border="1"> <tr> <td>Voltaje Nominal</td> <td>230.00 (V)</td> <td>Temperatura</td> <td>25.00 (°C)</td> </tr> <tr> <td>Voltaje Máximo</td> <td>245.00 (V)</td> <td>Altitud</td> <td>1.000.00 (m)</td> </tr> <tr> <td>Presión Atmosférica</td> <td>805.00 (mmHg)</td> <td>Frecuencia</td> <td>60 (Hz)</td> </tr> <tr> <td>Humedad</td> <td>35.40</td> <td></td> <td></td> </tr> </table> <p>VALORES OBTENIDOS</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2" rowspan="2"></th> <th colspan="4">Resultados</th> </tr> <tr> <th colspan="2">Aislamiento externo</th> <th colspan="2">Todos los demás equipos</th> </tr> <tr> <th colspan="2"></th> <th colspan="2">Equipo de entrada a línea</th> <th colspan="2"></th> </tr> <tr> <th colspan="2"></th> <th>Line Sin conexión</th> <th>Line Con conexión</th> <th>Line Sin conexión</th> <th>Line Con conexión</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Coberturas</td> <td>SI</td> <td>251.87</td> <td>341.71</td> <td>251.87</td> <td>317.93</td> </tr> <tr> <td>temporales</td> <td>SI</td> <td>407.17</td> <td>500.54</td> <td>407.17</td> <td>500.54</td> </tr> <tr> <td>Impulso de maniobra</td> <td>SI</td> <td>577.09</td> <td></td> <td>453.09</td> <td></td> </tr> <tr> <td></td> <td>SI</td> <td>644.90</td> <td></td> <td>758.70</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Impulso de rayo</td> <td>SI</td> <td>578.73</td> <td>672.21</td> <td>578.73</td> <td>678.15</td> </tr> <tr> <td></td> <td>SI</td> <td>578.73</td> <td>1.001.35</td> <td>578.73</td> <td>800.50</td> </tr> </tbody> </table>	Voltaje Nominal	230.00 (V)	Temperatura	25.00 (°C)	Voltaje Máximo	245.00 (V)	Altitud	1.000.00 (m)	Presión Atmosférica	805.00 (mmHg)	Frecuencia	60 (Hz)	Humedad	35.40					Resultados				Aislamiento externo		Todos los demás equipos				Equipo de entrada a línea						Line Sin conexión	Line Con conexión	Line Sin conexión	Line Con conexión	Coberturas	SI	251.87	341.71	251.87	317.93	temporales	SI	407.17	500.54	407.17	500.54	Impulso de maniobra	SI	577.09		453.09			SI	644.90		758.70		Impulso de rayo	SI	578.73	672.21	578.73	678.15		SI	578.73	1.001.35	578.73	800.50
	Voltaje Nominal	230.00 (V)	Temperatura	25.00 (°C)																																																																							
Voltaje Máximo	245.00 (V)	Altitud	1.000.00 (m)																																																																								
Presión Atmosférica	805.00 (mmHg)	Frecuencia	60 (Hz)																																																																								
Humedad	35.40																																																																										
		Resultados																																																																									
		Aislamiento externo		Todos los demás equipos																																																																							
		Equipo de entrada a línea																																																																									
		Line Sin conexión	Line Con conexión	Line Sin conexión	Line Con conexión																																																																						
Coberturas	SI	251.87	341.71	251.87	317.93																																																																						
temporales	SI	407.17	500.54	407.17	500.54																																																																						
Impulso de maniobra	SI	577.09		453.09																																																																							
	SI	644.90		758.70																																																																							
Impulso de rayo	SI	578.73	672.21	578.73	678.15																																																																						
	SI	578.73	1.001.35	578.73	800.50																																																																						

Fuente: elaboración propia.

La coordinación de aislamiento para el nivel de tensión de 400 kV cuenta con los siguientes resultados:

Tabla VII. **Coordinación de aislamiento para 400 kV**

Resultados					
Aislamiento externo					
		Equipo de entrada a línea		Todos los demás equipos	
		U _{rw} Sin corrección	U _{rw} Con corrección	U _{rw} Sin corrección	U _{rw} Con corrección
Sobretensiones temporales	f-t	430.19	622.88	430.19	577.22
	f-f	698.00	913.57	698.00	913.57
Impulso de maniobra	f-t	884.67		827.70	
	f-f	1,621.97		1,300.62	
Impulso de rayo	f-t	917.97	1,150.07	917.97	1,076.01
	f-f	921.36	1,995.37	921.36	1,553.61

Fuente: elaboración propia.

La coordinación de aislamiento para el nivel de tensión de 230 kV cuenta con los siguientes resultados:

Tabla VIII. **Coordinación de aislamiento para 230 kV**

Resultados					
Aislamiento externo					
		Equipo de entrada a línea		Todos los demás equipos	
		U _{rw} Sin corrección	U _{rw} Con corrección	U _{rw} Sin corrección	U _{rw} Con corrección
Sobretensiones temporales	f-t	251.87	341.71	251.87	317.93
	f-f	407.17	500.54	407.17	500.54
Impulso de maniobra	f-t	517.09		483.96	
	f-f	944.90		758.70	
Impulso de rayo	f-t	578.73	672.21	578.73	629.15
	f-f	578.73	1091.35	578.73	860.59

Fuente: elaboración propia.

La coordinación de aislamiento para el nivel de tensión de 69 kV cuenta con los siguientes resultados:

Tabla IX. **Coordinación de aislamiento para 69 kV**

Resultados					
		Aislamiento externo			
		Equipo de entrada a línea		Todos los demás equipos	
		U _{rw} Sin corrección	U _{rw} Con corrección	U _{rw} Sin corrección	U _{rw} Con corrección
Sobretensiones temporales	f-t	74.48	100.23	74.48	92.45
	f-f	120.40	138.58	120.40	138.58
Impulso de maniobra	f-t	161.92		149.70	
	f-f	294.39		224.36	
Impulso de rayo	f-t	206.66	210.49	206.66	194.60
	f-f	206.66	318.74	206.66	241.17

Fuente: elaboración propia.

Los resultados de las distancias mínimas se resumen en una tabla dentro de la hoja de Distancias mínimas de la siguiente manera:

Figura 29. Cuadro de resultados para las Distancias mínimas



Departamento de Planeación e Ingeniería					
Distancias Mínimas					

Tensión nominal (kV)	230	m. s.n.m (m)	1000	K	1.3
Tensión máxima (kV)	245.0	Presión atmosférica (mbar)	905	C	0.03
BIL (kV)	1050	Temperatura (°C)	25	Kh	1

Datos	Fecha	FEBRERO 2022
	Subestacion	San
	Tensión Nominal	230.00
	Tensión máxima	245.0
	BIL	1050
	Altitud	1000
	Presión atmosférica	905
	Temperatura	25
	Factor de humedad	1
Resultados	TCF	1093
	s	0.89
	dlt	2.45
	dff	2.81
	Altura del primer nivel de buses (hs)	4.87
	Altura del segundo nivel de buses (hb)	8.06
	Altura de remate de las líneas de transmisión (hL)	6.47
	Circulación de personas (horizontal)	3.35
	Circulación de personas (vertical)	4.70
Circulación de vehículos (horizontal)	8.79	
Circulación de vehículos (vertical)	7.45	

Fuente: elaboración propia.

El botón de Imprimir resultados tiene asignado el macro CrearPDFDM que imprime los datos del cuadro Resultados en la plantilla de Word. La plantilla de Word cuenta con marcadores sobre los cuales se traslada la información generada en el Excel. Estos marcadores se encuentran resaltados con una I mayúscula gris.

Figura 30. **Plantilla de Word con marcadores para las Distancias mínimas**



Fuente: elaboración propia.

Figura 31. **Plantilla de Word con los resultados de las Distancias mínimas**



Fuente: elaboración propia.

Figura 32. Documento en formato PDF con los resultados de las Distancias mínimas



Fuente: elaboración propia.

Las distancias mínimas para el nivel de tensión de 400 kV cuentan con los siguientes resultados:

Tabla X. Distancias mínimas para tensiones de 400 kV

Resultados	TCF	461
	δ	0.89
	dft	0.99
	dff	1.14
	Altura del primer nivel de buses (hs)	6.71
	Altura del segundo nivel de buses (hb)	10.25
	Altura de remate de las líneas de transmisión (hl)	7.52
	Circulación de personas (horizontal)	1.89
	Circulación de personas (vertical)	3.24
	Circulación de vehículos (horizontal)	5.89
	Circulación de vehículos (vertical)	5.99

Fuente: elaboración propia.

Las distancias mínimas para el nivel de tensión de 230 kV cuentan con los siguientes resultados:

Tabla XI. **Distancias mínimas para tensiones de 230 kV**

Resultados	TCF	1,093
	δ	0.89
	dft	2.45
	dff	2.81
	Altura del primer nivel de buses (hs)	4.87
	Altura del segundo nivel de buses (hb)	8.06
	Altura de remate de las líneas de transmisión (hl)	6.47
	Circulación de personas (horizontal)	3.35
	Circulación de personas (vertical)	4.70
	Circulación de vehículos (horizontal)	8.79
	Circulación de vehículos (vertical)	7.45

Fuente: elaboración propia.

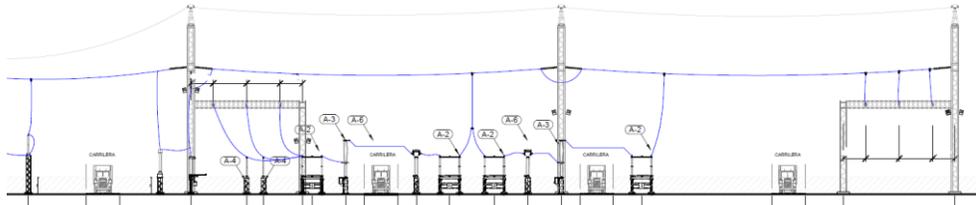
Las distancias mínimas para el nivel de tensión de 69 kV cuentan con los siguientes resultados:

Tabla XII. **Distancias mínimas para tensiones de 69 kV**

Resultados	TCF	364
	δ	0.89
	dft	0.82
	dff	0.94
	Altura del primer nivel de buses (hs)	3.06
	Altura del segundo nivel de buses (hb)	5.91
	Altura de remate de las líneas de transmisión (hl)	5.43
	Circulación de personas (horizontal)	1.72
	Circulación de personas (vertical)	3.07
	Circulación de vehículos (horizontal)	5.53
	Circulación de vehículos (vertical)	5.82

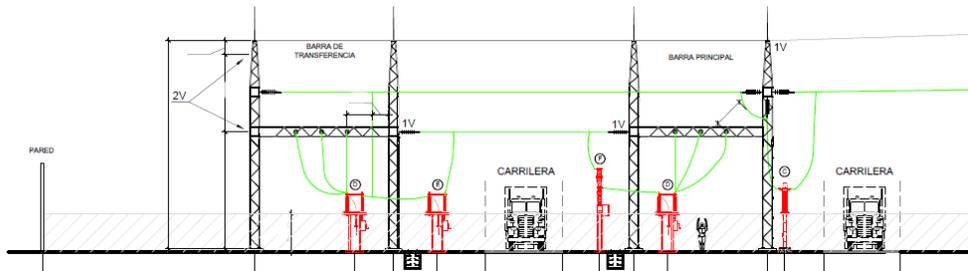
Fuente: elaboración propia.

Figura 33. **Perfil de configuración Interruptor y medio**



Fuente: ETCEE, INDE.

Figura 34. **Perfil de configuración Barra principal más barra de transferencia**



Fuente: ETCEE, INDE.

CONCLUSIONES

1. Los diseños de coordinación de aislamiento y distancias mínimas para subestaciones eléctricas de diferentes niveles de tensión y configuración son requisitos indispensables a la hora de construir subestaciones, ya que analizan las sobretensiones en el sistema de origen natural y de origen inherente al sistema como fallas o maniobras, así como el dimensionamiento requerido para salvaguardar la integridad de los equipos y las personas que ingresen a la subestación eléctrica.
2. Los resultados obtenidos en los diseños ayudarán a agilizar el análisis y el planteamiento técnico para el diseño de una subestación eléctrica prevista para su construcción en los próximos años, por parte de la División de Planeación e Ingeniería de la ETCEE.
3. El estudio de sobretensiones utilizando el software de transitorios ATP es un complemento del estudio de la coordinación de aislamiento para garantizar el análisis de las redes eléctricas.
4. Las configuraciones de: interruptor y medio, interruptor simple y barra de transferencia ofrecen una gran flexibilidad, confiabilidad y seguridad con una adecuada relación entre el costo y su eficiencia.
5. La norma internacional que ofrece una guía para la coordinación de aislamiento es la IEC 6007-1 y 60071-2. La norma IEEE 1313.1 ofrece un complemento para verificar los conceptos teóricos relacionados con sobretensiones.

6. El uso de macros y lenguaje VBA permitió una eficiente implementación de los diseños automatizados, que facilitan la implementación de informes editables.

7. Microsoft Excel es una excelente herramienta de cálculo que permitió realizar verificaciones de los cálculos según los criterios requeridos por los modelos matemáticos.

RECOMENDACIONES

1. Profundizar el análisis de coordinación de aislamiento cuando se cuente con la ubicación exacta en el cual se construirá la subestación eléctrica.
2. Seleccionar el pararrayos con base en con el estudio técnico de los fabricantes y su relación entre la calidad, costo y vida útil para la subestación eléctrica.
3. Determinar las sobretensiones debido a maniobras para subestaciones de tensión nominal mayor a 230 kV mediante estudios de transitorios, con el fin de definir su impacto en la red actual.
4. Analizar los aportes del equipo interdisciplinario para así garantizar la seguridad integral en las instalaciones. Por ejemplo: el diseño estructural de las bases en las cuales se hace el montaje de los equipos, el análisis del impacto ambiental debido a la construcción de la subestación, entre otros.
5. Detallar las distancias mínimas de seguridad cuando se cuente con las dimensiones, según el fabricante, de los equipos que se instalarán.

REFERENCIAS

1. AENOR. IEC 60071-1. (1968). *Coordinación de Aislamiento Parte 1: Definiciones, principios y reglas*. 7a. ed. Madrid, España: Autor.
2. Gálvez, L. (2018). *Guía para el diseño de obra electromecánica de subestaciones aislada sen aire para conectarse al sistema nacional interconectado*. (Tesis de licenciatura) Universidad de San Carlos de Guatemala, Guatemala. Recuperado de: <http://biblio.ingenieria.usac.edu.gt/tesis20/T15290.pdf>.
3. IEC. (1996). *IEC 60071-2 Insulation Coordination Part 2: Application Guide*. 3a ed. Suiza: Autor.
4. IEEE. (2010). *IEEE Standard for Insulation Coordination—Definitions, Principles, and Rules*. 2a. ed. New York: Autor. SBN 978-0-7381-6531-8.
5. López, D. (2021). *Diseño de la estructura virtual del curso de subestaciones eléctricas, bajo el modelo constructivista de educación en la escuela de ingeniería mecánica eléctrica, facultad de ingeniería, usac*. (Tesis de licenciatura) Universidad de San Carlos de Guatemala, Guatemala. Recuperado de: <http://biblio.ingenieria.usac.edu.gt/tesis21/T15569.pdf>.

6. López, S. (2017). *Diseño e implementación de software para el cálculo y vista gráfica de las distancias mínimas de seguridad en subestación eléctrica aislada en aire, según norma CEI 60071*. (Tesis de licenciatura) Universidad de San Carlos de Guatemala, Guatemala. Recuperado de: <http://biblio.ingenieria.usac.edu.gt/tesis/T12377.pdf>.
7. Mejía, S. (2003). *Subestaciones de alta y extra alta tensión*. 2a. ed. Colombia: HVM Ingenieros. ISBN: 958-33-5295-0.
8. Mejía, A. (2017). *Rediseño de la coordinación de aislamiento de la subestación Escuintla I, Escuintla*. (Trabajo de licenciatura) Universidad de San Carlos de Guatemala, Guatemala. Recuperado de: <https://repositoriosiidca.csuca.org/Record/RepoUSAC7813>.
9. Raúl, J. (2000). *Diseño de subestaciones eléctricas*. 2a. ed. México: UNAM, Facultad de Ingeniería. ISBN: 968-36-8303-7.

APÉNDICES

Los archivos se pueden encontrar y descargar en el siguiente link:
<https://bit.ly/3vrOqUK>

Apéndice 1. Hoja de Coordinación de Aislamiento



Coordinación de aislamiento

Departamento de Planeación e Ingeniería

Tensión nominal (kV)	69	Altura	1000		
Tensión máxima (kV)	72.5	Presión atmosférica [cm Hg]	905	C	0.03
BIL (kV)	350	Temperatura [°C]	25	Kh	1.4

Resultados					
Aislamiento externo					
		Equipo de entrada a línea		Todos los demás equipos	
		Urw Sin corrección	Urw Con corrección	Urw Sin corrección	Urw Con corrección
Sobretensiones temporales	f-t	74.48	100.23	74.48	92.45
	f-f	120.40	138.58	120.40	138.58
Impulso de maniobra	f-t	161.92		149.70	
	f-f	294.39		224.36	
Impulso de rayo	f-t	206.66	210.49	206.66	194.60
	f-f	206.66	318.74	206.66	241.17
Fecha		FEBRERO 2022			
Estación		SAN FELIPE			

Continuación apéndice 1.

Tensiones representativas Urp		
1. Tensiones a frecuencia industrial		
$U_{base} = \frac{U_m \sqrt{2}}{\sqrt{3}} [kV]$	Ubase	59
2. Sobretensiones temporales		
Fallas a tierra		
$U_{rp (fase-tierra)} = \frac{k \cdot U_s}{\sqrt{3}} [kV]$	Urp	63
Rechazo de carga		
$U_{rp (fase-tierra)} = \frac{1.4 \cdot U_s}{\sqrt{3}} [kV]$	Urp	59
$U_{rp (fase-fase)} = 1.4 \cdot U_s [kV]$	Urp	101
3. Sobretensiones de frente lento		
Equipos de entrada a línea		
$U_{e2 (fase-tierra)} = 3 p \cdot u$	Ue2	177
$U_{p2 (fase-fase)} = 4.5 p \cdot u$	Up2	266
$U_{et} = 1.25 \cdot U_{e2} - 0.25 [kV]$	Uet	207
$U_{pt} = 1.25 \cdot U_{p2} - 0.43 [kV]$	Upt	307

Continuación apéndice 1.

Todos los demás equipos	
-------------------------	--

$U_{e2} (fase-tierra) = 1.9 p.u$	Ue2	112
----------------------------------	-----	-----

$U_{p2} (fase-fase) = 2.9 p.u$	Up2	172
--------------------------------	-----	-----

$U_{et} = 1.25 * U_{e2} - 0.25 [kV]$	Uet	126
--------------------------------------	-----	-----

$U_{pt} = 1.25 * U_{p2} - 0.43 [kV]$	Upt	189
--------------------------------------	-----	-----

4. Voltajes de protección pararrayos impulso de maniobra y de rayo	
--	--

Ups	124
-----	-----

Upl	141
-----	-----

Tensiones representativas para equipos de entrada de línea	
--	--

$U_{rp} (fase-tierra) = U_{ps} [kV]$	Urp	124
--------------------------------------	-----	-----

$U_{rp} (fase-fase) = 2 * U_{ps} [kV]$	Urp	248
--	-----	-----

Tensiones representativas para los demás equipos	
--	--

$U_{rp} (fase-tierra) = U_{ps} [kV]$	Urp	124
--------------------------------------	-----	-----

$U_{rp} (fase-fase) = U_{pt} [kV]$	Urp	189
------------------------------------	-----	-----

Continuación apéndice 1.

Tensiones de soportabilidad para coordinación U _{cw}		
1. Sobretensiones temporales		
$U_{cw (fase-tierra)} = K_c \cdot U_{rp (fase-tierra)} [kV]$	U _{cw}	63
$U_{cw (fase-tierra)} = K_c \cdot U_{rp (fase-fase)} [kV]$	U _{cw}	101
2. Sobretensiones de frente lento		
Equipos de entrada de línea		
$K_{cd (fase-tierra)} = \frac{U_{ps}}{U_{e2 (fase-tierra)}}$	K _{cd}	0.70
	K _{cd}	1.1
$U_{cw (fase-tierra)} = K_{cd} \cdot U_{rp}$	U _{cw}	136
$K_{cd (fase-fase)} = \frac{2 \cdot U_{ps}}{U_{p2 (fase-fase)}}$	K _{cd}	0.93
	K _{cd}	1.00
$U_{cw (fase-fase)} = K_{cd} \cdot U_{rp}$	U _{cw}	248
Todos los demás equipos		
$K_{cd (fase-tierra)} = \frac{U_{ps}}{U_{e2 (fase-tierra)}}$	K _{cd}	1.10
	K _{cd}	1.02
$U_{cw (fase-tierra)} = K_{cd} \cdot U_{rp}$	U _{cw}	126

Continuación apéndice 1.

$$K_{cd(fase-fase)} = \frac{2 * U_{p2}}{U_{p2(fase-fase)}}$$

Kcd	1.10
Kcd	1.00

$$U_{cw(fase-fase)} = K_{cd} * U_{rp}$$

Ucw	189
-----	-----

3. Sobretensiones de coordinación de frente rápido

$$U_{cw} = U_{pl} + \frac{A}{n} * \frac{L}{L_{sp} + L_a}$$

A	4500
n	6
L	0.015
Lsp	0.09
La	0.25
Ucw	174

Tensiones de soportabilidad requeridas Urw

1. Sobretensiones temporales

$$K_a = e^{m * (\frac{H}{8150})}$$

m	1
Ka	1.13

$$U_{rw(fase-tierra)} = U_{cw(fase-tierra)} * K_s * K_a$$

Ks	1.05
Urw	74

$$K_a = e^{m * (\frac{H}{8150})}$$

m	1
Ka	1.13

$$U_{rw(fase-fase)} = U_{cw(fase-fase)} * K_s * K_a$$

Ks	1.05
Urw	120

2. Sobretensiones de frente lento

Equipos de entrada de línea

$$K = e^{m * (\frac{H}{8150})}$$

m	1
---	---

Continuación apéndice 1.

$$K_a = e^{-m \cdot \left(\frac{H}{8150}\right)}$$

Ka	1.13
----	------

$$U_{rw} (fase-tierra) = U_{cw} (fase-tierra) * K_s * K_a$$

Ks	1.05
Urw	162

$$K_a = e^{-m \cdot \left(\frac{H}{8150}\right)}$$

m	1
Ka	1.13

$$U_{rw} (fase-fase) = U_{cw} (fase-fase) * K_s * K_a$$

Ks	1.05
Urw	294

Todos los demás equipos

$$K_a = e^{-m \cdot \left(\frac{H}{8150}\right)}$$

m	1
Ka	1.13

$$U_{rw} (fase-tierra) = U_{cw} (fase-tierra) * K_s * K_a$$

Ks	1.05
Urw	150

$$K_a = e^{-m \cdot \left(\frac{H}{8150}\right)}$$

m	1
Ka	1.13

$$U_{rw} (fase-fase) = U_{cw} (fase-fase) * K_s * K_a$$

Ks	1.05
Urw	224

3. Sobretensiones de frente rápido

$$K_a = e^{-m \cdot \left(\frac{H}{8150}\right)}$$

m	1
Ka	1.13

$$U_{rw} (fase-tierra) = U_{cw} (fase-tierra) * K_s * K_a$$

Ks	1.05
Urw	207

$$K_a = e^{-m \cdot \left(\frac{H}{8150}\right)}$$

m	1
Ka	1.13

Continuación apéndice 1.

$$U_{rw (fase-fase)} = U_{cw (fase-fase)} * K_s * K_a$$

Ks	1.05
Urw	207

Conversión a tensiones de soportabilidad normalizadas Uw

1. Conversión a tensiones requeridas para impulsos de maniobra

Equipos de entrada de línea

$$SDW_{(fase-tierra)} = U_{rw} * (0,6 + \frac{U_{rw}}{8500}) [kV]$$

SDW	100
-----	-----

$$SDW_{(fase-fase)} = U_{rw} * (0,6 + \frac{U_{rw}}{12700}) [kV]$$

SDW	183
-----	-----

Todos los demás equipos

$$SDW_{(fase-tierra)} = U_{rw} * (0,6 + \frac{U_{rw}}{8500}) [kV]$$

SDW	92
-----	----

$$SDW_{(fase-fase)} = U_{rw} * (0,6 + \frac{U_{rw}}{12700}) [kV]$$

SDW	139
-----	-----

2. Conversión a tensiones requeridas para impulsos de rayo

Equipos de entrada de línea

$$LIW_{(fase-tierra)} = 1,3 * U_{rw} [kV]$$

LIW	210
-----	-----

$$LIW_{(fase-fase)} = U_{rw} * (1,05 + \frac{U_{rw}}{9000}) [kV]$$

LIW	319
-----	-----

Todos los demás equipos

Continuación apéndice 1.

$$LIW_{(fase-terra)} = 1,3 \cdot U_{rw} [kV]$$

LIW	195
-----	-----

$$LIW_{(fase-fase)} = U_{rw} \cdot \left(1,05 + \frac{U_{rw}}{9000} \right) [kV]$$

LIW	241
-----	-----

Fuente: elaboración propia.

Apéndice 2. Hoja de Distancias Mínimas



Departamento de Planeación e Ingeniería

Distancias Mínimas

Tensión nominal (kV)	230	m. s.n.m [m]	1000	K	1.3
Tensión máxima (kV)	245.0	Presión atmosférica [mbar]	905	C	0.03
BIL (kV)	1050	Temperatura [°C]	25	Kh	1

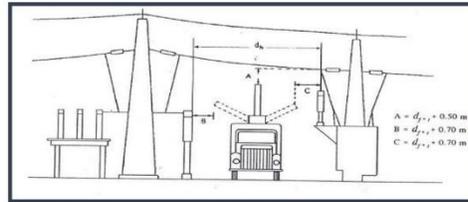
Datos	Fecha	FEBRERO 2022
	Subestacion	San Felipe
	Tensión Nominal	230.00
	Tensión máxima	245.0
	BIL	1050
	Altitud	1000
	Presión atmosférica	905
	Temperatura	25
Resultados	Factor de humedad	1
	TCF	1093
	δ	0.89
	dft	2.45
	dff	2.81
	Altura del primer nivel de buses (hs)	4.87
	Altura del segundo nivel de buses (hb)	8.06
	Altura de remate de las líneas de transmisión (hl)	6.47
	Circulación de personas (horizontal)	3.35
	Circulación de personas (vertical)	4.70
Circulación de vehículos (horizontal)	8.79	
Circulación de vehículos (vertical)	7.45	

Continuación apéndice 2.

1. Tensión crítica de flameo	
$TCF = \frac{BIL}{(1 - KC)} [kV]$	TCF 1093
$\delta = \frac{0.294 * b}{(273 + T)} [kV]$	δ calculado 0.89
2. Distancia de fase a tierra	
$d = \frac{TCF * K_h}{550 * \delta} [m]$	d mínima 2.22
	d corregida 10% o 6% 2.45
$d = d + 0.0125 * d * \frac{h - 1000}{100} [m]$	d mínima 2.22
	d corregida por altura 2.45
	dff 2.45
3. Distancia de fase a fase	
$d_{ff} = 1.15 * d [m]$	dff 2.81
$d_{ff} = d_{ff} + 0.0125 * d_{ff} * \frac{h - 1000}{100} [m]$	d mínima 2.81
	d corregida por altura 2.81
	dff 2.81

Continuación apéndice 2.

4. Distancia de circulación de vehículos



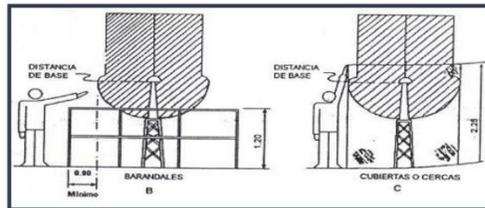
$$d_v = (d + 0.5) + 4.5 \text{ [m]}$$

dv minima	7.22
dv	7.45

$$d_h = (d + 0.7) * 2 + 2.5 \text{ [m]}$$

dh minima	8.35
dh	8.79

5. Distancia de circulación de personas



$$d_v = 2.25 + d \text{ [m]}$$

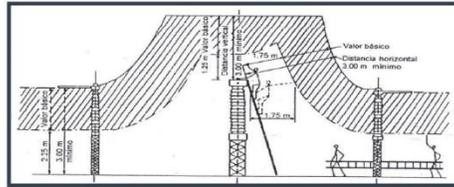
dv minima	4.47
dv	4.70

$$d_h = 0.9 + d \text{ [m]}$$

dh minima	3.12
dh	3.35

Continuación apéndice 2.

6. Zona de trabajo



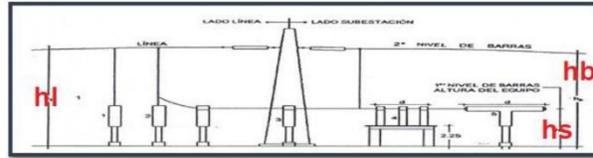
$$d_v = d + 2.3 \text{ [m]}$$

dv minima	4.52
dv	4.75

$$d_h = d + 1.75 \text{ [m]}$$

dh minima	3.97
dh	4.20

7. Altura del primer nivel de barras o altura de montaje de equipos



$$h_s = 2.3 + 0.0105 \cdot U_m \text{ [m]}$$

hs minima	4.87
hs corregida	4.87

$$h_s = h_s + 0.0125 \cdot h_s \cdot \frac{h - 1000}{100} \text{ [m]}$$

hs corregida	4.87
--------------	------

8. Altura del segundo nivel de barras o altura de montaje de barras

$$h_b = 5 + 0.0125 \cdot U_m \text{ [m]}$$

hb	8.06
----	------

$$h_b = h_b + 0.0125 \cdot h_b \cdot \frac{h - 1000}{100} \text{ [m]}$$

hb corregida	8.06
--------------	------

Continuación apéndice 2.

9. Altura de remate de líneas	
$h_i = 5 + 0.006 \cdot U_m [m]$	hl 6.47
$h_i = h_i + 0.0125 \cdot h_i \cdot \frac{h - 1000}{100} [m]$	hl corregido 6.47
10. Distancia entre barras rígidas	
$d_{ff} = k \cdot d [m]$	k 1.5
V ≤ 230 kV, k= 1.5	dminima 3.34
V > 230 kV, k= 1.8	dff barras 3.67
11. Distancia entre barras flexibles	
$d = \frac{BIL_{pa} \cdot 1.1}{(1 - KC) + 550 \cdot \delta} [m]$	BIL _{pa} 1200
	dpa 2.80
	Claro 50.35
	k 2
$d_{ff} = k \cdot d [m]$	dminima 4.45
Claros ≤ 40m, k= 1.8	ddcorregida 4.89
Claros > 40m, k= 2	dff barras 6.12

Fuente: elaboración propia.

Apéndice 3. Código implementado

```
Option Explicit

Sub CrearPDFDM()

    If MsgBox("¿Desea imprimir los resultados en PDF?",
vbQuestion + vbYesNo) = vbYes Then

        Dim i As Long
        Dim Estacion As String: Estacion =
UCase(Trim(Range("H28").Value))
        Dim Fecha As String: Fecha =
UCase(Trim(Range("H27").Value))

        Dim Template As String: Template =
ThisWorkbook.Path & "\DMTemplate.docx"
        Call
MakeAllFoldersGivenAPath(ThisWorkbook.Path
"\Generados")
        Dim NewTemplate As String: NewTemplate =
ThisWorkbook.Path & "\Generados\DM - " & Estacion & " -
" & Fecha & ".docx"

        If CheckValidName(GetFilename(NewTemplate)) =
False Then
            MsgBox "No se puede generar el documento
porque el nombre contiene caracteres no válidos.",
vbCritical + vbOKOnly
            End
        End If

        If Dir(Template, vbDirectory) = "" Then
            MsgBox ";Plantilla no encontrada!" &
vbNewLine & vbNewLine & Template, vbCritical + vbOKOnly
            Exit Sub
        Else
```

Continuación apéndice 3.

```
TryAgain:
    Err.Clear
    FileCopy Template, NewTemplate
    If Err.Number Then
        If MsgBox("Por favor, asegúrese
de tener la plantilla Word cerrada y presione
Aceptar.", vbCritical + vbOKCancel) = vbOK Then
            GoTo TryAgain
        Else
            End
        End If
    End If
    On Error GoTo 0
End If

    Dim ExportPath As String: ExportPath =
Replace(NewTemplate, ".docx", ".pdf")

    If Dir(ExportPath, vbDirectory) <> "" Then
        On Error Resume Next
TryAgain1:
        Err.Clear
        Kill (ExportPath)
        If Err.Number Then
            If MsgBox("Por favor, cierre
todas las instancias PDF y presione Aceptar.",
vbCritical + vbOKCancel) = vbOK Then
                GoTo TryAgain1
            Else
                End
            End If
        End If
        On Error GoTo 0
    End If
    On Error Resume Next
TryAgain:
```

Continuación apéndice 3.

```
Err.Clear
Kill (ExportPath)
If Err.Number Then
    If MsgBox("Por favor, cierre todas
las instancias PDF y presione Aceptar.", vbCritical +
vbOKCancel) = vbOK Then
        GoTo TryAgain1
    Else
        End
    End If
End If
On Error GoTo 0
End If

Dim objWord As Word.Application
Dim docWord As Word.Document
Set objWord = CreateObject("word.application")
Set docWord = objWord.Documents.Open(NewTemplate)
objWord.Visible = False

Estacion docWord.Bookmarks.Item("M1").Range.Text =
docWord.Bookmarks.Item("M2").Range.Text = Fecha

Estacion docWord.Bookmarks.Item("M22").Range.Text =
Fecha docWord.Bookmarks.Item("M23").Range.Text =

docWord.Bookmarks.Item("M3").Range.Text =
Format(Range("H29").Value, "#,##0.00")
docWord.Bookmarks.Item("M4").Range.Text =
Format(Range("H34").Value, "#,##0.00")
docWord.Bookmarks.Item("M5").Range.Text =
Format(Range("H30").Value, "#,##0.00")
```

Continuación apéndice 3.

```
docWord.Bookmarks.Item("M7").Range.Text =  
Format(Range("H33").Value, "#,##0.00")  
docWord.Bookmarks.Item("M8").Range.Text =  
Format(Range("H32").Value, "#,##0.00")  
docWord.Bookmarks.Item("M9").Range.Text =  
Format(Range("I14").Value, "#,##0.00")  
  
docWord.Bookmarks.Item("M11").Range.Text =  
Format(Range("H36").Value, "#,##0.00")  
docWord.Bookmarks.Item("M12").Range.Text =  
Format(Range("H42").Value, "#,##0.00")  
docWord.Bookmarks.Item("M13").Range.Text =  
Format(Range("H37").Value, "#,##0.00")  
docWord.Bookmarks.Item("M14").Range.Text =  
Format(Range("H43").Value, "#,##0.00")  
docWord.Bookmarks.Item("M15").Range.Text =  
Format(Range("H38").Value, "#,##0.00")  
docWord.Bookmarks.Item("M16").Range.Text =  
Format(Range("H44").Value, "#,##0.00")  
docWord.Bookmarks.Item("M17").Range.Text =  
Format(Range("H39").Value, "#,##0.00")  
docWord.Bookmarks.Item("M18").Range.Text =  
Format(Range("H45").Value, "#,##0.00")  
docWord.Bookmarks.Item("M19").Range.Text =  
Format(Range("H40").Value, "#,##0.00")  
docWord.Bookmarks.Item("M20").Range.Text =  
Format(Range("H46").Value, "#,##0.00")  
docWord.Bookmarks.Item("M21").Range.Text =  
Format(Range("H41").Value, "#,##0.00")  
docWord.Bookmarks.Item("M7").Range.Text =  
Format(Range("H33").Value, "#,##0.00")  
docWord.Bookmarks.Item("M8").Range.Text =  
Format(Range("H32").Value, "#,##0.00")  
docWord.Bookmarks.Item("M9").Range.Text =  
Format(Range("I14").Value, "#,##0.00")
```

Continuación apéndice 3.

```
        docWord.ExportAsFixedFormat
OutputFileName:=ExportPath,
ExportFormat:=wdExportFormatPDF

        objWord.Documents.Close savechanges:=True
        objWord.Quit

        MsgBox "Documento creado correctamente.",
vbInformation + vbOKOnly

CreateObject("Shell.Application").ShellExecute
ExportPath

    End If
End Sub

Sub CrearPDFCA()

    If MsgBox("¿Desea imprimir los resultados en
PDF?", vbQuestion + vbYesNo) = vbYes Then
        Dim i As Long
        Dim Estacion As String: Estacion =
UCase(Trim(Range("E31").Value))
        Dim Fecha As String: Fecha =
UCase(Trim(Range("E30").Value))

        Dim Template As String: Template =
ThisWorkbook.Path & "\CATemplate.docx"
        Call
MakeAllFoldersGivenAPath(ThisWorkbook.Path &
"\Generados")
        Dim NewTemplate As String: NewTemplate =
ThisWorkbook.Path & "\Generados\CA - " & Estacion & "
- " & Fecha & ".docx"
```

Continuación apéndice 3.

```
        If CheckValidName(GetFilename(NewTemplate)) =
False Then
            MsgBox "No se puede generar el documento
porque el nombre contiene caracteres no válidos.",
vbCritical + vbOKOnly
            End
        End If

        If Dir(Template, vbDirectory) = "" Then
            MsgBox ";Plantilla no encontrada!" &
vbNewLine & vbNewLine & Template, vbCritical + vbOKOnly
            Exit Sub
        Else
            On Error Resume Next
        TryAgain:
            Err.Clear
            FileCopy Template, NewTemplate
            If Err.Number Then
                If MsgBox("Por favor, asegúrese de
tener la plantilla Word cerrada y presione Aceptar.",
vbCritical + vbOKCancel) = vbOK Then
                    GoTo TryAgain
                Else
                    End
                End If
            End If
            On Error GoTo 0
        End If

        Dim ExportPath As String: ExportPath =
Replace(NewTemplate, ".docx", ".pdf")
```

Continuación apéndice 3.

```
        If Dir(ExportPath, vbDirectory) <> "" Then
            On Error Resume Next
            TryAgain1:
                Err.Clear
                Kill (ExportPath)
                If Err.Number Then
                    If MsgBox("Por favor, cierre
todas las instancias PDF y presione Aceptar.",
vbCritical + vbOKCancel) = vbOK Then
                        GoTo TryAgain1
                    Else
                        End
                    End If
                End If
            On Error GoTo 0
        End If

        Dim objWord As Word.Application
        Dim docWord As Word.Document

        Set objWord =
CreateObject("word.application")
        Set docWord =
objWord.Documents.Open(NewTemplate)
        objWord.Visible = False

        docWord.Bookmarks.Item("M1").Range.Text =
Estacion
        docWord.Bookmarks.Item("M2").Range.Text =
Fecha

        docWord.Bookmarks.Item("MM1").Range.Text =
Estacion
        docWord.Bookmarks.Item("MM2").Range.Text =
Fecha
```

Continuación apéndice 3.

```
docWord.Bookmarks.Item("M3").Range.Text =  
Format(Range("C13").Value, "#,##0.00")  
docWord.Bookmarks.Item("M4").Range.Text =  
Format(Range("F15").Value, "#,##0.00")  
docWord.Bookmarks.Item("M5").Range.Text =  
Format(Range("C14").Value, "#,##0.00")  
docWord.Bookmarks.Item("M6").Range.Text =  
Format(Range("C15").Value, "#,##0.00")  
docWord.Bookmarks.Item("M7").Range.Text =  
Format(Range("F14").Value, "#,##0.00")  
docWord.Bookmarks.Item("M8").Range.Text =  
Format(Range("F13").Value, "#,##0.00")  
docWord.Bookmarks.Item("M9").Range.Text =  
Format(Range("I15").Value, "#,##0.00")  
docWord.Bookmarks.Item("M10").Range.Text  
= Format(Range("E24").Value, "#,##0.00")  
docWord.Bookmarks.Item("M11").Range.Text  
= Format(Range("F24").Value, "#,##0.00")  
docWord.Bookmarks.Item("M12").Range.Text  
= Format(Range("G24").Value, "#,##0.00")  
docWord.Bookmarks.Item("M13").Range.Text  
= Format(Range("H24").Value, "#,##0.00")  
docWord.Bookmarks.Item("M14").Range.Text  
= Format(Range("E25").Value, "#,##0.00")  
docWord.Bookmarks.Item("M15").Range.Text  
= Format(Range("F25").Value, "#,##0.00")  
docWord.Bookmarks.Item("M16").Range.Text  
= Format(Range("G25").Value, "#,##0.00")  
docWord.Bookmarks.Item("M17").Range.Text  
= Format(Range("H25").Value, "#,##0.00")  
docWord.Bookmarks.Item("M18").Range.Text  
= Format(Range("E26").Value, "#,##0.00")  
docWord.Bookmarks.Item("M19").Range.Text  
= Format(Range("G26").Value, "#,##0.00")  
docWord.Bookmarks.Item("M20").Range.Text  
= Format(Range("E27").Value, "#,##0.00")
```

Continuación apéndice 3.

```
docWord.Bookmarks.Item("M21").Range.Text =  
Format(Range("G27").Value, "#,##0.00")  
docWord.Bookmarks.Item("M22").Range.Text =  
Format(Range("E28").Value, "#,##0.00")  
docWord.Bookmarks.Item("M23").Range.Text =  
Format(Range("F28").Value, "#,##0.00")  
docWord.Bookmarks.Item("M24").Range.Text =  
Format(Range("G28").Value, "#,##0.00")  
docWord.Bookmarks.Item("M25").Range.Text =  
Format(Range("H28").Value, "#,##0.00")  
docWord.Bookmarks.Item("M26").Range.Text =  
Format(Range("E29").Value, "#,##0.00")  
docWord.Bookmarks.Item("M27").Range.Text =  
Format(Range("F29").Value, "#,##0.00")  
docWord.Bookmarks.Item("M28").Range.Text =  
Format(Range("G29").Value, "#,##0.00")  
docWord.Bookmarks.Item("M29").Range.Text =  
Format(Range("H29").Value, "#,##0.00")  
  
docWord.Bookmarks.Item("M21").Range.Text =  
Format(Range("G27").Value, "#,##0.00")  
docWord.Bookmarks.Item("M22").Range.Text =  
Format(Range("E28").Value, "#,##0.00")  
docWord.Bookmarks.Item("M23").Range.Text =  
Format(Range("F28").Value, "#,##0.00")  
  
docWord.ExportAsFixedFormat  
OutputFileName:=ExportPath,  
ExportFormat:=wdExportFormatPDF  
objWord.Documents.Close savechanges:=True  
objWord.Quit  
MsgBox "Documento creado correctamente.",  
vbInformation + vbOKOnly  
  
CreateObject("Shell.Application").ShellExecute  
ExportPath
```

Continuación apéndice 3.

```
End Sub
Private Sub MakeAllFoldersGivenAPath(Path As
String)

    Dim i As Integer
    Dim Aux() As String: Aux = Split(Path, "\")
    Dim CurrentPath As String: CurrentPath = ""

    For i = LBound(Aux) To UBound(Aux) Step 1
        CurrentPath = CurrentPath & Aux(i)
        If Dir(CurrentPath, vbDirectory) = "" Then
Mkdir CurrentPath
            CurrentPath = CurrentPath & "\"
        Next
    End Sub
Private Function CheckValidName(Texto As String)
As Boolean

    Dim Letter As String
    Dim i As Integer

    For i = 1 To Len(Texto) Step 1
        Letter = Mid(Texto, i, 1)
        If CheckValidCharacter(Letter) = False
Then
            MsgBox "Caracteres no permitidos: " &
Chr(92) & " " & Chr(47) & " " & Chr(58) & " " & Chr(42)
& " " & Chr(63) & " " & Chr(34) & " " & Chr(60) & " " &
Chr(62) & " " & Chr(124), vbCritical + vbOKOnly
            CheckValidName = False
            Exit Function
        End If
    Next

    CheckValidName = True
End Function
```

Continuación apéndice 3.

```
Private Function CheckValidCharacter(Character
As String) As Boolean

    Dim List(0 To 8) As String
    List(0) = Chr(92) '\'
    List(1) = Chr(47) '/'
    List(2) = Chr(58) ':'
    List(3) = Chr(42) '*'
    List(4) = Chr(63) '?'
    List(5) = Chr(34) '"'
    List(6) = Chr(60) '<'
    List(7) = Chr(62) '>'
    List(8) = Chr(124) '|'

    Dim i As Integer
    For i = 0 To 8
        If Character = List(i) Then
            CheckValidCharacter = False
            Exit Function
        End If
    Next
    CheckValidCharacter = True

End Function

Private Function GetFilename(Filename As String)
As String
    GetFilename = Right(Filename, Len(Filename) -
    InStrRev(Filename, "\", , vbTextCompare))
End Function
```

Fuente: elaboración propia.