

**UNIVERSIDAD CATÓLICA SANTO TORIBIO DE
MOGROVEJO
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA**



**DISEÑO DE SUBESTACIONES DE TRANSMISIÓN DE
POTENCIA CONVENCIONAL MEDIANTE LA
ELABORACIÓN DE UNA HERRAMIENTA
COMPUTACIONAL EN MICROSOFT EXCEL**

**TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO DE
INGENIERO MECÁNICO ELÉCTRICO**

EDSON ARNOLD MANUEL CORDOVA SAAVEDRA

Chiclayo, 13 de junio del 2018

**DISEÑO DE SUBESTACIONES DE TRANSMISIÓN DE
POTENCIA CONVENCIONAL MEDIANTE LA
ELABORACIÓN DE UNA HERRAMIENTA
COMPUTACIONAL EN MICROSOFT EXCEL**

POR:

EDSON ARNOLD MANUEL CORDOVA SAAVEDRA

**Presentada a la Facultad de Ingeniería de la
Universidad Católica Santo Toribio de Mogrovejo
para optar el título de
INGENIERO MECÁNICO ELÉCTRICO**

APROBADA POR EL JURADO INTEGRADO POR

**Ing. Iván Dante Sipión Muñoz
PRESIDENTE**

**Ing. José Anthony Guillermo Yarlequé
SECRETARIO**

**Ing. Luis Alberto Gonzáles Bazán
ASESOR**

DEDICATORIA

Este informe está dedicado, en primer lugar, a mis padres, que con mucho esfuerzo me han venido apoyando hasta el día de hoy, sin ellos esto no sería posible y quiero darles muestras de lo agradecido que estoy al realizar este informe.

A mi abuela que ha estado conmigo todos estos últimos años y que me guía desde el cielo para llegar aún más lejos cada día.

A ellos, muchas gracias.

ÍNDICE

I.	INTRODUCCIÓN	14
1.1.	Formulación del Problema.....	14
1.2.	Objetivos	15
1.2.1.	Objetivo General.....	15
1.2.2.	Objetivos Específicos	15
1.3.	Área de Investigación	15
1.4.	Justificación	15
1.5.	Operacionalización de Variables	16
1.5.1.	Variables Independientes	16
1.5.2.	Variables Dependientes	16
1.5.3.	Población y muestra.....	16
II.	MARCO TEÓRICO	17
2.1.	Antecedentes	17
2.2.	Bases Teórico Científicas	18
2.2.1.	Diseño de la herramienta computacional.....	18
2.2.1.1.	Celdas.....	18
2.2.1.2.	Formularios de Control en Microsoft Excel	19
2.2.1.3.	Insertar controles de formulario.....	19
2.2.1.4.	Insertar un botón de comando y configurar cuadro de lista.....	20
2.2.1.5.	Definir las propiedades de los controles de formulario	23
2.2.2.	Subestaciones eléctricas:.....	23
2.2.2.1.	Subestaciones de transmisión convencionales.....	23
2.2.2.2.	Dimensionamiento	24
2.2.2.3.	Transformador de potencia	25
2.2.2.4.	Interruptor de potencia.....	27
2.2.2.5.	Seccionador.....	28
2.2.2.6.	Transformador de tensión y Transformador de corriente	28
2.2.2.7.	Cuchilla de Puesta a Tierra	30
III.	DISEÑO.....	31
3.1.	Recomendaciones y normas.....	31
3.2.	Metodología	33
3.3.	Datos de entrada.....	35
3.3.1.	Localización de la subestación de potencia	35

3.3.2.	Temperatura máxima media, mínima media, promedio, humedad relativa máxima	35
3.3.3.	Altitud sobre el Nivel del Mar	36
3.3.4.	Tensiones asignadas y tensiones de servicio de las subestaciones	37
3.3.5.	Transformador de Potencia	38
3.3.6.	Configuración de conexión de barras – Tendencia Europea	38
3.3.6.1.	Barra sencilla	38
3.3.6.2.	Importancia del área disponible para el arreglo de la configuración de barras	39
3.4.	Parámetros para el diseño de la subestación	40
3.4.1.	Cálculo y consideraciones para la selección del Nivel de aislamiento	40
3.4.1.1.	Niveles de Aislamiento Normalizados	40
3.4.1.2.	Niveles de Contaminación	42
3.4.1.3.	Tensión máxima de Servicio	42
3.4.1.4.	Determinación del nivel de aislamiento	42
3.4.1.5.	Aislamiento por contaminación ambiental	43
3.4.1.6.	Facto de corrección por Altura	43
3.4.1.7.	Longitud de Fuga	43
3.4.1.8.	Aislamiento por Sobretensión a Frecuencia Industrial en Seco	45
3.4.1.9.	Aislamiento por Sobretensiones de Impulso	45
3.4.1.10.	Conclusiones del nivel de aislamiento	47
3.4.2.	Cálculo y consideraciones para la selección de Interruptores de Potencia	50
3.4.2.1.	Clasificación de interruptor según el diseño externo	50
3.4.2.2.	Clasificación de interruptor según el medio de extinción de arco	51
3.4.2.3.	Normas técnicas	52
3.4.2.4.	Dimensionamiento de la capacidad de los datos nominales y característicos	52
3.4.2.5.	Características de tensión del equipo	52
3.4.2.6.	Corriente nominal permanente del interruptor [In]	53
3.4.2.7.	Corriente máxima a interrumpir [Ir]	53
3.4.2.8.	Condiciones de servicio habituales	54
3.4.2.9.	Características Técnicas del Interruptor de Potencia	54
3.4.2.10.	Corriente Nominal Normalizada de Servicio Continuo y Corriente de Corte Nominal en Cortocircuito	56
3.4.2.11.	Corriente de cierre nominal en cortocircuito	58
3.4.2.12.	Tiempo de apertura y cierre	58

3.4.3.	Cálculo y consideraciones para la selección de Seccionadores de Barra	58
3.4.3.1.	Características del Seccionador de Potencia.....	59
3.4.3.2.	Selección del equipamiento	59
3.4.3.3.	Características de Corriente	59
3.4.4.	Cálculo y consideraciones para la selección de Pararrayos	61
3.4.4.1.	Máxima tensión de Operación Continua (MCOV o Um).....	61
3.4.4.2.	Sobretensión Temporal (TOV)	61
3.4.4.3.	Cálculo de la Tensión Nominal del Pararrayos (Ur).....	62
3.4.4.4.	Cálculo de la Capacidad de Absorción de Energía y Selección de la Clase de Descarga de los Pararrayos.....	66
3.4.4.5.	Características de Protección de los Pararrayos	67
3.4.5.	Cálculo y consideraciones para la selección de conductor de barra	70
3.4.5.1.	Características Técnicas del Conductor Seleccionado.....	71
3.4.5.2.	Cálculo de la corriente admisible del conductor.....	72
3.4.5.3.	Cálculo de la Corriente de Corto Circuito por Estabilidad Térmica.....	75
3.4.5.4.	Cálculo de Efecto Corona Para las Barras de Sección Calculadas	76
3.4.5.5.	Conclusiones del Cálculo de conductores de barra.....	77
3.4.6.	Cálculo y consideraciones para la selección de Cables de Energía	78
3.4.6.1.	Selección del Cable de Energía (Media tensión)	78
3.4.6.2.	Capacidad de Corriente Nominal.....	79
3.4.6.3.	Cálculo de Factores de Corrección	79
3.4.6.4.	Cálculo de parámetros requeridos de corriente.....	84
3.4.6.5.	Características del Interruptor de salida.....	85
3.4.6.6.	Características Técnicas (Eléctricas y Físicas) para la selección del cable de energía	85
3.4.6.7.	Conclusiones de la selección de cables de energía	95
3.4.7.	Cálculo y consideraciones para determinación de las Distancias Mínimas de Seguridad y en el Aire	96
3.4.7.1.	Definiciones	96
3.4.7.2.	Distancias mínimas en el aire	96
3.4.7.3.	Fundamentos de diseño para distancias mínimas y de seguridad	99
3.4.7.4.	Cálculo de las Distancias Mínimas en el Aire	99
3.4.7.5.	Distancias de Seguridad.....	102
3.4.7.6.	Resumen de las Distancias Mínimas de Seguridad en el Aire.....	109

3.4.7.7.	Distancias para el dimensionamiento de subestaciones.....	110
3.4.7.8.	Distancias típicas entre equipos de patio	113
3.4.7.9.	Conclusiones de Distancias Mínimas y de Seguridad	113
3.4.8.	Transformador de Corriente y Transformador de Tensión.....	114
3.4.8.1.	Especificaciones y Características técnicas de transformador de corriente	114
3.4.8.2.	Requerimientos adicionales para transformadores de corriente para medida	115
3.4.8.3.	Requerimientos adicionales para transformadores de corriente para protección convencional.....	116
3.4.9.	Cálculo y consideraciones para el Diseño del Sistema de Puesta a Tierra	118
3.4.9.1.	Normativa para Diseño de Malla a Tierra.....	118
3.4.9.2.	Tensiones de Toque y Paso (Et y Ep)	118
3.4.9.3.	Selección del Conductor y de las uniones	118
3.4.9.4.	El suelo	122
3.4.9.5.	Longitud total del conductor de la malla, según dimensiones y separación entre conductores.....	124
3.4.9.6.	Determinación de la corriente máxima de la malla	124
3.4.9.7.	Tensiones máximas de toque y de paso	126
3.4.9.8.	Cálculo de la resistencia de la malla.....	127
3.4.9.9.	Conclusiones del cálculo de malla de puesta a tierra.....	128
IV.	RESULTADOS	129
V.	CONCLUSIONES	130
VI.	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	132
VII.	ANEXOS	134

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Población y Muestra	16
Tabla 2. Valores Normalizados para Transformadores de Corriente	30
Tabla 3. Tabla de temperaturas de zonas del Perú	35
Tabla 4. Condiciones Climatológicas según Weather Online Ltd.	35
Tabla 5. Regiones del Perú según su altitud.....	36
Tabla 6. Valores de tensión nominal o asignada y tensión máxima de servicio	37
Tabla 7. Niveles de tensión establecidos	37
Tabla 8. Otros niveles de tensión según la Norma IEC.....	38
Tabla 9. Tensiones a frecuencia industrial y valor pico	41
Tabla 10. Niveles de contaminación según zona.....	44
Tabla 11. Tensión nominal a frecuencia y tipo rayo	46
Tabla 12. Características de Aisladores tipo PIN	48
Tabla 13. Características de aisladores Tipo Suspensión o Anclaje.....	49
Tabla 14. Características de Interruptor de Potencia.....	53
Tabla 15. Parámetros del Interruptor de Potencia	53
Tabla 16. Resultados para la Selección del Interruptor de Potencia	54
Tabla 17. Tensiones Normalizadas.....	55
Tabla 18 Tensiones y Corrientes de Interrupción de Cortocircuito	57
Tabla 19. Principales características de Tensión del Sistema	59
Tabla 20. Características de corriente.....	59
Tabla 21. Corriente asignada de corta duración	59
Tabla 22. Características de protección garantizadas pararrayos clase 2	64
Tabla 23. Características protección de pararrayos clase 3	65
Tabla 24. Clasificación de descargas de línea, impedancia de línea, duración pico, voltaje de carga.....	66
Tabla 25. Máximo voltaje y Corriente Coordinación.....	68
Tabla 26. Relación máximo voltaje del sistema y estación de clase	68
Tabla 27. Rangos de valores de voltaje Up	69
Tabla 28. Resultados finales en la selección de pararrayos.....	70
Tabla 29. Principales materiales para selección de conductores	71
Tabla 30. Principales características de conductores AAAC	71
Tabla 31. Principales condiciones a tener en cuenta para selección del conductor.....	73
Tabla 32. Zonas según CNE de acuerdo a la velocidad del viento	73
Tabla 33. Clasificación de las Regiones del Perú según zona.....	75
Tabla 34. Condiciones de rugosidad del conductor.....	77
Tabla 35. Valores nominales del transformador de potencia	78
Tabla 36. Configuración según más de un circuito tripolar en exterior	79
Tabla 37. Factor de corrección para cables directamente enterrados	80
Tabla 38. Factor de corrección para cables en ducto.....	80
Tabla 39. Factor de temperatura en el aire según la temperatura ambiente del aire	81

Tabla 40. Factor de temperatura en el terreno según tipo de instalación enterrado y ducto	81
Tabla 41. Factor de corrección para profundidad en tendido para cables directamente enterrado	82
Tabla 42. Factor de corrección para profundidad en tendido para cables enterrado en ducto	82
Tabla 43. Factores de resistividad para resistividad térmica del terreno para cables unipolares directamente enterrados	83
Tabla 44. Factores de resistividad para resistividad térmica del terreno para cables unipolares enterrado en ducto.....	84
Tabla 45. Valores necesarios para calcular los parámetros de corriente	84
Tabla 46. Características del Interruptor de Salida.....	85
Tabla 47. Características eléctricas para la selección de cables de energía	85
Tabla 48. Características físicas para la selección de cables de energía	86
Tabla 49. Datos técnicos principales del conductor N2XSY 3,6/6 kV	87
Tabla 50. Datos técnicos principales del conductor N2XSY 6/10 kV	87
Tabla 51. Datos técnicos principales del conductor N2XSY 8,7/15 kV	88
Tabla 52. Datos técnicos principales del conductor N2XSY 12/20 kV	88
Tabla 53. Datos técnicos principales del conductor N2XSY 18/30 kV	89
Tabla 54. Datos técnicos específicos del conductor N2XSY 3,6/6 kV	90
Tabla 55. Datos técnicos específicos del conductor N2XSY 6/10kV	91
Tabla 56. Datos técnicos específicos del conductor N2XSY 8,7/15kV	92
Tabla 57. Datos técnicos específicos del conductor N2XSY 12/20 kV	93
Tabla 58. Datos técnicos específicos del conductor N2XSY 18/30 kV	94
Tabla 59. Niveles de aislamiento normalizados para tensiones asignadas del rango II ($U_m > 245\text{kV}$).....	97
Tabla 60. Correlación entre tensiones de soportabilidad al impulso rayo y distancias mínimas en el aire en el rango de 20kV a 300kV [U_m]	98
Tabla 61. Correlación entre tensiones de soportabilidad al impulso de maniobra y distancias mínimas fase-tierra en el aire ($U_m > 300\text{ kV}$).....	98
Tabla 62. Correlación entre tensiones de soportabilidad al impulso de maniobra y distancias mínimas fase-fase en el aire ($U_m > 300\text{kV}$).....	99
Tabla 63. Datos de entrada para el cálculo de Distancias mínimas de seguridad	99
Tabla 64. Correlación entre tensiones de soportabilidad al impulso atmosférico y distancias mínimas en el aire ($U_m < 300\text{ kV}$)	101
Tabla 65. Resumen de Distancias mínimas de seguridad en el Aire.....	109
Tabla 66. Distancias típicas entre equipos de patio.....	113
Tabla 67. Conclusiones de Distancias mínimas y de Seguridad	114
Tabla 68. Relación sencilla de valores nominales de Corriente.....	115
Tabla 69. Límites de error para transformadores de corriente para medida.....	116
Tabla 70. Límites de errores para los transformadores	117
Tabla 71. Características de conductores de cobre desnudos	120
Tabla 72. Cables desnudos según sección IEC o AWG.....	121
Tabla 73. Valores de resistividad según el tipo de conductor	122

Tabla 74. Tipos de suelo y su resistividad.....	123
Tabla 75. Naturaleza del terreno y resistividad del suelo.....	123
Tabla 76. Valores medio de la resistividad según naturaleza del terreno.....	124

LISTA DE FIGURAS

Figura N° 1. Hoja de Cálculo	18
Figura N° 2. Celdas de Hoja de Cálculo.....	19
Figura N° 3. Inserción de Formularios de Control	21
Figura N° 4. Formatos de control en Microsoft Excel	22
Figura N° 5. Transformador de Potencia.....	27
Figura N° 6. Interruptor de Potencia	28
Figura N° 7. Transformador de Corriente	29
Figura N° 8. Interruptor de Tanque Muerto	50
Figura N° 9. Interruptor de Tanque Vivo	51
Figura N° 10. Relación COV a la máxima duración	62
Figura N° 11. Diagrama de energía específica vs energía específica generada	67
Figura N° 12. Mapa del Perú dividido según las zonas de carga o velocidad del viento	74
Figura N° 13. Diagrama de Relación de corriente soportada I_{shtr} vs Temperatura inicial del conductor	76
Figura N° 14. Distancias mínimas entre fase-tierra y entre fases.....	102
Figura N° 15. Distancia de trabajo horizontal y distancia de trabajo vertical	103
Figura N° 16. Dimensiones medias de un operador	104
Figura N° 17. Distancias en la zona de circulación del personal	104
Figura N° 18. Altura mínima de parte con tensión y distancia mínima a tierra	105
Figura N° 19. Altura del cerco y distancia de partes con tensión al cerco.	106
Figura N° 20. Zona de seguridad para circulación de vehículos en conexiones rígidas	107
Figura N° 21. Distancia mínima entre ejes de equipos	108
Figura N° 22. Ancho de barras en subestaciones	110
Figura N° 23. Dimensiones de Equipos	111
Figura N° 24. Distancias mínimas según ancho de campo	111
Figura N° 25. Altura de barraje con seccionador pantógrafo	112
Figura N° 26. Figura de Situaciones típicas de choque eléctrico que involucran a una persona.....	118
Figura N° 27. Tipos de uniones para sistemas de malla a tierra.....	121
Figura N° 28. Criterios para el cálculo de resistividad del suelo	122
Figura N° 29. Relación de corrientes de malla y factor de decremento	125
Figura N° 30. Valores de factor de decremento con duración de falla y X/R	126
Figura N° 31. Valores de constante K con factor de reducción y profundidad de enterramiento	127

RESUMEN

Este informe fue realizado con el fin de crear una Hoja de Cálculo en Microsoft Excel que les permita tanto a estudiantes de Ingeniería Mecánica Eléctrica y/o ramas afines acerca del diseño de subestaciones de transmisión de potencia convencional y sus parámetros necesarios para la selección de sus equipos.

Cabe destacar que el diseño de subestaciones de potencia convencional está comprendido sólo para el área de la costa peruana y para los niveles de alta tensión más usados en el Perú, siendo 60, 138 y 220 kV. En el apartado 1 contiene la información acerca del propósito de este informe, como lo son sus objetivos generales, específicos y las limitaciones.

Seguidamente, el apartado 2, describe el Marco Teórico dividido en dos partes, la primera el cual describe al trabajo realizado para la creación de la Hoja de Cálculo, el segundo acerca de las consideraciones para el diseño y dimensionamiento de subestaciones.

Para el apartado 3, corresponde al diseño, en esta parte se recogen conceptos claves para la comprensión del diseño de una subestación de potencia convencional y la metodología usada para la elaboración de la hoja de cálculo.

El apartado 4, se obtuvieron los resultados a través de la herramienta computacional. mientras el apartado 5 obtenemos las conclusiones de lo que fue la elaboración de la Hoja de Cálculo, basándose en los objetivos planteados al inicio.

Finalmente, el apartado 7, ilustra capturas de pantalla de la Hoja de Cálculo funcionando y de los resultados obtenidos por esta.

PALABRAS CLAVE: subestación, transmisión de potencia, cortocircuito, aislamiento.

ABSTRACT

This report was made in order to create a Microsoft Excel Spreadsheet that allows students of Electrical Mechanical Engineering and / or related branches to design conventional power transmission substations and their parameters necessary for the selection of their equipment.

It should be noted that the design of conventional power substations is comprised only for the Peruvian coastal area and for the high voltage levels most used in Peru, being 60, 138 and 220 kV. In section 1 contains information about the purpose of this report, as are its general, specific objectives and limitations.

Then, section 2, describes the Theoretical Framework divided into two parts, the first which describes the work done for the creation of the spreadsheet, the second about the considerations for the design and sizing of substations.

For section 3, corresponds to the design, this part includes key concepts for understanding the design of a conventional power substation and the methodology used to prepare the spreadsheet.

In section 4, the results were obtained through the computational tool. while section 5 we obtain the conclusions of what was the elaboration of the Spreadsheet, based on the objectives set at the beginning.

Finally, section 7 illustrates screenshots of the working spreadsheet and the results obtained by it.

KEYWORDS: substation, power transmission, short circuit, insulation.

I. INTRODUCCIÓN

Este diseño se fundamentó en el dimensionamiento de subestaciones de transmisión de potencia eléctrica mediante el desarrollo de una herramienta computacional sencilla como lo es Microsoft Excel.

La herramienta computacional desarrolla el procedimiento de dimensionamiento de subestaciones de transmisión de potencia eléctrica como cálculo digital, para obtener resultado de manera eficiente, agilizando el proceso y práctica.

Por esta razón este diseño se basó en recomendaciones de las normas, y reglamentos vigentes de la IEC “International Electrotechnical Commission”

El principal objetivo fue elaborar una herramienta de cómputo mediante Microsoft Office Excel capaz de realizar todos los cálculos para diseñar una subestación de transmisión de potencia convencional en el Perú, específicamente en la costa peruana, que sea de libre distribución tanto para estudiantes de la carrera de Ingeniería Mecánica Eléctrica u otras ingenierías.

Cabe mencionar que el presente trabajo priorizó el dimensionamiento de las subestaciones, en vez del diseño de la herramienta computacional ya que ese es un tema de programación. Sin embargo, se definieron los conceptos básicos de lo que se ha empleado para su elaboración.

Al finalizar se buscó obtener todos los resultados correctos en una subestación de transmisión de potencia convencional mediante una herramienta computacional de manera que agilice de forma eficiente, seleccionar los equipos adecuados tomando como base los niveles de tensión, corriente, etc. de manera técnica y eficiente.

Si bien es cierto existen diferentes herramientas computacionales para el ámbito eléctrico, que son de gran utilidad y sirven de apoyo al ingeniero para realizar diferentes tipos de cálculos, pero no se centran en un punto específico y además no ofrecen la utilización sin una suscripción de pago, que a diferencia de este es libre.

Teniendo en cuenta esos criterios, nos preguntamos:

1.1. Formulación del Problema

¿Qué ventajas nos dará el diseñar subestaciones de transmisión de potencia convencional mediante la elaboración de esta herramienta computacional en Microsoft Excel?

Debido a que, hasta ahora no se ha tenido en cuenta el diseñar una herramienta computacional sencilla, de fácil manejo como lo es Microsoft Excel para el diseño de subestaciones de transmisión de potencia, y mucho menos dedicada exclusivamente para la costa peruana, así mismo se desconoce de una herramienta que calcule los parámetros necesarios de los equipos instalados en una subestación de transmisión de potencia.

Esto sería innovador, además de gran ayuda para agilizar los cálculos ya que el considerable ahorro de tiempo de diseño comparado con un procedimiento manual, y

obtener datos de manera confiable que, a comparación de realizarlos a mano, podría tener errores.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo General

- ✓ Diseñar una herramienta de cómputo mediante Excel para los cálculos de una Subestación de transmisión de potencia convencional.

1.2.2. Objetivos Específicos

- ✓ Recopilar información acerca de subestaciones de transmisión de potencia convencional y sus componentes.
- ✓ Realizar una base de datos con las fórmulas necesarias de los componentes.
- ✓ Crear una interfaz en Microsoft Excel para la elaboración de la herramienta computacional.
- ✓ Diseñar una herramienta de cómputo mediante Excel para los cálculos de una Subestación de transmisión de potencia convencional.
- ✓ Realizar pruebas de funcionamiento a la herramienta computacional.
- ✓ Interpretar los resultados obtenidos por la herramienta para justificar el buen diseño de la subestación de transmisión de potencia convencional.

1.3. Área de Investigación

Área de Investigación:

Sistemas Eléctricos de Potencia

1.4. Justificación

Este diseño, además se justifica por los siguientes motivos:

Importancia

Mediante la elaboración de esta herramienta computacional se pueden obtener todos los cálculos de los principales equipos que componen una subestación de transmisión de potencia convencional. Además, a comparación de realizarlos manualmente, este evita los posibles errores que pueden cometerse y agiliza las operaciones para lograr su diseño correcto.

Beneficio económico

Esta herramienta se desarrollará bajo los principios de una herramienta de libre distribución y accesible para estudiantes y todo aquel que desea apoyarse en ella,

recordando siempre que está diseñada para la aplicación de subestaciones en el área de la costa peruana.

Beneficio social

Debido a que se trata de una herramienta de libre distribución permite acceso a estudiantes, investigadores y todo aquel que quiera aprender acerca de una subestación de transmisión de potencia convencional.

Beneficio Tecnológico

Debido a que se trata de la elaboración de una herramienta computacional esto mejora la interacción del hombre con la máquina e impulsa a nuevos investigadores a realizar herramientas similares en otros ámbitos ingenieriles.

1.5. Operacionalización de Variables

1.5.1. Variables Independientes

- ✓ Diseño de Subestaciones de Transmisión de potencia convencional mediante la elaboración de una herramienta computacional en Microsoft Excel.
- ✓ Niveles de potencia.
- ✓ Normatividad utilizada (IEC y NTP).
- ✓ Lenguaje de programación y botones despleables.
- ✓ Niveles de Tensión 60, 138 y 220 kV.
- ✓ Restricciones de la Hoja de Cálculo de acuerdo a la ubicación de la Subestación de Transmisión de Potencia Convencional.

1.5.2. Variables Dependientes

- ✓ Niveles de Corriente.
- ✓ Equipos: Transformadores de Potencia, Transformadores de Corriente, Seccionadores, Interruptores, Pararrayos, Cables de Energía, Conductores, Distancias mínimas de seguridad, Barraje de conductores, Sistema de Puesta a tierra.
- ✓ Hoja de Cálculo de Microsoft Excel

1.5.3. Población y muestra

Población	Muestra
Subestaciones de Transmisión de potencia.	Subestaciones de transmisión de potencia eléctrica para niveles de alta tensión de 60, 138 y 220 kV para la zona de la costa peruana.

Tabla 1. Población y Muestra
Fuente: Propia

II. MARCO TEÓRICO

2.1. Antecedentes

En la era en que vivimos resulta necesario contar con una metodología moderna e innovadora con el objetivo de obtener resultados correctos, de manera sencilla y manipulando variables. Sobre todo, el ámbito eléctrico y mecánico ya que se manejan muchas variables, por eso a lo largo de los años esto no ha pasado por alto y se han diseñado herramientas de cómputo para diferentes ámbitos eléctricos y mecánicos.

[1] En el 2006, *Misael Acosta Cortés y Roland Cantillo Escorcía para optar al título de Ingenieros Electricistas diseñaron una herramienta de software para el diseño de líneas de transmisión eléctrica denominada HELITE 1.0* que es una herramienta que permite elaborar los cálculos eléctricos, mecánicos, dibujos de plantilla y perfiles topográficos de una línea de transmisión aérea de corriente alterna, guiando al usuario mediante diferentes ayudas a la solución de un problema específico del que se poseen datos eléctricos (Tales como la potencia a transmitir, factor de potencia, etc.) y la hipótesis climáticas del corrector que atravesará la línea.

[2] En la tesis *DILATE, una herramienta de cómputo para el diseño de líneas aéreas trifásicas de transmisión de energía eléctrica*, que es básicamente una herramienta computacional de carácter académico y de libre distribución desarrollada en Microsoft Excel empleando Visual Basic a través de la cual se facilita el diseño de líneas aéreas trifásicas de transmisión de energía eléctrica y contiene el cálculo eléctrico, mecánico y proceso de plantillado.

[3] Además, en la tesis *Software de Uso Didáctico para el Cálculo Mecánico de Líneas de Transmisión y Distribución*, se desarrolló un software, pero para enfoque global dedicado a las normas establecidas en su país.

Sin embargo, las herramientas de cómputo mencionadas anteriormente sólo abarcan el diseño de líneas de transmisión y distribución, por esto, este trabajo es muy peculiar ya que no se han registrado herramientas de cómputo en el diseño de subestaciones de transmisión de potencia convencional para un determinado lugar en el Perú, con determinados niveles de tensión específicos, además de contener las distancias mínimas de seguridad a emplear en una subestación.

2.2. Bases Teórico Científicas

2.2.1. Diseño de la herramienta computacional

Para poder comprender lo que es la herramienta computacional, es importante examinar sus características, así como funciones que nos permitirá realizar.

El diseño de la herramienta fue un proceso que tiene diversas etapas de las que una va dependiendo de la anterior para determinar el diseño completo y se enfocó sobre cuatro atributos distintos: cómo está estructurado, de qué manera se distribuyen los datos (fórmulas matemáticas, normativas y condicionales, la estética, y la de Hoja de Cálculo Microsoft Excel.

También conocida como plantilla electrónica, es un tipo de documento que permite manipular datos numéricos y alfanuméricos dispuestos en forma de tablas compuestas por celdas (las cuáles se suele organizar en una matriz bidimensional de filas y columnas).

Para fuentes de internet, como *Alegsa*; *La celda es “La unidad básica de información en la hoja de cálculo, donde se insertan los valores y las fórmulas que realizan los cálculos”*.

En el cual nos permite realizar cálculos completos y/o definiciones básicas, también insertar gráficas.

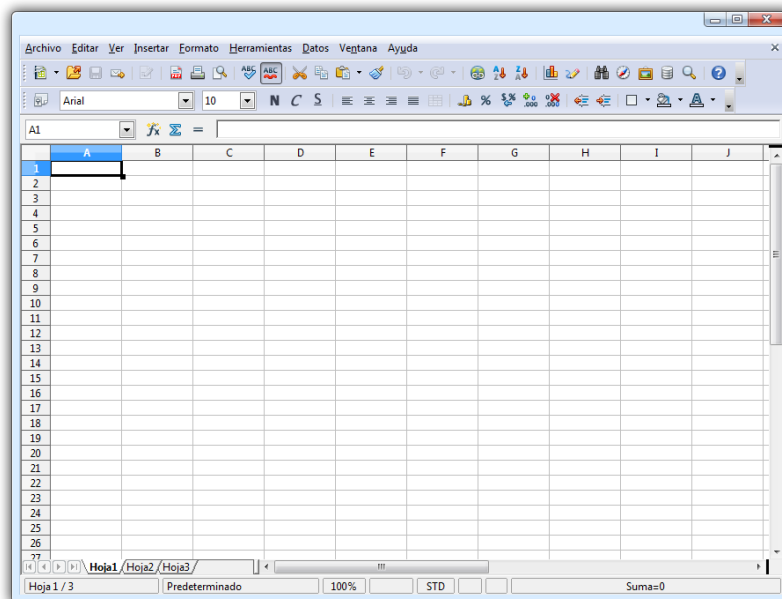


Figura N° 1. Hoja de Cálculo
Fuente: Microsoft Excel

2.2.1.1. Celdas

La celda de una hoja de cálculo es el lugar donde se pueden introducir datos o realizar cálculos.

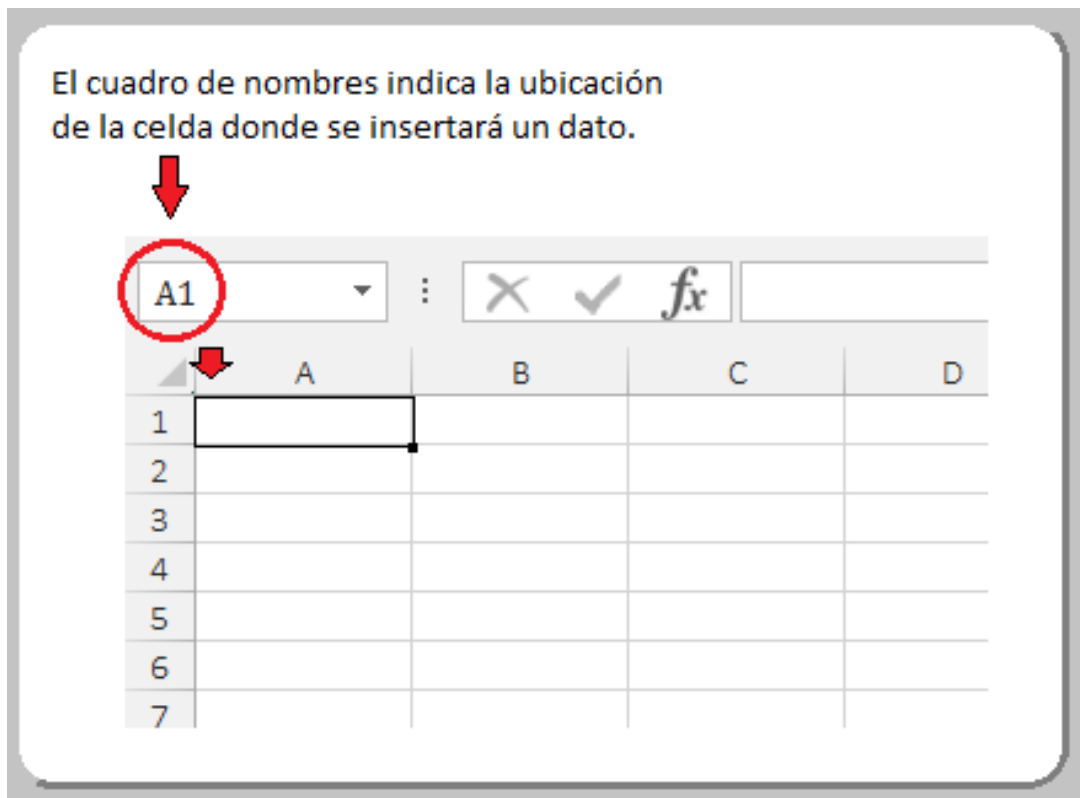


Figura N° 2. Celdas de Hoja de Cálculo
Fuente: Microsoft Excel

2.2.1.2. Formularios de Control en Microsoft Excel

Una forma de recopilar y presentar datos en Excel consiste en añadir a las hojas unos elementos llamados controles de formularios. Pueden ser de varios tipos (cuadros de lista, casillas de verificación, botones, etc.) y su función es dar estructura a las hojas y agilizar la gestión de los datos permitiendo a todos los usuarios trabajar con los datos y los objetos de las hojas de maneras muy específicas.

En las siguientes secciones se explica cómo añadir controles, cómo definir su comportamiento y cómo ajustar sus valores y propiedades.

Es un tipo de control: los botones, las cajas de diálogo y de texto, las cajas de selección despegables, los botones de opción y de selección, las barras de desplazamiento horizontales y verticales, los gráficos, los menús y mucho otros tipos de elementos.

2.2.1.3. Insertar controles de formulario

Excel ofrece dos tipos de controles, los controles de formulario, así como los controles ActiveX, que se insertan en los documentos haciendo clic en el botón Insertar del grupo Controles de la ficha Programador.

Para este trabajo nos centraremos en la sección nos centraremos en los controles de formulario.

Excel ofrece nueve tipos de controles del formulario:

Botón

Casillas de verificación

Control de números

Cuadro de lista

Etiqueta

Barras de desplazamiento

2.2.1.4. Insertar un botón de comando y configurar cuadro de lista

A continuación, se muestran imágenes de la inserción de los formularios de control en la Hoja de Cálculo correspondiente al “Nivel de Aislamiento”.

Activamos la casilla desarrolladora, que nos permitirá insertar botones desplegables

SELECCION DEL NIVEL DE AISLAMIENTO

1.- Parámetros Ambientales y Eléctricos del Sistema.

Descripción	Nivel 138 kV	
	Valor	Unidad
Tension Nominal del Sistema	138	kV
Tension Maxima del Sistema	144.90	kV
Altura de la Zona del Proyecto	35	m.s.n.m.
Temperatura Media	21.7	°C
Nivel de Contaminacion Ambiental	PESADO	

2.- Factor de Correccion por Altura (Fch)
Segun la Norma IEC para instalaciones inferiores a 1000 m.s.n.m., la tension maxima de servicio debera es debe ser multiplicada por un factor de correccion de acuerdo a la altura a la que se encuentra.

$$fch = e^{m \left(\frac{h}{8150} \right)}$$

148.4455 Fch = 1.004

3.- Calculo de la Longitud de la Linea de Fuga (Lfuga)
Determina la longitud de la linea de fuga fase-tierra requerida en el aislamiento por contaminación ambie

DET_NIV_AISL 138 kV

Figura N° 3. Inserción de Formularios de Control
Fuente: Microsoft Excel

Avance Nivel de Aislamiento [Modo de compatibilidad] - Excel

HERRAMIENTAS DE DIBUJO

ARCHIVO INICIO INSERTAR DISEÑO DE PÁGINA FÓRMULAS DATOS REVISAR VISTA DESARROLLADOR NITRO PRO 10 FORMATO

Portapapeles Fuente Alineación Número Estilos Celdas Modificar

Lista desp... : X ✓ fx =\$K\$29

7 1.- Parámetros Ambientales y Eléctricos del Sistema.

Descripción	Nivel 138 kV	
	Valor	Unidad
Tension Nominal del Sistema	138	kV
Tension Maxima del Sistema	144.90	kV
Altura de la Zona del Proyecto	35	m.s.n.m.
Temperatura Media	21.7	°C
Nivel de Contaminacion Ambiental	PESADO	

Formato de control

edades Texto alternativo Control

SMS29:\$N\$32

\$K\$29

4

2.- Factor de Correccion por Altura (Fch)

Segun la Norma IEC para instalaciones inferiores a 1000 m.s.n.m., la tension maxima de servicio debera de ser multiplicada por un factor de correccion deacuerdo a la altura a la que se encuentra.

$$fch = e^{m \left(\frac{h}{8150} \right)}$$

148.4455 Fch = 1.004

3.- Calculo de la Longitud de la Linea de Fuga (Lfuga)

Determina la longitud de la linea de fuga fase-tierra requerida en el aislamiento por contaminación ambiental. el aislamiento por contaminación ambiental.

Nivel de Polución	Minimum nominal specific creepage distance ¹⁾ [mm/kV ²⁾	Minimum nominal specific creepage distance ¹⁾ [mm/kV ²⁾
I. Bajo	16	16
II. Medio	20	
III. Pesado	25	
IV. Muy Pesado	31	

retensiones a Frecuencia Industrial en Seco

ágina 1 Vfi = 172.254 kV

Factor de sobretensión a frecuencia industrial

90 Tensión Máxima de Servicio (kV)

Factor por Humedad

Número de desviaciones estandar alrededor de la media

DET_NIV_AISL_138 kV

Edson Córdova

Figura N° 4. Formatos de control en Microsoft Excel

Fuente: Microsoft Excel

2.2.1.5. Definir las propiedades de los controles de formulario

El cuadro de diálogo Formato de control contiene varias fichas para manipular valores de tamaño, visualización y comportamiento de los formularios:

Proteger: sirve para bloquear controles (y el texto que algunos contienen), pero como indica la nota de la ficha. Punto importante para la herramienta computacional que debe estar protegida de cualquier intento de manipulación manual que altere las propiedades de cálculo.

2.2.2. Subestaciones eléctricas:

Según ENSYS [4] en su guía para el diseño y la especificación de conexiones, las subestaciones son: “La fuente de suministro de energía para la distribución a nivel local, para seleccionar los sitios de usuarios o aún para un cliente específico. La función principal de la subestación es reducir la tensión del nivel de transmisión o de subtransmisión al nivel de distribución”.

“Para poder alcanzar este objetivo, las subestaciones emplean varios dispositivos de seguridad, de conmutación y de regulación de tensión, y de medida. Las subestaciones se ubican generalmente en o cerca del centro del área de distribución, ya sea al interior o al exterior (expuesto) y operado manual o automáticamente”. [4]

En resumen, la función de una subestación eléctrica es modificar y establecer los niveles de tensión para permitir que se distribuya tanto en baja, media o alta tensión.

Esta lógica de tomar de como referencia el transformador y otros factores iniciales, será tomada para la elaboración de la herramienta computacional, que posteriormente se irá describiendo.

Según un conocedor [5], “Como norma general, se puede hablar de subestaciones eléctricas elevadoras, situadas en las inmediaciones de las centrales generadoras de energía eléctrica, cuya función es elevar el nivel de tensión, hasta 132, 220 o incluso 400 kV, antes de entregar la energía a la red de transporte. Las subestaciones eléctricas reductoras, reducen el nivel de tensión hasta valores que oscilan, habitualmente entre 13,2, 15, 20, 45 ó 66 kV y entregan la energía a la red de distribución. Posteriormente, los centros de transformación reducen los niveles de tensión hasta valores comerciales (baja tensión) aptos para el consumo doméstico e industrial, típicamente 400 V”.

En conclusión, las subestaciones eléctricas pueden estar en el área de transmisión y generación. Este trabajo tiene la finalidad de hablar más a fondo de subestaciones de transmisión y precisamente las de tipo convencionales, que son a las que está orientada esta herramienta debido a que en la práctica son las más utilizadas.

2.2.2.1. Subestaciones de transmisión convencionales

Las subestaciones de tipo convencionales, se caracterizan debido a que todos sus componentes están al aire libre, es decir tiene contacto directo con el medio ambiente, sin nada que la proteja, pero estableciendo un área y normas mediante cálculo para

maniobrar, proteger y transformar permitiendo la distribución de manera segura a distintos puntos.

Como indican diversos estudios [6], Una subestación de potencia es un conjunto de equipos de transformación con sus respectivas protecciones, que permiten cambiar parámetros eléctricos como tensión, corriente y frecuencia, con el fin de permitir el flujo de energía eléctrica en un determinado sistema de potencia. Reciben el nombre de subestaciones de potencia debido a las potencias que manejan, que pueden ser del orden de decenas de MVA. Su diseño y configuración está orientado por criterios como flexibilidad, confiabilidad y seguridad.

Son las Subestaciones del tipo convencional las que se tomarán como referencia, dado que es este el tipo de subestación más usada en la práctica y por la cual se puede empezar a conocer su diseño. En ellas se encuentran además de las estructuras y soportes que facilitan la llegada y salida de las líneas, un conjunto denominado "elementos principales de la subestación". Estos elementos se clasifican en 3 categorías así:

- ✓ Equipos de patio
- ✓ Equipos de tablero
- ✓ Servicios auxiliares
- ✓ Malla a tierra, caseta de control y sistema de apantallamiento.

Como se mencionó anteriormente, esta herramienta se concentró en diseñar los principales equipos que corresponden a los equipos de patios mencionado líneas arriba.

A continuación, se describirán los criterios de diseño:

Flexibilidad: De acuerdo a sus medidas de diseño para maniobrar, tener en cuenta mantenimientos o condiciones operativas. [6]

Confiabilidad: Bajo este criterio se busca medir la capacidad de una subestación para mantenerse en servicio en el momento de presentarse alguna falla o mantenimiento en sus equipos, o tras realizar una acción interna, tal como una conmutación de los seccionadores o mientras se repara una falla. [6]

Seguridad: Este criterio mide la propiedad de la subestación para ofrecer servicio continuo a pesar de la presencia de fallas en alguno de los equipos. [6]

Se diseñará un cálculo para obtener las DMS "Distancias Mínimas de Seguridad" tomando en cuenta este criterio.

2.2.2.2.Dimensionamiento

Una vez conocida el software que se empleará, así como el tema principal a los que estará enfocada la herramienta computacional, es necesario conocer los componentes que abarca una subestación y de los cuáles van a ser determinados por la herramienta mediante su cálculo, además de los requerimientos tanto de seguridad, calidad y confiabilidad: en los que implica el tipo de diseño, etc.

Aquí se aborda el término dimensionamiento de una subestación eléctrica como un todo conformado en el cual hay distintas funciones para cada uno de los equipos, de los que

depende de variables para determinar su diseño, tamaño y propiedades más importantes y conformar la subestación completa.

Frente a esto nos preguntamos; **¿Qué consideraciones deben ser tomadas en cuenta para diseñar una subestación?**

- Las tensiones a las que trabajará la instalación. Este aspecto incide en la operación económica del sistema ya que de este punto parte la selección del conductor por su ampacidad y el consiguiente cálculo de las caídas de voltaje en los alimentadores, las cuales deben respetar *los límites impuestos por las normas correspondientes (IEEE, IEC, etc.)*.
- Corriente máxima que se prevé en servicio continuo (máxima potencia en condiciones normales de operación). Se refiere a la carga máxima que puede ser suministrada continuamente durante un periodo específico.
- Corriente máxima de falla (corriente de corto circuito). Cada elemento de la subestación debe estar capacitado para operar en los niveles de corto circuito, es decir, deben ser dimensionados los elementos protectivos del sistema bajo los criterios de su capacidad de corto circuito.
- Nivel de aislamiento admisible en los aparatos por instalar. El nivel básico de aislamiento al impulso (Basic Impulse Level BIL), es la medida de la capacidad que tiene el sistema para soportar sobrevoltajes debidos a descargas atmosféricas u operaciones de conexión y/o desconexión. El nivel de aislamiento se define por las tensiones soportadas bajo lluvia, a 50 Hz, durante un minuto y con onda de impulso de 1,2/50 microsegundos, según Normas de la Comisión Electrotécnica Internacional IEC.

Desde el punto de vista geográfico, tenemos:

- Sitio donde se instalará la subestación; este punto forma parte de una de los principales puntos a tener en cuenta a la hora de diseñar subestaciones, ya que el lugar donde se instale tendrá unas determinadas condiciones ambientales, resistividades, temperaturas y niveles de contaminación a los cuales los equipos de una subestación tendrán que enfrentarse sin sufrir alteraciones y operar en condiciones normales.

2.2.2.3. Transformador de potencia

El transformador de potencia es la parte primordial de una subestación de potencia, es el equipo encargado de transferir energía eléctrica de un circuito a otro, en la mayoría de los casos con niveles de tensión diferentes, su potencia nominal es superior a 500 kVA, el transformador cuenta con accesorios necesarios para su operación y mantenimiento, entre estos se encuentran [6]:

Tanque conservador

Boquillas

Válvulas

Tablero:

Conectores a tierra

Placa característica

En la siguiente figura. Se muestra un transformador de potencia diseñado en un software para tener una mejor visualización.

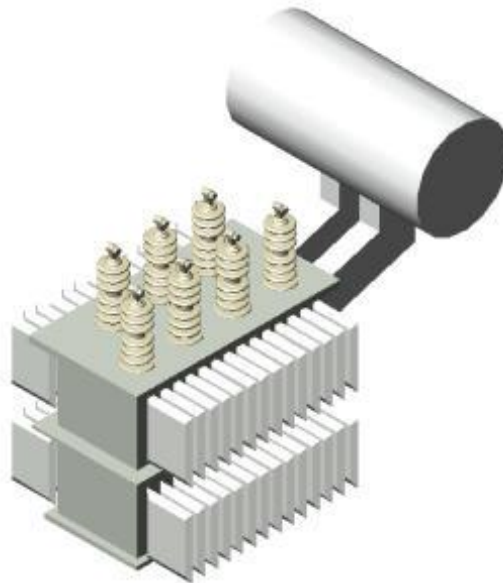


Figura N° 5. Transformador de Potencia
Fuente: Google Imágenes

Tener en cuenta las siguientes condiciones para los transformadores:

Para transformadores refrigerados en aceite no deben instalarse en niveles o pisos que estén por encima o contiguos a sitios de habitación, oficinas y en general lugares destinados a ocupación permanente de personas.

En cambio, para transformadores secos con potencia superior a 112,5 kVA que requieran bóveda, la resistencia al fuego de esta debe ser mínimo de una hora.

Todos transformadores con tensión nominal superior a 600 V deben protegerse por lo menos en el primario con protecciones de sobrecorriente, cuando se usen fusibles estos deben ser certificados y seleccionados de acuerdo con una adecuada coordinación de protecciones.

2.2.2.4. Interruptor de potencia

[5] El interruptor de potencia es el equipo encargado de proteger las líneas, equipos y/o circuitos en los cuales se realicen maniobras o mantenimiento, de corrientes de falla, la conexión o desconexión realizada por el interruptor es realizada en un tiempo corto para evitar para no afectar el sincronismo del sistema.



Figura N° 6. Interruptor de Potencia
Fuente: Google Imágenes

[7] Es importante que, nunca los interruptores deben desconectar el conductor de puesta a tierra de un circuito a menos que se desconecten simultáneamente todos los conductores del circuito o estén instalados de manera que no se pueda desconectar el conductor de puesta a tierra hasta que se hayan desconectado todos los conductores del circuito sin poner a tierra.

Luego de las pruebas el interruptor debe tener la capacidad de operar en la apertura y cierre y garantizar la protección de sobrecarga.

2.2.2.5. Seccionador

Un seccionador es un elemento mecánico de apertura de múltiples funciones entre las cuales se destacan:

Poner fuera de servicio equipos como interruptores, transformadores, generadores o líneas para su respectivo mantenimiento.

En caso de falla en un equipo o línea, el seccionador es utilizado para realizar un by-pass que permita la prestación continua del servicio.

Aterrizar líneas de transmisión, barrajes, bancos de transformadores o bancos de condensadores en el momento de su mantenimiento.

Abrir o se cerrar circuitos bajo carga, generadores, reactores o capacitores.

Aterrizar los equipos energizados de una subestación en caso de fallas que no son fácilmente maniobrables. [6]

2.2.2.6. Transformador de tensión y Transformador de corriente

Un transformador de corriente es un instrumento que reduce la corriente eléctrica de una red a valores manejables no peligrosos para la utilización de equipos de medida, puede ser instalado a la intemperie o en interiores. Su función principal es alimentar equipos de medida, protección y control como contadores, voltímetros y amperímetros. [6]

El devanado primario del transformador de corriente se conecta en serie con el circuito al que se desea hacer la medición y el devanado secundario a los equipos de medida. [5]

Los transformadores de corriente se pueden clasificar de acuerdo a su construcción y a su conexión eléctrica. [6]

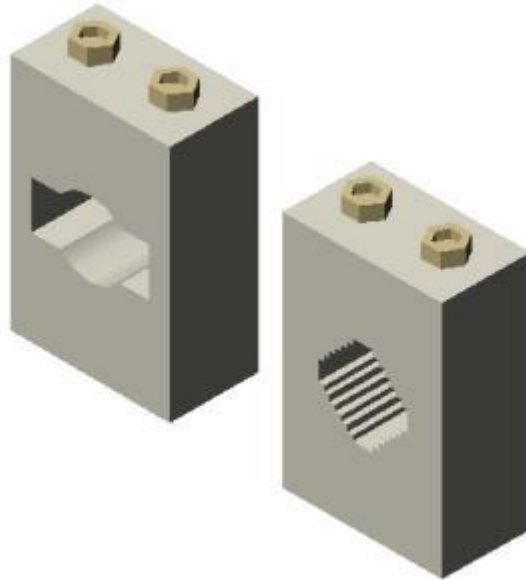


Figura N° 7. Transformador de Corriente
Fuente: Google Imágenes

Para el diseño de la subestación de potencia mediante una herramienta computacional, se tendrá en cuenta los siguientes valores establecidos para un transformador de corriente, a continuación, en la siguiente Tabla 2.

Simple Relación de Transformación (Corriente nominal primaria A)		Doble Relación de Transformación (Corriente nominal primaria A)	
5	150	2*5	2*100
10	200	2*10	2*150
15	300	2*15	2*200
20	400	2*25	2*300
25	600	2*50	2*400
30	800	2*75	2*600
40	1200		
50	1500		
75	2000		
100	3000		

Tabla 2. Valores Normalizados para Transformadores de Corriente
Fuente: Normativa IEC

[6] Un transformador de potencial es un instrumento que reduce el nivel de tensión de una red a valores manejables no peligrosos para la utilización de equipos de medida, puede ser instalado a la intemperie o en interiores. Su función principal es alimentar equipos de medida, protección y control como contadores, voltímetros y amperímetros.

[6] El devanado primario del transformador de potencial, a diferencia del transformador de corriente, se conecta en paralelo con el circuito al que se desea hacer la medición y el devanado secundario a los equipos de medida.

[6] Los transformadores de potencial generalmente son instalados en interiores cuando se van a manejar tensiones inferiores a 60 kV; estos transformadores son fabricados principalmente por recubrimiento de porcelana y aislamiento en aceite o en resina sintética. Los equipos diseñados para uso exterior son fabricados con un aislamiento porcelana-aceite.

2.2.2.7. Cuchilla de Puesta a Tierra

Son un elemento fundamental en el sistema de redes, subestaciones y en general sistemas eléctricos, al estar encargadas de poner físicamente a tierra las secciones de línea y del equipo con el fin de garantizar condiciones seguras en su mantenimiento.

III. DISEÑO

3.1. Recomendaciones y normas

Tener en cuenta que, en adelante tanto los cálculos, como algunas definiciones no son de mi autoría. Estas son establecidas por *IEC "International Electrotechnical Commission"*, que es la organización que se encarga de la normalización de temas eléctricos y ramas afines, y servirá para implementar en la hoja de cálculo y así poder diseñar la herramienta computacional.

[8] Para la elaboración de diseño y metodología de selección de equipos se considera la utilización de normas establecidas dentro de las recomendaciones de la IEC.

Se citan los documentos que han sido tomados en cuenta para elaborar los cálculos respectivos en la elaboración de la herramienta computacional para el diseño de subestaciones de transmisión de potencia convencional.

IEC 60038 Tensiones asignadas
IEC 60044 Transformadores de instrumentos
IEC 60071 Coordinación de aislamiento
IEC 60076 Transformadores de potencia
IEC 60099 Pararrayos
IEC 60114 Barrajes de aluminio
IEC 60255 Relés de protección
IEC 60297 Dimensiones de tableros y bastidores
IEC 60815 Selección de aisladores
IEC 60865 Cálculo de corrientes de cortocircuito
IEC 61089 Conductores
IEC 62271– 100 Interruptores
IEC 62271– 102 Seccionadores

En el siguiente esquema se explica en líneas generales el procedimiento para el diseño de subestaciones, de los cuales han sido tomados para la elaboración de la herramienta computacional y que se describirán a medida que se explique este apartado.

PROCEDIMIENTO PARA DISEÑO DE SUBESTACIONES



Selección del Sitio.	Estudios Ambientales.	{ Estudio del impacto ambiental en el sitio de ubicación de la subestación.
	Urbanización y disposición física.	{ Identificar los diferentes patios de conexión, configuración de la conexión, niveles de aislamiento, vías perimetrales y zonas de acceso.
	Topográficos y sísmicos.	{ Evaluar los efectos sísmicos por considerar para el diseño de las obras civiles y estructuras metálicas de la subestación.
	Flujos de carga	{ Flujos máximos de potencia, corrientes máximas, tensiones máximas.
	Cortocircuito	{ Corrientes de cortocircuito, distribución de corrientes, Coordinación de protecciones y selección de pararrayos.
	Estabilidad	{ Tiempos máximos de despeje de falla (selección de tiempos de cierre).
	Sobretensiones temporales.	{ Selección de interruptores, compensaciones y pararrayos.
	Armónicos.	{ Frecuencia de resonancias.
	Sobretensiones atmosféricas.	{ Máximas sobretensiones, distancia de pararrayos a equipos (Coordinación de aislamiento).
	Alta tensión.	{ Transformador de Corriente, Transformador de Tensión, Pararrayos, Aisladores, Seccionadores y Seccionadores de puesta a tierra.
	Equipos de transformación y compensación.	{ Autotransformadores, Transformadores y transformador de puesta a tierra.
	Equipos de media tensión.	{ Celdas, interruptores, seccionadores de puesta a tierra, aisladores de soporte, cables y terminales.
Sistema de puesta a tierra.		
Estudios al sistema eléctrico.		
Selección de equipos		

3.2. Metodología

El proceso de elaboración de este trabajo se ve reflejado en el diagrama de flujo mostrado, que describe el procedimiento que se llevó a cabo para obtener la Hoja de Cálculo en Microsoft Excel, se muestra a continuación:

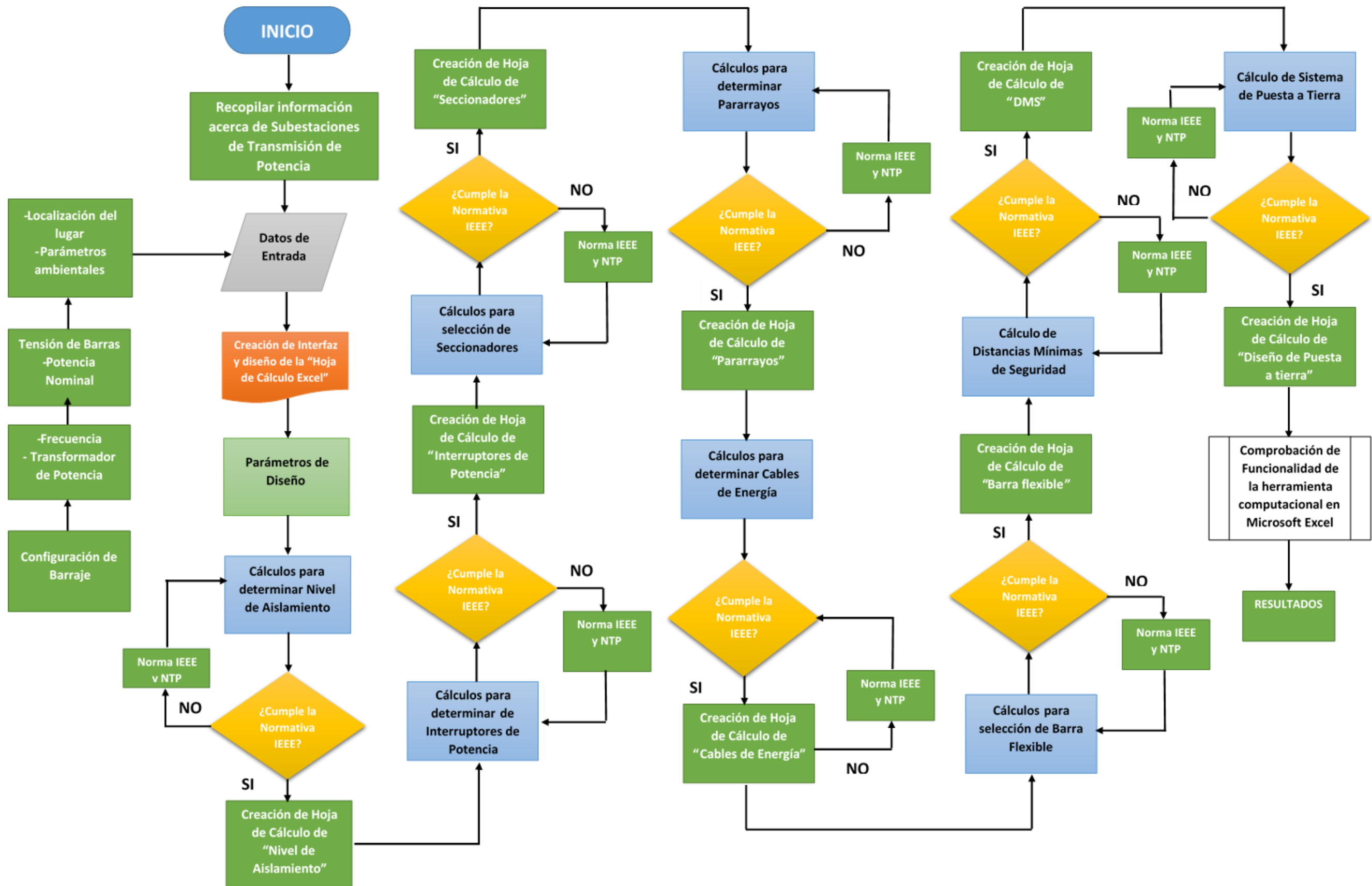


Tabla 3. Diagrama de flujo del proceso de elaboración de la Hoja de Cálculo en Microsoft Excel
Fuente: Elaboración propia

3.3. Datos de entrada

3.3.1. Localización de la subestación de potencia

La herramienta computacional para el diseño de subestaciones de transmisión de potencia convencional, estará orientada al área de la costa peruana, por este motivo se tendrán en cuenta las condiciones climatológicas y ambientales, en efecto, no se realizará un estudio de mercado debido a que no se trata del diseño de una subestación para un lugar en específico, sino un método de ayuda y aprendizaje para estudiantes y demás que deseen conocer los parámetros a tener en cuenta en el diseño de subestaciones de transmisión de potencia.

Cabe resaltar también que el presente trabajo se limita al diseño eléctrico de una subestación de transmisión de potencia convencional mediante una herramienta computacional, y para cálculos de aislamiento se tendrán en cuenta factores como altura sobre nivel del mar, viento máximo, etc.

Debemos tener en cuenta, los siguientes datos:

3.3.2. Temperatura máxima media, mínima media, promedio, humedad relativa máxima

Debido a que el diseño de la subestación de transmisión de potencia convencional estará orientada al área de la costa peruana, se tomaron en cuenta tanto las temperaturas como la humedad relativa registradas en las principales regiones de la costa peruana y se obtuvo un promedio.

[9] Según Weather Online. - Meteorological Services, web que se dedica a prestar servicios climatológicos en todo el mundo, se obtuvieron los siguientes datos:

Temperatura	Temperatura máxima media (° C)	Temperatura mínima media (° C)	Humedad relativa máxima %
T _{PIURA}	31,0	18,1	69
T _{LAMBAYEQUE}	26,3	20,9	80,1
T _{TUMBES}	29,1	21,5	75
T _{TRUJILLO}	22,9	15,7	83
T _{CHIMBOTE}	24,1	15,7	78,2
Resultado	26,68 ° C	18,38 ° C	77,06 %

Tabla 3. Tabla de temperaturas de zonas del Perú
Fuente: Senamhi

Condiciones Climatológicas	
Temperatura Máxima Media	26,68 °C
Temperatura Promedio	21,7 °C
Temperatura Mínima Media	18,38 °C
Humedad Relativa Máxima	77,06 %

Tabla 4. Condiciones Climatológicas según Weather Online Ltd.
Fuente: Weather Online Ltd.

3.3.3. Altitud sobre el Nivel del Mar

El área geográfica para donde se diseñará la subestación de transmisión de potencia convencional es determinante en la selección del nivel de aislamiento de los pararrayos, pues la altura sobre el nivel del mar tiene bastante impacto en los valores de voltaje de flameo de los aisladores.

Para el diseño de la subestación, se ha considerado utilizar una altitud sobre el nivel del mar promedio de la costa peruana que comprende las ciudades más importantes. Según el Senamhi (Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología del Perú) a través de su web, nos proporciona la altitud sobre el nivel del mar de las principales regiones de la costa en el siguiente cuadro:

Región	m.s.n.m.
Chiclayo	27
Tumbes	25
Trujillo	51
Piura	49
Chimbote	25
m.s.n.m. prom. →	35

Tabla 5. Regiones del Perú según su altitud
Fuente: Propia

3.3.4. Tensiones asignadas y tensiones de servicio de las subestaciones

[8] Las tensiones de servicio de una red no permanecen constantes, sino que varía de acuerdo con las condiciones de funcionamiento del sistema eléctrico. Por eso todos los equipos que incluyen en una subestación dependen y se seleccionan según una determinada tensión asignada y tensión máxima de servicio.

[8] La tensión asignada de un sistema se define, como aquella con la cual se designa el sistema y a la cual se referencia ciertas características de operación. Se ilustran los valores de tensiones asignadas y las tensiones máximas de servicio normalizadas por la Comisión Electrotécnica Internacional CEI o IEC 60038 (2011).

Nominal System Voltaje [kV]	Highest Voltage for equipment [kV]
45	52
60 - 69	72,5
110 – 115	123
132 – 138	145
150	170
220 - 230	245

Tabla 6. Valores de tensión nominal o asignada y tensión máxima de servicio
Fuente: Normativa IEC

Cabe resaltar que el diseño de la herramienta computacional estará orientado al Perú, por eso los niveles de tensión normalizados están basados en la Norma Técnica Peruana “NTP-IEC 61008-1 2011”.

[10] Según NTP-IEC 60038, los niveles de tensión existentes y las tensiones recomendadas en el Perú son las siguientes:

Baja tensión	380/220 V – 440/220 V
Media Tensión	13,2 kV – 22,9 kV - 33 kV 33/19kV
Alta Tensión	60 kV - 138 kV - 220 kV
Muy Alta tensión	500 kV

Tabla 7. Niveles de tensión establecidos
Fuente: Norma NTP-IEC 60038

[11] Dependerá del Transformador de Potencia seleccionado obtener los valores nominales de tensión primaria, secundaria y terciaria, mediante la norma IEC 60076 tenemos que:

Series I			Series II	
Highest voltage for equipment kV	Nominal system voltage kV		Highest voltage for equipment kV	Nominal system voltage kV
3,6 ¹⁾	3,3 ¹⁾	3 ¹⁾	4,40 ¹⁾	4,16 ¹⁾
7,2 ¹⁾	6,6 ¹⁾	6 ¹⁾	-	-
12	11	10	-	-
-	-	-	13,2 ²⁾	12,47 ²⁾
-	-	-	13,97 ²⁾	13,2 ²⁾
-	-	-	14,52 ¹⁾	13,8 ¹⁾
(17,5)	-	(15)	-	-
24	22	20	-	-
-	-	-	26,4 ²⁾	24,94 ²⁾
36 ³⁾	33 ³⁾	-	-	-
-	-	-	36,5 ²⁾	34,5 ²⁾
40,5 ³⁾	-	35 ³⁾	-	-

Tabla 8. Otros niveles de tensión según la Norma IEC
Fuente: Normativa IEC

3.3.5. Transformador de Potencia

[12] En los sistemas de distribución donde la tensión primaria es de 34,5kV o menos, al transformador que se utiliza para convertir la tensión a un nivel bajo se le clasifica como de distribución.

La potencia se considera a partir de 500 kVA para transmisión.

Para especificar un transformador se requieren los siguientes datos esenciales:

Número de fases y número de devanados por fase

Frecuencia

Conexiones (por ejemplo: doble devanado)

Método de enfriamiento (por ejemplo: OA, ONAN- ONAF, OA/FA, etc.)

Relación de voltajes

Voltaje nominal de cada devanado (Alta tensión / Media Tensión / Baja Tensión)

Impedancia en por ciento

3.3.6. Configuración de conexión de barras – Tendencia Europea

[8] Cabe resaltar que el hecho de utilizar uno u otro tipo de configuración de las barras persigue como objetivos:

- ✓ Continuidad del servicio.
- ✓ Flexibilidad de operación.
- ✓ Facilidad de mantenimiento de los equipos.
- ✓ Cantidad y costo del equipo eléctrico.
- ✓ Seguridad.

3.3.6.1. Barra sencilla

[13] Cuenta con un solo barraje colector al cual se conectan los circuitos por medio de un interruptor (Figura 4).

[13] Las ventajas que presenta son:

Es económica, simple, fácil de proteger, ocupa poco espacio y no presenta muchas posibilidades de operación incorrecta.

Inconvenientes:

[13] Su desventaja principal puede citarse la falta de confiabilidad, seguridad y flexibilidad teniendo así que suspender el servicio en forma total cuando se requiera hacer una revisión o reparación en la barra colectora.

La elección de una configuración barra sencilla es debido a que se puede utilizar para subestaciones de AT y EAT con muy pocos campos de conexión. Esta conexión es la más utilizadas en subestaciones convencionales.

3.3.6.2.Importancia del área disponible para el arreglo de la configuración de barras

[14] La disponibilidad de un sitio puede ser el aspecto más importante para el diseño de una nueva subestación. Cuando el espacio es limitado es necesario imponer restricciones en el diseño, el cual se tendrán en cuenta al momento de establecer las dimensiones. Usualmente aquellas subestaciones que son simple en diagrama utilizan menos cantidad de interruptores y ocupan menor área.

3.4. Parámetros para el diseño de la subestación

3.4.1. Cálculo y consideraciones para la selección del Nivel de aislamiento

[8] En la selección del nivel de aislamiento consiste en fijar los niveles de aislamiento de los equipos a ser instalados en la subestación.

Se describirán las bases para la selección de los niveles de aislamiento de la subestación de acuerdo a las recomendaciones y publicaciones de la IEC siguientes:

IEC 60071-1 Términos, definiciones, principios y reglas

IEC 60071-2 Guía de aplicación

IEC 60694 Cláusulas comunes para los equipos de alta tensión

Norma DGE R D N° 018-2003 EM –DGE

Los criterios que deberán tomarse en cuenta para la selección del aislamiento serán las siguientes:

- Sobretensiones atmosféricas.
- Sobretensiones a frecuencia industrial en seco.
- Contaminación ambiental.

3.4.1.1. Niveles de Aislamiento Normalizados

[13] Las tensiones normalizadas de soportabilidad están asociadas con la tensión máxima para equipos de acuerdo con la tabla a continuación.

El nivel de aislamiento requerido y recomendado según la Norma IEC 60071-1 para obtener la tensión de soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial “Nivel de aislamiento normalizado para tensiones asignadas del rango I” se menciona en la Tabla N° 9.

Tensión máxima (U_{máx})	Tensión de soportabilidad normalizada de corta duración a frecuencia industrial [kV] (valor eficaz)	Tensión de soportabilidad normalizada al Impulso tipo rayo [kV] (valor pico)
3,6	10	20
		40
7,2	20	40
		60
12	28	60
		75
		95
17,5	38	75
		95
24	50	95
		125
		145
36	70	145
		170
52	95	250
72,5	140	325
123	(185)	(450)
		550
		(550)
145	(185)	450
		550
		650
170	(230)	550
		(650)
		(750)
245	(275)	850
		(325)
		850
		950

Tabla 9. Tensiones a frecuencia industrial y valor pico
Fuente: Normativa IEC

3.4.1.2. Niveles de Contaminación

[8] Los aisladores están sometidos a condiciones del medio, las cuáles varían ampliamente de un lugar a otro, dependiendo de las características de la zona en que se encuentre la parte de la subestación.

[15] Según la norma IEC 60071-2, citada en la norma IEEE Std. 1313.2-1999, especifica cuatro tipos de contaminación (ligero, mediano, alto y muy alto) a considerar al momento de la selección del nivel de aislamiento y la longitud de línea de fuga correspondiente.

Es importante tener en cuenta el nivel de contaminación de la zona en que estará la subestación ya que de ella dependen los cálculos de longitud de línea de fuga para la selección de aisladores.

3.4.1.3. Tensión máxima de Servicio

[8] Por lo general, en corriente alterna el sistema se caracteriza por la tensión más alta (U_m) del equipo (IEC 60071-1).

El diseño de la subestación comprenderá los niveles de tensión por lo cual se calcularán dos tensiones máximas de operación:

Donde:

U_s : Tensión nominal del sistema (kV)

U_m : Tensión máxima de servicio (kV)

$$U_{m1} = 1,05 \times T_{primaria}$$

$$U_{m2} = 1,05 \times T_{secundaria}$$

$$U_{m3} = 1,05 \times T_{terciaria}$$

3.4.1.4. Determinación del nivel de aislamiento

[16] Los criterios a considerar en la selección del nivel de aislamiento para el diseño de la subestación de potencia son la longitud de fuga por contaminación ambiental, sobretensiones a frecuencia industrial en seco, sobretensiones atmosféricas.

3.4.1.5. Aislamiento por contaminación ambiental

Determina la longitud de la línea de fuga fase-tierra requerida en el aislamiento por contaminación ambiental. La línea de fuga fase-tierra está dada por la siguiente ecuación:

$$L_{fuga} = L_{f0} \times Um \times f_{ch}$$

Dónde:

- Lfuga : Longitud de fuga fase-tierra requerida.
- Lf0 : Longitud de fuga unitaria en mm/kV.
- Um : Tensión máxima de servicio (kV).
- fch : Factor de corrección por altura.

3.4.1.6. Facto de corrección por Altura

[17] El factor de corrección por altura se basa en la dependencia de la presión atmosférica con la altitud, como se muestra en la norma IEC 60721 -2 -3 (1987). El factor de corrección puede ser calculado con la siguiente ecuación, teniendo en cuenta que:

$$f_{ch} = e^{m\left(\frac{h}{8150}\right)}$$

Donde:

- m= 1,0 debido a la coordinación del aislamiento tipo atmosférico
- h= Altitud sobre el nivel del mar (1000 m.s.n.m)

- ✓ [8] Para instalaciones con altitud mayor a 1000 m.s.n.m. el factor de corrección por altura deberá ser el correspondiente a la altura total de instalación y se seguirá esta otra ecuación:

$$F_c = 1 + 1.25(h - 1000) \times 10^{-4}$$

Importante: El diseño de la subestación en la herramienta computacional comprende cantidades menores a 1000 m.s.n.m por lo que usaremos la ecuación para el diseño.

3.4.1.7. Longitud de Fuga

[15] La distancia de fuga mínima que se debe considerar para cada aislador en un ambiente de contaminación dado, está dada por una recomendación de la norma IEC 60071-2, citada en la norma IEE Std. 1313.2- 1999, la cual se resume en la Tabla N°10.

Nivel de Contaminación	Descripción del Ambiente	Distancia de fuga (mm/kV)
I Ligero	<p>Áreas sin industrias y con baja densidad de casas equipadas con calefacción.</p> <p>Áreas con baja densidad de industrias o casas, pero sujetas a frecuentes vientos o lluvia, áreas agrícolas, áreas montañosas.</p> <p>Todas las áreas situadas de 10 km a 20 km del mar y no expuestas a vientos directos provenientes del mar.</p>	16
II Mediano	<p>Áreas con industrias que no producen humo contaminante y/o con densidad moderada de casas equipadas con calefacción.</p> <p>Áreas con alta densidad de casas, pero sujetas a frecuentes vientos y/o lluvia.</p> <p>Áreas expuestas a vientos del mar, pero no cercanas a la costa (al menos varios kilómetros de distancia).</p>	20
III Alto	<p>Áreas con alta densidad de industrias y suburbios de grandes ciudades con alta densidad de casas con calefacción que generen contaminación.</p> <p>Áreas cercanas al mar o expuestas a vientos relativamente fuertes procedentes del mar.</p>	25
IV Muy Alto	<p>Áreas generalmente de extensión moderada, sujetas a contaminantes conductivos, y humo industrial, que produzca depósitos espesos de contaminantes.</p> <p>Áreas de extensión moderada, muy cercana a la costa y expuesta a rocío del mar, o a vientos muy fuertes con contaminación procedentes del mar.</p> <p>Áreas desérticas, caracterizadas por falta de lluvia durante largos períodos, expuesta a fuertes vientos que transporten arena y sal, y sujetas a condensación con regularidad.</p>	31

Tabla 10. Niveles de contaminación según zona
Fuente: Norma IEC 60071-2

3.4.1.8. Aislamiento por Sobretensión a Frecuencia Industrial en Seco

[18] Esta sobretensión se produce debido a fallas en el sistema y está dada por la siguiente expresión:

$$V_{fi} = \frac{fs \times Um \times H}{\sqrt{3} \times (1 - N \times s) \times \delta^n \times fl}$$

Dónde: fs : Factor de sobretensión a frecuencia industrial
 $Um_{\text{máx}}$: Tensión máxima
 H : Factor por Humedad
 N : Número de desviaciones estándar alrededor de la media
 s : Desviación estándar
 δ : Densidad relativa del aire

$$\delta = \frac{3,92 \times pb}{273+t} \quad \text{y} \quad \log pb = \log 76 - \frac{h}{18336}$$

Dónde: pb : Presión barométrica en cm de Hg.
 t : Temperatura ambiental media °C.

Una vez calculada la tensión en seco de los aisladores, se procede a aproximar los valores de acuerdo a lo normalizado por el CNE RM-214-2011 MEM-DM, siguientes:

[10] Tensión disruptiva en seco nominal de aisladores [kV]: 5-20-39-55-75-100-125-175-315-390-445-640-830-965.

3.4.1.9. Aislamiento por Sobretensiones de Impulso

[18] Los requerimientos de aislamiento por sobretensiones atmosféricas se realizan para el aislamiento de la línea primaria. El nivel de aislamiento al impulso se determina con la tensión de descarga con polaridad positiva.

$$Vi = \frac{NBI}{(1 - N \times \sigma) \times \delta}$$

Dónde:

NBI : Nivel Básico de Aislamiento
 N : Número de desviaciones estándar alrededor de la media (1,2)
 s : Desviación estándar (3%)
 δ : Densidad relativa del aire

[8] Para la selección del Nivel Básico de Aislamiento se tendrá en cuenta la siguiente tabla según la norma IEC.

Calificación Voltaje [Umáx]	A frecuencias de tensión no disruptiva [Ud]	Tensión nominal de impulso tipo rayo Tensión soportada [Up]
-----------------------------	---	---

kV (r.m.s)	kV (r.m.s)		kV (Valor pico)	
	Valor común	Por distancia de seccionamiento	Valor común	Por distancia de seccionamiento
12,00	28,00	32,00	75,00	85,00
17,50	38,00	45,00	95,00	110,00
24,00	50,00	60,00	125,00	145,00
36,00	70,00	80,00	170,00	195,00
52,00	95,00	110,00	250,00	290,00
72,50	140,00	160,00	325,00	375,00
123,00	185,00	210,00	450,00	520,00
145,00	230,00	265,00	650,00	650,00
170,00	275,00	315,00	750,00	860,00
245,00	395,00	460,00	1050,00	1200,00

Tabla 11. Tensión nominal a frecuencia y tipo rayo
Fuente: Normativa IEC

3.4.1.10. Conclusiones del nivel de aislamiento

Como resultado final de la programación en Excel para el cálculo del nivel de aislamiento tendremos una tabla en la cual se muestran los valores a tener en cuenta para la selección del nivel de aislamiento como lo son nivel básico de aislamiento, longitud de línea de fuga, aislamiento por sobretensiones exteriores (sobretensiones a frecuencia industrial y de impulso).

Una vez establecidos estos valores, se tomarán en cuenta aisladores:

Tipos Suspensión o Anclaje

Clase ANSI 52-3, llamados Aisladores de Suspensión Tipo Cuenca y Bola “Ball and Shocket”

Clase ANSI 52-1 y 52-4, llamados Aisladores de Suspensión Tipo Clevis

Tipo PIN

Clase ANSI 55-1

Clase ANSI POLIMÉRICOS

En el siguiente cuadro se muestran las características de los Aisladores tipo PIN y SUSPENSIÓN

CARACTERISTICAS DE LOS AISLADORES							
AISLADORES TIPO PIN							
Clase ANSI	Voltaje de Flameo de Baja Frecuencia a Frecuencia de Servicio		Voltaje de Flameo Crítico Al Impulso		Longitud de Línea de Fuga [mm]	Mínima Tensión Perforación a Frec. de Servicio [kVrms]	
	Seco [kVrms]	Húmedo [kVrms]	Positivo [kVpico]	Negativo [kVpico]			
55-1	35	20	50	70	102	50	37.5
55-2	50	25	75	95	127	70	52.5
55-3	65	35	100	130	178	90	67.5
55-4	70	40	110	140	229	115	86.25
55-5	85	45	140	170	305	115	86.25
56-1	95	60	150	190	330	130	97.5
56-2	110	70	175	225	432	145	108.75
56-3	125	80	200	265	533	165	123.75
56-4	140	95	225	310	686	185	138.75
56-5	175	125	275	340	864	225	168.75
POLIM_12kV_C	70	50	115	160	300		
POLIM_12kV_L	70	50	115	160	372		
POLIM_15kV_C	75	50	120	170	375		
POLIM_15kV_L	75	50	120	170	465		
POLIM_24kV	80	70	120	170	600		
POLIM_28kV	120	90	170	200	750		
PR15/LP15	95	75	150	180	400		
PR35/LP35	115	90	190	225	555		
KL-138H-BS-31	460	375	735		3462		
KL-138H-BS-34	500	405	795		3795		
KL-138H-BS-37	540	440	860		4128		
KL-161H-BS-40	580	470	920		4460		
KL-161H-BS-43	625	510	990		4793		
KL-161H-BS-	670	545	1055		5126		
KL-230H-BS-49	715	585	1120		5459		
KL-230H-BS-52	760	620	1185		5791		
KL-230H-BS-55	805	655	1250		6124		

D I S T R I B U C I O N
L I N E A S
D E

T R A N S M I S I O N
L I N E A S
D E

Tabla 12. Características de Aisladores tipo PIN
Fuente: NORMATIVA IEC

AISLADORES TIPO SUSPENSION O ANCLAJE								
Clase ANSI	N° de Aisladores	Voltaje de Flameo de Baja Frecuencia a Frecuencia de Servicio		Voltaje de Flameo Crítico Al Impulso		Longitud de Línea de Fuga	Ánima Tensión Perforación a	
		Seco [kVrms]	Húmedo [kVrms]	Positivo [kVpico]	Negativo [kVpico]	Frec. de Servicio		
						[mm]	[kVrms]	
52-3 /1U	1	80	50	125	130	292	110	D I S T R I B U C I O N
52-3 /2U	2	155	90	245	255	584	110	
52-3 /3U	3	215	130	345	355	876	110	
52-3 /4U	4							
52-4 /1U	1	80	50	125	130	292	110	
52-4 /2U	2	155	90	245	255	584	110	
52-4 /3U	3	215	130	345	355	876	110	
52-4 /4U	4							
52-4 /5U	5							
POLIM_12kV	1		28	60		300		
POLIM_12kV	1		28	75		372		
POLIM-15 KV	1	70	65	115	145	250		
POLIM_17kV	1		38	75		427.5		
POLIM_17kV	1		38	95		542.5		
POLIM_24kV	1		50	95		600		
POLIM_28kV	1	130	100	225	265	620		
RP4	1	72	59	107	113	370		
RP10	1	125	105	240	250	900		
RP14	1	160	145	280	316	1300		
KL69HBS 13	1	215	170	355		1466		
KL69HBS 16	1	260	205	425		1798		
KL69HBS 19	1	300	235	485		2131		
IPB 138/CB/1	1	365	350	660	680	2718		
IPB 138/CB/1	1	400	380	700	740	2926		
IPB 138/CB/1	1	435	420	740	770	3115		
IPB 138/XX/C	1	430	380	730	810	3150		
IPB 138/XX/C	1	440	400	755	860	3255		
IPB 138/XX/C	1	490	440	810	900	3900		
IPB 230/CB/1	1	630	610	1080	1040	7740		
IS - 731 / 13 U	13	630	610	870	1040	6000		

NOTAS: Aisladores CLASE ANSI 52-3, llamados Aisladores de Suspensión Tipo Cuenca y Bola ("Ball and Socket").

Aisladores CLASE ANSI 52-1 y 52-4, llamados Aisladores de Suspensión Tipo Clevis.

Tabla 13. Características de aisladores Tipo Suspensión o Anclaje
Fuente: NORMATIVA IEC

3.4.2. Cálculo y consideraciones para la selección de Interruptores de Potencia

Los interruptores de potencia son parte muy importante para la protección y confiabilidad de la subestación de potencia.

[19] Una parte importante en la selección de los interruptores de potencia, son los niveles de tensión al que opere la subestación de transmisión de potencia y así poder calcular los niveles de corriente admisibles.

3.4.2.1. Clasificación de interruptor según el diseño externo

[19] Desde el punto de vista del diseño de la estructura física, los interruptores pueden clasificarse como interruptores de tanque vivo o tanque muerto.

a) Interruptor de Tanque Muerto

[19] Estos tipos de interruptores rigen bajo la norma ANSI. Entre sus principales ventajas que encontramos con respecto a los interruptores de tanque vivo son:
Se puede instalar transformadores de corriente en los bujes del equipo.
Tiene una silueta más compacta y baja.
Su construcción compacta ofrece una mayor soportabilidad sísmica.



Figura N° 8. Interruptor de Tanque Muerto
Fuente: Microsoft Excel

b) Interruptor de Tanque Vivo

Estos tipos de interruptores rigen bajo la norma IEC. Entre las principales ventajas que encontramos con respecto a los interruptores de tanque muerto son los que se detallan a continuación:

- ✓ Tiene un costo inferior (sin transformadores de corriente).

- ✓ Menos requerimientos de espacio.
- ✓ Utiliza menor cantidad de medio de interrupción.

En la siguiente figura se muestra un Interruptor de Tanque Vivo



Figura N° 9. Interruptor de Tanque Vivo
Fuente: Microsoft Excel

3.4.2.2. Clasificación de interruptor según el medio de extinción de arco

Para el diseño de la subestación de transmisión de potencia se propone la disposición de Interruptores de SF₆ para el caso de la barra de las tensiones nominales, a continuación, se expondrán las características de estos tipos de interruptores.

a) Interruptor de SF₆

[19] Las propiedades químicas del hexafluoruro de azufre gaseoso (SF₆) lo hacen un medio excelente de aislamiento y enfriamiento del arco eléctrico. Los interruptores de SFE en su relativa corta existencia ya dominan el mercado de los interruptores de alta tensión y en ese proceso han hecho obsoletas las tecnologías del aceite y del aire comprimido.

Ventajas:

- Alta rigidez dieléctrica que hace que sea un excelente aislante.
- Altamente estable, inerte, inodoro.
- No hay riesgos de incendio o explosión.
- Son menos pesados.
- Bajo mantenimiento.
- Bajo nivel de ruido.

Desventajas:

- ✓ El SF6 es 2,500 veces más potente que el CO2 para producir efecto invernadero.
- ✓ Pueden generar productos altamente tóxicos durante la extinción del arco, sin embargo, dada su alta estabilidad estos productos tienen poca vida.

3.4.2.3. Normas técnicas

Las principales normas y recomendaciones sobre interruptores son:

IEC 62271 -100 High –voltage alternating current circuit-breakers

IEC 60376 Specification and acceptance of new sulphur hexafluoride

IEC 60427 Synthetic testing of high-voltage alternating current circuit breakers

3.4.2.4. Dimensionamiento de la capacidad de los datos nominales y características

En resumen, con las potencias descritas en los ítems a y c, desarrollamos el cálculo para la elección de la “In” de los interruptores, considerando los valores máximos.

3.4.2.5. Características de tensión del equipo

Para el cálculo de las características de tensión del equipo se realizó tomando en cuenta la norma IEC 62271 – 100.

Características del Interruptor de Potencia	Unidad
Características de Tensión	
Tensión Nominal del Sistema (Us)	[kV]
Tensión Máximo de Diseño de Equipo (Um)	[kV]

Tabla 14. Características de Interruptor de Potencia
Fuente: Propia

3.4.2.6. Corriente nominal permanente del interruptor [In]

[11] La corriente nominal es el valor eficaz (r.m.s) de la corriente expresada en amperes para el que está diseñado y que tiene la capacidad de conducir continuamente a la frecuencia nominal.

Con los parámetros máximos se calculará el valor de la corriente nominal, con la siguiente expresión:

$$I_n = \frac{MVA}{\sqrt{3} * U_s}$$

Para el cálculo de interruptores se analizarán con la potencia de trabajo ONAF, teniendo en cuenta la corriente de sobrecarga “Isob”, siendo el 20 % de la corriente nominal “In”

Descripción	Nivel de tensión
	Alta Media
	Unidad
Potencia ONAF	MVA
Tensión Nominal en el lado de alta	kV
Tensión Nominal en el lado de baja	kV
Corriente Nominal	A
Altura de Instalación del Equipo	m.s.n.m.
Corriente condición sobrecarga 20%: [Isob]	A

Tabla 15. Parámetros del Interruptor de Potencia

La programación, el cálculo e imágenes en la Hoja de Cálculo Excel para el cálculo de Interruptores de Barra, se pueden observar en el ANEXO 1.

3.4.2.7. Corriente máxima a interrumpir [Ir]

Se consideró un 20% más de la corriente nominal, conocida la máxima corriente directa o corriente eficaz, en amperios a la frecuencia nominal que llevará continuamente sin exceder el límite del aumento de temperatura observable.

$$I_r = I_n * 1.2$$

3.4.2.8. Condiciones de servicio habituales

[8] Según la norma IEEE, es necesario tomar en cuenta las normas de servicio habituales en el cálculo de interruptores. Las calificaciones de todos los interruptores de alta tensión cubiertos por los estándares se basan en lo siguiente:

- a) Temperatura: Temperatura ambiente del aire de refrigeración sobre el interruptor está dentro del rango de -30°C a +40°C para interruptores interiores o exteriores.

Además, la temperatura ambiente del aire de refrigeración no debe exceder de 55°C para los interruptores del interior o al aire libre.

[8] Se consideró la temperatura Ambiente Esperada [\emptyset_a] a 27°C debido a que nuestra temperatura promedio es 26,68°C.

$$[\emptyset_{max}] = [\emptyset_a] + [\emptyset_r]$$

$$[\emptyset_r] = [\emptyset_a] + 40^\circ\text{C}$$

Obtenidos estos cálculos podemos calcular la Corriente Máxima Permanente del Interruptor [I_a] mediante la ecuación:

$$I_a = I_r * \left(\frac{\emptyset_{max}}{\emptyset_r}\right)^{1/1,8}$$

La tabla obtenida será:

Datos de Cálculo	Unidad
Corriente Nominal [I_n]	A
Corriente Máxima a Interrumpir [I_r]	A
Temperatura Ambiente Esperada [\emptyset_a]	°C
Temperatura permisible en hottest-spot [\emptyset_{max}]	°C
Temperatura permisible en hottest-spot a I_n [\emptyset_r]	°C
Corriente Máxima Permanente del Interruptor [I_a]	A

Tabla 16. Resultados para la Selección del Interruptor de Potencia
Fuente: Propia

3.4.2.9. Características Técnicas del Interruptor de Potencia

- a) Tensión nominal y Tensión máxima del sistema

La tensión máxima del sistema será:

$$\text{Tensión Máxima del Sistema} = \text{Tensión Nominal del Sistema} * 1,05$$

- b) Tensión Máxima Asignada Al equipo

[19] Mediante la norma IEEE, en la siguiente tabla seleccionaremos la tensión (r.m.s.) indicada para el equipo:

Calificación	Corta asignada de corta duración a frecuencia o frecuencias de tensión no disruptiva		Tensión nominal de impulso tipo rayo Tensión soportada	
Voltaje	Ud		Up	
Ur				
	kV (r.m.s)		kV (Valor pico)	
kV (r.m.s)	Valor común	Por distancia de seccionamiento	Valor común	Por distancia de seccionamiento
3,60	10,00	12,00	40,00	46,00
7,20	20,00	23,00	60,00	70,00
12,00	28,00	32,00	75,00	85,00
17,50	38,00	45,00	95,00	110,00
24,00	50,00	60,00	125,00	145,00
36,00	70,00	80,00	170,00	195,00
52,00	95,00	110,00	250,00	290,00
72,50	140,00	160,00	325,00	375,00
123,00	185,00	210,00	450,00	520,00
145,00	230,00	265,00	550,00	650,00
170,00	275,00	315,00	750,00	860,00
245,00	395,00	460,00	1050,00	1200,00

Tabla 17. Tensiones Normalizadas
Fuente: NORMATIVA IEC

(*) Esta tensión será la Tensión de Diseño Asignada Al Interruptor de Potencia

3.4.2.10. Corriente Nominal Normalizada de Servicio Continuo y Corriente de Corte Nominal en Cortocircuito

[8] En la selección del interruptor de potencia se tiene en cuenta que debe cumplir con la interrupción de la corriente de cortocircuito, según su valor eficaz de su componente en corriente alterna, ligado a una componente de corriente directa.

El rango comprendido será de 60 kV – 220 kV, así los valores de corrientes nominales ya están establecidos, según la norma IEC.

Tensión nominal Asignada al Equipo –Interruptor de potencia – (kV)	Corriente Nominal Normalizada de Servicio Continuo (A)	Corriente de Interrupción de cortocircuito (kA)	
72,5	400	6,3	
		12,5	
		16	
		20	
123	630	6,3	
	800	12,5	
	1200	16	
	2000	20	
		25	
145	2000	31,5	
		630	6,3
		800	12,5
		1250	16
		1600	20
	2000	25	
		31,5	
		1600	40
		2000	50
		3150	63
220	2000	31,5	
			1600
			1250
	1600	40	
		50	
		50	

Tabla 18 Tensiones y Corrientes de Interrupción de Cortocircuito
Fuente: Norma IEC

3.4.2.11. Corriente de cierre nominal en cortocircuito

[5] Todos los interruptores de potencia deben poder cerrar sin sufrir daños ni deformaciones permanentes, con una corriente (valor cresta) de cortocircuito correspondiente a la tensión nominal.

Esta capacidad de cierre de un interruptor al circular la corriente de falla a la tensión y frecuencia asignadas. Según la publicación IEC 62271-100 para una frecuencia asignada de 60 Hz, equivale a 2,6 veces el valor eficaz de la componente periódica o de corriente alterna del poder de corte asignado en cortocircuito, para una constante de tiempo normal.

3.4.2.12. Tiempo de apertura y cierre

[20] La norma internacional IEC 56 define estos tiempos de la siguiente manera:

Este intervalo de tiempo de apertura debe ser como máximo 50 ms, mientras que el intervalo de tiempo de cierre debe ser como máximo 160 ms. Estos son las características principales que se deben tener en cuenta al momento de seleccionar el interruptor de potencia.

3.4.3. Cálculo y consideraciones para la selección de Seccionadores de Barra

[11] En la selección de los seccionadores en sistemas de alta tensión deben observarse las características del sistema en el cual serán aplicados y la función que deben desempeñar. Entre las características están las de naturaleza térmica y eléctrica, capacidad de conducción de corrientes de carga y de cortocircuito, resistencia a los esfuerzos dieléctricos, etc. Y las de naturaleza mecánica, esfuerzos debido a corrientes y vientos.

Es importante tener en cuenta que la selección de los seccionadores depende del dimensionamiento física de la subestación, y para esto se utilizan las normas establecidas por la IEC, IEEE, CNE y la NTP.

El seccionador de Alta Tensión se seleccionará teniendo en consideración los siguientes parámetros:

- a) Nivel de Tensión [kV]: Se seleccionará el valor del lado de Alta del Transformador de 3 devanados
- b) Potencia Nominal del Transformador [MVA]: La Potencia del Transformador de Potencia con la que trabajará la subestación
- c) Corriente Nominal [In]: Como mencionamos anteriormente se empleará la fórmula:

$$I_n = \frac{MVA}{\sqrt{3} * U_s}$$

- d) Corriente de condición de sobrecarga 20% [Ir]: Para efectos de sobrecarga se consideró un 20% más de la corriente nominal

$$I_r = I_n * 1.2$$

3.4.3.1. Características del Seccionador de Potencia

Detalla las características de Tensión Nominal del sistema y la Tensión Máxima del Sistema

Características de Tensión	Símbolo	Barra lado de Alta Tensión
		Celda de barra
Tensión Nominal del Sistema	[kV1]	
Tensión Máxima del Sistema	[kV 2]	1,05* kV1
Tensión Asignada al Equipo	[kV 3]	Debe soportar la tensión máxima del sistema

Tabla 19. Principales características de Tensión del Sistema

Nota: La tensión asignada al equipo debe comprender resistirá la tensión comprendidas entre los valores de tensión r.m.s

3.4.3.2. Selección del equipamiento

[11] Por normalización, para el nivel de tensión del lado de alta, recomiendan el uso de equipos con corriente nominal de 3150 A y corriente de cortocircuito de 31,5 kA.

Los valores de corriente asignada en servicio continuo se seleccionan de la norma IEC 60059, teniendo:

1 – 1,25 – 1,6 – 2 – 2,5 – 3,15 – 4 – 5 – 6,3 – 8 A y sus múltiplos por 10n
Estos valores son válidos únicamente para seccionadores de barra.

3.4.3.3. Características de Corriente

Parámetro	Unidad (A)	Descripción
Corriente nominal según IEC	630	Los valores de corriente asignada ya sea para circuitos de alimentación o salida, así como de barrajes, se seleccionan de los siguientes
	800	
	1250	
	1600	
	2500	

Tabla 20. Características de corriente
Fuente: IEC

Parámetro	Cuchillas	Unidad (kA)	Descripción Normativa IEC
Corriente asignada de corta duración	Cuchillas principales	12,5	El valor asignado de duración de la corriente de cortocircuito es 1 s. Para duraciones mayores se recomienda 3 s.
		16	
		25	
	Cuchillas de puesta a tierra	31,5	
		40	
		50	
		63	

Tabla 21. Corriente asignada de corta duración
Fuente: NORMATIVA IEC

La corriente asignada de corta duración de las cuchillas de puesta a tierra es 1,25 veces mayor a las cuchillas principales para descargar descargas a tierra.

$$Cuchillas\ de\ puesta\ a\ tierra = Cuchillas\ principales \times 1,25$$

La programación, el cálculo e imágenes en la Hoja de Cálculo Excel para el cálculo de Seccionador de Barra, se pueden observar en el ANEXO 2.

3.4.4. Cálculo y consideraciones para la selección de Pararrayos

[5] Los pararrayos son una pieza esencial en la protección de los equipos de la subestación ya que limitan las sobretensiones a valores permisibles. En este sentido es imprescindible que los pararrayos no se vean afectados por las condiciones normales de operación del sistema.

El presente informe describe los criterios y cálculos para la selección de pararrayos, teniendo como objetivo principal la definición de las características técnicas de los pararrayos a instalar en una subestación de transmisión de potencia convencional.

3.4.4.1. Máxima tensión de Operación Continua (MCOV o Um)

[11] Término definido en la norma americana IEEE Std C62.11-1999 como: “El máximo valor eficaz de la tensión alterna (de frecuencia industrial) admisible que puede aplicarse continuamente entre los terminales de un pararrayo”.

Corresponde a la tensión de operación permanente U_c , según la IEC 60099-4. Para determinar la tensión de operación continua “ U_c ” ó MCOV del pararrayos se toma de base la tensión de operación del sistema tanto para los tres niveles de tensión, mediante la fórmula siguiente:

$$MCOV \text{ ó } U_m \geq kmx \frac{1.05xUsn}{\sqrt{3}}$$
$$Usn = Us1, Us2, Us3$$

Dónde

Usn : Tensión nominal del Sistema para los tres niveles de tensión

km : factor de falla a tierra

km : 1,00 para sistema con neutro aterrado.

km : 1,73 para sistema con neutro aislado.

3.4.4.2. Sobretensión Temporal (TOV)

[8] Este parámetro permite establecer el nivel máximo de la sobretensión temporal que podría soportar el pararrayos durante algunos instantes previos a la aclaración de la falla. Cuando ocurre una de estas fallas, el potencial a tierra de las fases sanas se eleva en un factor k_e , determinado por las condiciones de puesta a tierra del sistema.

La amplitud que alcanza el voltaje de las fases sanas se calcula como:

$$TOV \geq kex \frac{1.05xUs}{\sqrt{3}}$$

Donde:

Us : Tensión nominal del sistema.

k_e : factor de conexión a tierra.

k_e : 1,4 para sistemas con neutro aterrado.

k_e : 1,00 para sistemas con neutro aislado.

3.4.4.3. Cálculo de la Tensión Nominal del Pararrayos (Ur)

[21] Determinar el mayor valor eficaz permitido para la tensión a frecuencia industrial para el cual el pararrayos ha sido dimensionado, a fin de funcionar correctamente en condiciones de sobretensión temporal.

La tensión nominal del pararrayos, Ur, es el mayor valor entre Ur1 y Ur2.

- a) Utilizando la Tensión de Operación Continua MCOV (Um)

$$U_{r1} = \frac{1}{k_o} \times MCOV$$

Donde:

Ur1: Tensión nominal del pararrayos.

ko = 0,8 factor de diseño del pararrayos usualmente (1/ko =1,25).

Se determinará para los tres niveles de tensión.

- b) Utilizando la Sobretensión Temporal (TOV)

$$U_{r2} = \frac{1}{k_t} \times TOV$$

Donde:

Ur2 : Tensión nominal del pararrayos.

kt: Relación de la Tensión de sobretensión temporal U respecto de la tensión nominal Ur.

Para determinar los valores de kt, se utiliza el siguiente gráfico, que también se incluirá en la herramienta computacional mediante Microsoft Excel.

Se calculará la sobretensión nominal de Pararrayos Ur2, para los tres niveles de tensión.

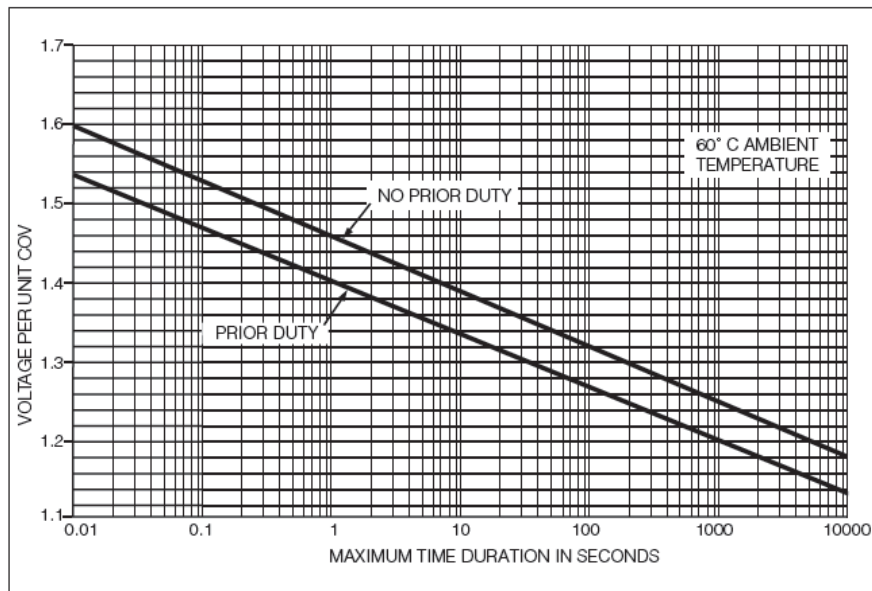


Figure 3. Temporary Overvoltage Capability of VariSTAR U2 Surge Arresters.

Figura N° 10. Relación COV a la máxima duración
Fuente: Microsoft Excel

Donde:

$t = 1\text{ s}$, para sistemas con neutro efectivamente puesto a tierra.

$t = 10\text{ s}$, para sistemas con neutro aislado.

Considerando el tiempo de duración de falla por sobretensión temporal para un sistema con neutro efectivamente puesto a tierra, del gráfico obtenemos:

$kt = 1,4$

Una vez calculados la tensión nominal de pararrayos utilizando la tensión de operación continua y la sobretensión temporal. Se determina la Tensión Asignada que es un valor comprendido entre estos dos, para cada nivel de tensión a trabajar en la subestación.

De encontrarse este valor entre U_{r1} y U_{r2} , se escogerá el mayor de estos y se tomará como el mayor valor eficaz para el cálculo programado en Microsoft Excel. Luego este valor se acercará a tablas que a continuación se presentan.

[21] Los valores de tensión nominal del Pararrayos U_r se encuentran normalizados mediante Clases, para la selección de estos se usaron los de Clase 2 y Clase 3 normalizados por la norma IEC.

Voltaje Clasificación (kV, rms)	Voltaje impulso residual 10kv (kV)	Voltaje a la corriente de paso residual (Voltaje de cresta)
3	8,4	9,20
6	16,7	17,90
9	25	26,80
10	27,4	29,30
12	33,3	35,60
15	41,4	44,20
18	49,8	53,00
21	55,4	58,90
24	63,5	67,50
27	71,6	76,10
30	79,4	84,4
33	89,5	95,00
36	94,4	100,00
39	103	109,00
42	111	118,00
45	119	126,00
54	137	145,00
60	156	165,00
66	173	184,00
72	186	198,00
78	202	214,00
84	221	235,00
90	234	248,00
96	247	262,00
108	273	290,00
120	319	338,00
132	345	367,00
138	361	384,00
170	420	401,00
245	502	455,00

Tabla 22. Características de protección garantizadas pararrayos clase 2
Fuente: Normativa IEC

Voltaje Clasificación (kV, rms)	Voltaje impulso residual 10kv (kV)	Voltaje a la corriente de paso residual (Voltaje de cresta)
3	7,9	8,80
6	15,6	17,00
9	23,4	25,30
10	25,7	27,80
12	31,1	33,60
15	38,7	41,80
18	46,6	50,20
21	51,8	55,80
24	59,4	63,90
27	67	72,00
30	74,3	79,90
33	83,7	89,90
36	88,3	94,80
39	95,9	103,00
42	104	112,00
45	111	119,00
54	128	137,00
60	146	157,00
66	161	173,00
72	174	187,00
78	189	203,00
84	20	222,00
96	231	248,00
108	256	275,00
120	298	319,00

Tabla 23. Características protección de pararrayos clase 3
Fuente: Normativa IEC

3.4.4.4. Cálculo de la Capacidad de Absorción de Energía y Selección de la Clase de Descarga de los Pararrayos

[21] La clase de descarga de líneas es la característica definitoria real de un pararrayo de Alta Tensión, el cual define la capacidad de absorción de energía de un pararrayo conforme la norma IEC 60099-4. Dicha norma define cinco diferentes clases de descarga de líneas, cuyos parámetros eléctricos se muestran a continuación:

Clasificación de descarga	Clase de descarga de línea	Impedancia de línea Z Ω	Duración de pico T μs	Voltaje de Carga UL
10000 A	1	4,9 Ur	2000	3,2 Ur
10000 A	2	2,4 Ur	2000	3,2 Ur
10000 A	3	1,3 Ur	2400	2,8 Ur
20000 A	4	0,8 Ur	2800	2,6 Ur
20000 A	5	0,5 Ur	3200	2,4 Ur

Tabla 24. Clasificación de descargas de línea, impedancia de línea, duración pico, voltaje de carga
Fuente: Normativa IEC

[8] La energía generada en el pararrayos es fuertemente dependiente de la tensión residual de impulso por maniobra, esta energía puede determinarse con suficiente exactitud con la siguiente fórmula:

$$W = \frac{U_{res}}{U_r} \times \left[\frac{UL}{U_r} - \frac{U_{res}}{U_r} \right] \times \frac{U_r}{Z} \times T$$

Dónde:

U_{res} : Es el valor cresta de la tensión que aparece entre los bornes de un pararrayos al paso de la corriente de descarga asignada (10 kA).

U_r : Es el valor máximo de la tensión eficaz a frecuencia industrial admisible entre bornes, para la que el pararrayos está previsto que funcione correctamente bajo condiciones de sobretensión temporal.

UL : Es la tensión de carga del generador

W : Es la energía específica igual a la energía dividida por la tensión nominal.

Z : Es el aumento de la impedancia de la línea

T : Es la duración virtual del corriente pico.

La selección de la clase de descarga se realiza de la siguiente manera:

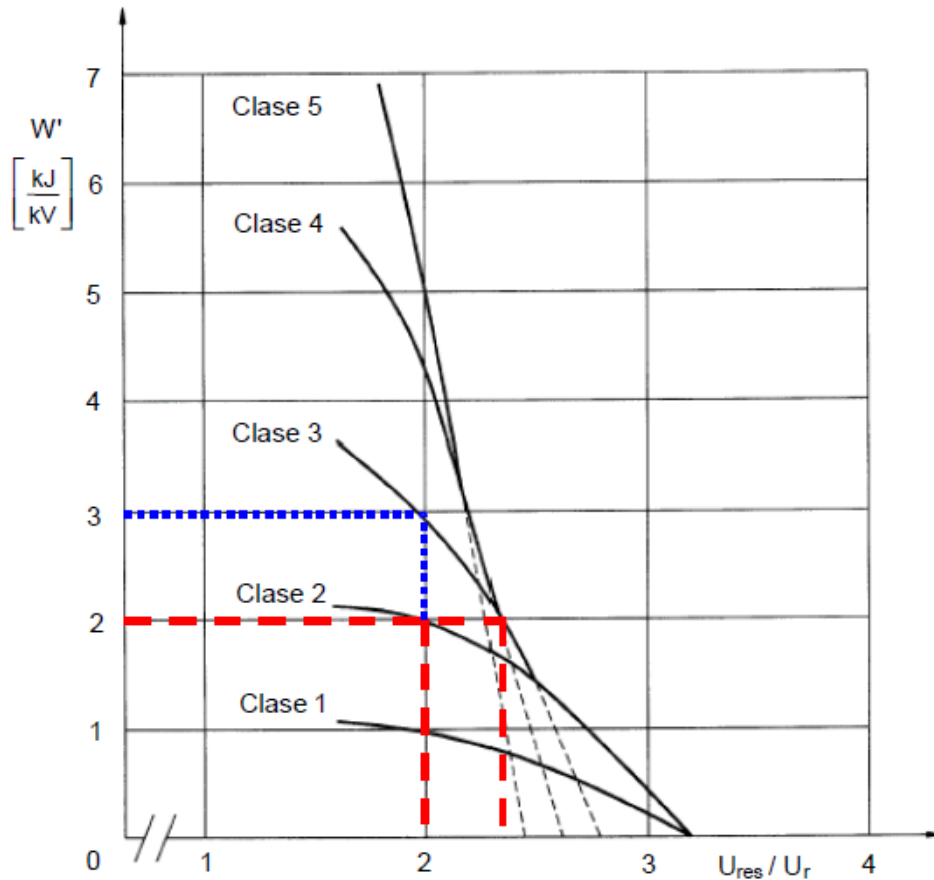
[8] Primero se calcula la energía que va a generar el pararrayos, con las posibles reacciones que pueda ocasionar un impulso rayo y/o maniobra.

Luego se determina la energía específica de la división entre la energía calculada anteriormente y el valor eficaz de la tensión nominal.

Para determinar la energía específica W' , se debe usar la siguiente fórmula según IEC 60099-4:

$$W' = \frac{W}{U_r}$$

Se compara esta energía específica con la energía específica generada en la prueba utilizando la figura presentada a continuación y se selecciona la clase de descarga de líneas.



Energía específica en kJ/kV de la tensión nominal dependiente de la relación entre la tensión residual con impulso de maniobra U_{res} y el valor eficaz de la tensión nominal U_r del descargador (véase la IEC 60099-4)

Figura N° 11. Diagrama de energía específica vs energía específica generada
Fuente: Normativa IEC

Nota: El cálculo se realiza para cada uno de los niveles de tensión y estará limitado para la clase 2 y clase 3.

Con los datos de esta figura se determinarán W -Clase “n” y la relación entre U_{res}/U_r , para seleccionar la clase de descargar de línea.

La capacidad de Absorción Específica está dada por:

$$W = U_{res} \times \frac{(U_l - U_{res})}{z} \times T \text{ (kJ)}$$

3.4.4.5. Características de Protección de los Pararrayos

a) Determinación de los Niveles de Protección

[21] Los niveles de protección están determinados por tensiones de caídas de rayos o tensiones de descarga del pararrayo. Basado en el procedimiento de la norma IEEE Std C62.11.1993, los siguientes niveles de protección deben ser considerados:

- ✓ FOW. - El valor más alto de la descarga o la tensión de cresta de descarga en 0,5us a la corriente clasificada.
- ✓ LPL. - El valor más alto de la descarga al impulso del rayo 1,2/50us. La magnitud de corriente apropiada está determinada por la tensión del sistema, mencionada en la tabla. (a continuación).

Máximo voltaje (kV)	Corriente de Coordinación (kA)
72,5	5
121	10
145	10
242	10
362	10
550	15
800	20

Tabla 25. Máximo voltaje y Corriente Coordinación
Fuente: Norma IEEE

- ✓ SPL. -El valor más alto de la descarga al impulso maniobra o la tensión de descarga del pararrayo que resulta de una onda de corriente con un tiempo a la cresta actual de 45us a 60us.

b) Corrientes de Coordinación de Pararrayos para Descargas de Rayos

Con el fin de determinar los niveles de protección de los pararrayos por caída de rayos, se necesitan determinar las corrientes de coordinación apropiadas, para lo que se tiene en cuenta lo siguiente:

- La importancia y el grado de protección deseado.
- Blindaje o protección de la línea.
- La probabilidad de ocurrencia de las grandes corrientes.
- Lugar de impacto del rayo y el medio ambiente.

c) Corrientes de Coordinación de Pararrayos para Descargas por Maniobras

Debido a que se enfocó en sistemas de transmisión, para los pararrayos, las corrientes de coordinación recomendadas en maniobras (IEEE Std C62.11-1993) están listados en la tabla siguiente:

Máximo voltaje del sistema	Estación de clase (A cresta)	Clase Intermediaria
3-150	500	500
151-325	1000	-
326-900	2000	-

Tabla 26. Relación máximo voltaje del sistema y estación de clase
Fuente: Normativa IEEE

d) Determinar la Resistencia del Aislamiento del Equipo, BIL, BLS y CWW

Las tensiones BIL, BSL y CWW pueden ser obtenidos de los estándares de equipamientos. Sin embargo, BLS y CWW no existen para todos los niveles de tensión de los equipos.

El BLS para varios tipos de equipos es presentado en las siguientes tablas.

Rated lightning impulse withstand voltage	
Up	
kV (peak value)	
Common value	Across the isolating distance
-4	-5
40,00	46,00
60,00	70,00
75,00	85,00
95,00	110,00
125,00	145,00
170,00	195,00
250,00	290,00
325,00	375,00
450,00	520,00
650,00	630,00
750,00	860,00
1050,00	1200,00

Tabla 27. Rangos de valores de voltaje Up
Fuente: Normativa IEC

Una vez obtenida esta tensión se hallan las tensiones BLS y CWW, de la siguiente manera:

$$BLS = BIL \times 0,83$$

$$CWW = BIL \times 1,1$$

e) Evaluación de la Coordinación del Aislamiento

[8] La diferencia entre la resistencia de aislamiento del equipo y la tensión a la que descargan los terminales del mismo, permite determinar la coordinación de aislamiento.

Los siguientes márgenes o ratios de protección para sobretensiones por rayos (PRL1 y PRL2) y por sobretensiones por maniobra (PRs) son:

$$PR_{L1} = \frac{CWW}{FOW} \geq 1.20 \quad PR_{L2} = \frac{BIL}{LPL} \geq 1.20 \quad PR_s = \frac{BSL}{SPL} \geq 1.15$$

Donde:

CWW : Nivel de Aislamiento al Impulso de Onda Cortada
FOW : Nivel de Protección al Impulso de Frente de Onda
BIL : Nivel de Aislamiento al Impulso por Rayos
LPL : Nivel de Protección al Impulso por Rayos
BSL : Nivel de Aislamiento al Impulso por Maniobra
SPL : Nivel de Protección al Impulso por Maniobras

De obtener los resultados de acuerdo a las condiciones, se definirá si Cumple o No Cumple.

La herramienta computacional, nos muestra la siguiente tabla:

Rating Ur del Pararrayo	kV
Tensión Máxima de Operación Continua (MCOV)	kV
Tensión Soportada de Corta Duración a Frecuencia Industrial (TOV)	kV
Tensión Soportada a Impulso Tipo Rayo 10 kA (8/20 us)	kV
Corriente de Descarga	kA
Capacidad min de Disipación de Energía	kJ/kV
Clase de Descarga	N.º

Tabla 28. Resultados finales en la selección de pararrayos
Fuente: Propia

La programación, el cálculo e imágenes en la Hoja de Cálculo Excel para el cálculo de Pararrayos, se pueden observar en el ANEXO 3.

3.4.5. Cálculo y consideraciones para la selección de conductor de barra

A continuación, se describe el dimensionamiento y la selección de la capacidad y características de las barras de energía.

Para la selección de barras se busca:

- ✓ Buena conductividad eléctrica.
- ✓ Alta capacidad de corriente.
- ✓ Buena resistencia ante corto circuitos.
- ✓ Débil intensidad de campo externo (efecto corona).
- ✓ Excelente resistencia a la corrosión.

[8] En la siguiente tabla se presentan las principales características de los cables de cobre, aluminio y ACSR. Siendo el aluminio el más utilizado en la construcción de subestaciones.

Descripción	Unidad	Cobre	Aluminio	ACSR
Resistividad a 20°C	Ωm	$1,7 \times 10^{-8}$	$3,4 \times 10^{-8}$	$1,9 \times 10^{-8}$
Capacidad térmica específica a 20°C	J/kg°C	390	910	480
Densidad	Kg/m ³	8900	2700	2700
Coefficiente de variación de resistencia con la temperatura	1/°C	0,00393	0,004	0,004
Módulo de Young típico (conductores entorchados)	N/m ²	12×10^{10}	6×10^{10}	6×10^{10}
Conductividad específica a 20°C	1/ Ωm	56×10^6	$34,8 \times 10^6$	$34,8 \times 10^6$

Temperatura más elevada del material durante cortocircuito	°C	200	200	200
--	----	-----	-----	-----

Tabla 29. Principales materiales para selección de conductores
Fuente: Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión

3.4.5.1. Características Técnicas del Conductor Seleccionado

[8] La sección del conductor se obtiene a partir de la corriente nominal con factor de sobrecarga [Ir].

Las siguientes tablas nos muestran las características de conductores de aluminio que se ha seleccionado como material, dependerá de quién maneje la herramienta seleccionar el calibre.

Calibre	N° Hilos	D. Hilo	D. Conductor	Peso	Resistencia Eléctrica	Carga a Rotura	Cap. Corriente
					20 °C		
mm ²		mm	mm	Kg/Km	Ohm/Km	Kg	A (*)
16	7	1,70	5,10	43,00	2,09	452,6	100
25	7	2,15	6,50	70,00	1,31	723,9	125
35	7	2,52	7,60	96,00	0,95	994,5	160
50	7	3,02	9,10	137,0	0,66	1428	195
70	19	2,15	10,80	190,0	0,48	1965	235
95	19	2,52	12,60	260,0	0,35	2699	300
120	19	2,85	14,30	335,0	0,28	3453	340
150	37	2,25	15,80	405,0	0,23	7191	395
185	37	2,52	17,70	510,0	0,18	5257	455
240	37	2,85	20,00	650,0	0,14	6724	545
300	61	2,52	22,70	840,0	0,11	8666	625
400	61	2,85	25,70	1070	0,09	11085	755

Tabla 30. Principales características de conductores AAAC
Fuente: Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión

Una vez seleccionado el calibre del conductor, se obtendrán de la tabla anterior, los valores de:

- ✓ Resistencia Eléctrica a 20 °C
- ✓ Capacidad de Corriente del Conductor
- ✓ Diámetro del Conductor
- ✓ Número de Hilos
- ✓ Diámetro de Hilo
- ✓ Peso
- ✓ Carga a la rotura

[8] Para determinar la capacidad de corriente de los conductores en sistemas de alta potencia son necesarios los siguientes factores: corriente de la carga, temperatura ambiente, velocidad de viento y radiación solar. La determinación de la temperatura límite de los conductores se hace necesaria para garantizar que:

[8] No se excederá la temperatura límite de diseño de los cables, establecida de acuerdo a las normas internacionales (70°C para conductores de cobre y 80°C para conductores de aluminio de acuerdo con la norma IEE) con el objeto de no alterar las propiedades mecánicas del material.

3.4.5.2. Cálculo de la corriente admisible del conductor

[8] Al circular una corriente en el conductor produce una cierta cantidad de calor por efecto Joule.

Cuando el sistema se encuentra en régimen, todo el calor producido es disipado, parte por convección, parte por radiación.

Para el cálculo de corriente admisible del conductor se usa la fórmula

$$I' = \sqrt{A(Wc + Wr)/R}$$

Dónde:

Wc : Calor disipado por convección

Wr : Calor disipado por radiación.

A : Área del conductor

R : Radio del conductor.

a) Cálculo de calor disipado por convección

[22] Para el cálculo del enfriamiento por convección se utilizan ciertas constantes que permiten estimar la transferencia de calor por convección.

$$W_c = \frac{95.5\sqrt{P * V} * \Delta T}{(T_a + \Delta T/2)^{0.125}\sqrt{D}}$$

Donde:

P : Presión en atm

V : Velocidad del aire

ΔT : Sobre temperatura del conductor respecto del ambiente.

Ta : Temperatura absoluta del ambiente.

D : Diámetro del conductor.

b) Cálculo de calor disipado por radiación

Para obtener el calor disipado por radiación, se considera la fórmula:

$$W_r = 57000 * E_m * \left[\left(\frac{T_a + \Delta T}{1000} \right)^4 - \left(\frac{T_a}{1000} \right)^4 \right]$$

Donde

Em : Emisividad del conductor.

Aluminio pulido=0,05

Aluminio superficie rugoso=0,07

Aluminio muy oxidado=0,25

Es necesario definir los conceptos que se usarán para el cálculo de calor disipado por convección y radiación

Parámetro	Símbolo	Unidad	Valor
Presión Atmosférica	P	atm	0,99
Temperatura del conductor respecto al ambiente	ΔT	$^{\circ}C$	30
Temperatura ambiente	Ta	$^{\circ}C$	20

Tabla 31. Principales condiciones a tener en cuenta para selección del conductor

[10] Para determinar la velocidad del aire “V” se considera la zona en la cual se encuentra la subestación de transmisión de potencia.

Cabe resaltar que el diseño de este software se limita a la costa peruana, por tal motivo los valores de velocidad del aire serán considerado de acuerdo a lo establecido según el Código Nacional de Electricidad (CNE – SUMINISTRO 2011 SECCIÓN 25 ÍTEM 250B.)

Las zonas de cargas generales se denominarán:

Zona de Carga	Km/h
Zona A - Ligera	70
Zona B - Regular	80
Zona C - Fuerte	90

Tabla 32. Zonas según CNE de acuerdo a la velocidad del viento
Fuente: CNE- Código Nacional de Electricidad

Nota:

Las zonas mencionadas anteriormente se encuentran divididas según se muestra el siguiente mapa:

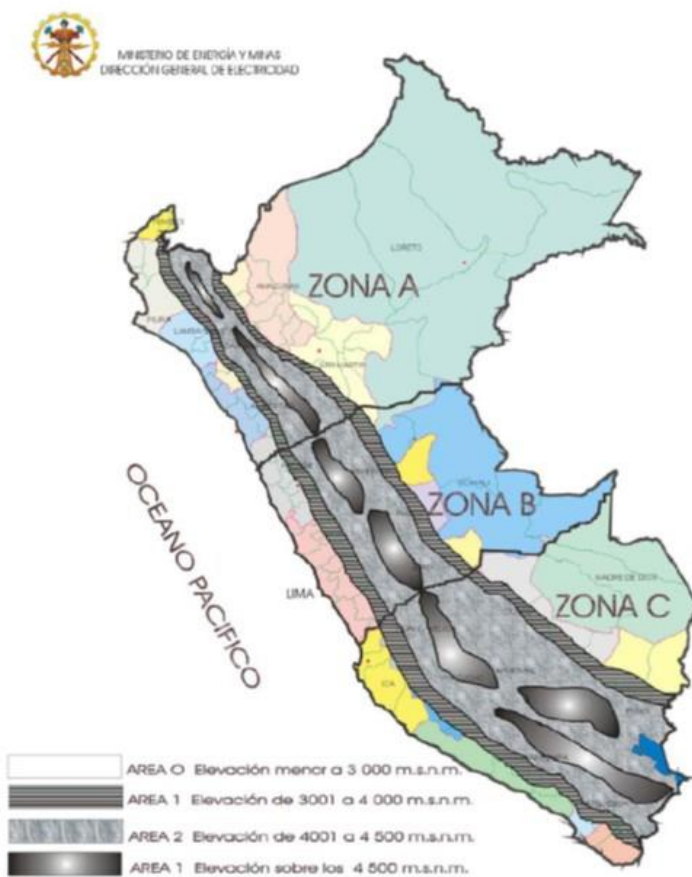


Figura 250-1
Ubicación de las zonas de carga en el Perú

	Zona A	Zona B	Zona C
Regiones del Perú	Loreto, Amazonas, San Martín, Cajamarca, La Libertad, Lambayeque, Tumbes y Piura.	Ucayali, Cerro de Pasco, Ucayali, Junín, Lima, Ancash y Huánuco,	Madre de Dios, Cuzco, Apurímac, Ica, Ayacucho, Puno, Arequipa, Moquegua y Tacna.

Tabla 33. Clasificación de las Regiones del Perú según zona
Fuente: Ministerio de Energía y Minas

3.4.5.3. Cálculo de la Corriente de Corto Circuito por Estabilidad Térmica

[13] La selección del calibre del conductor que conforman el barraje, depende del límite térmico del aislamiento de interconexión.

Es importante comprobar que debe soportar la corriente de corto circuito sin que el conductor sufra daños ni dificultad ante corrientes de corto circuito.

El cálculo se realizó con la fórmula:

$$I'_{cc} = S \sqrt{\frac{c * \gamma}{\rho_{\theta 1} * \alpha * k_p * t} * \ln \left[\frac{1 + \alpha(T_{\theta 2} - T_0)}{1 + \alpha(T_1 - T_0)} \right]}$$

Dónde:

S : Sección (mm²)

t : Tiempo en segundos = 1 s, según norma IEEE.

c : Calor específico del metal (cal/gr x °C)

γ : Peso específico del metal (gr/cm³)

α : Coeficiente de incremento de la resistencia = 0,004 1/°C

T₀ : Temperatura inicial = 20°C

T₂ : Temperatura final = A encontrar.

$\rho_{\theta 1}$: Resistividad del metal (ohm/m)

k_p : Coeficiente pedicular = 1,00 K_p

$$S_{thr} = \frac{I'_{cc}}{S} \cdot A/mm^2$$

A continuación, se muestra un diagrama en el cual vemos la variación de la temperatura del conductor en cortocircuito en función de la densidad de corriente soportada “S_{thr}” y la temperatura inicial del conductor “T₀”.

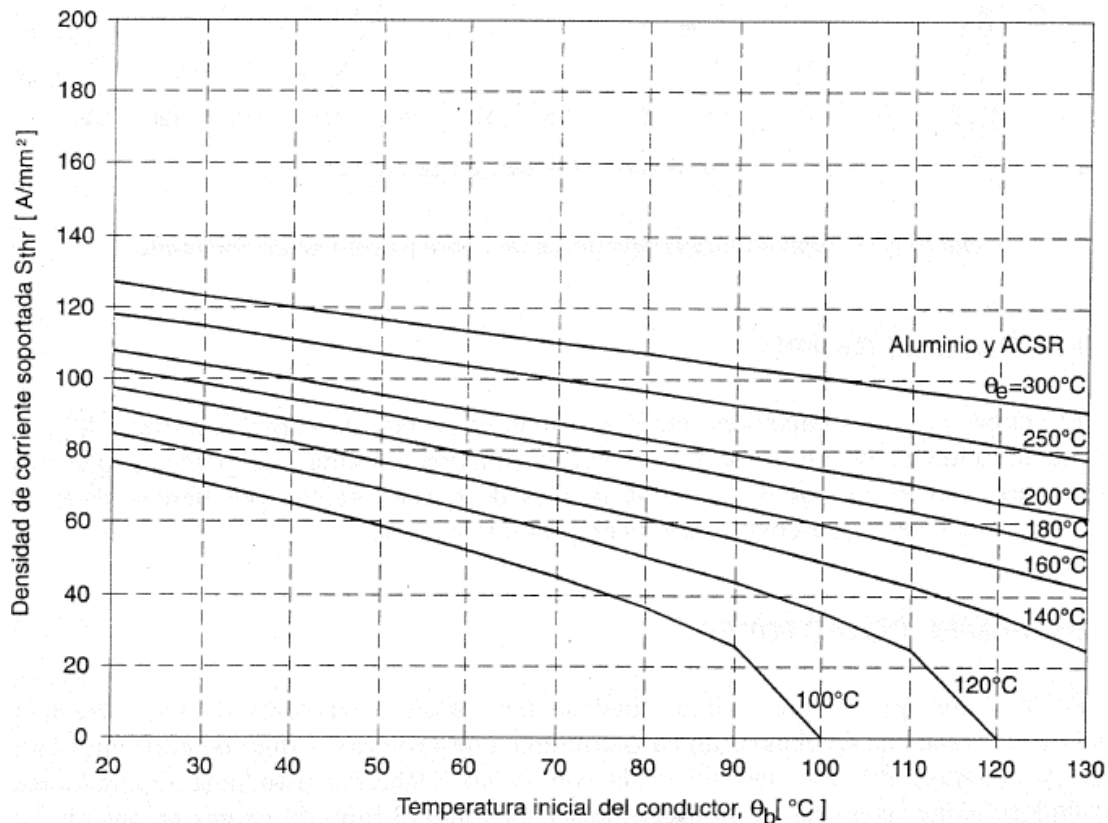


Figura N° 13. Diagrama de Relación de corriente soportada S_{thr} vs Temperatura inicial del conductor
Fuente: Dilate

Con esto obtendremos la temperatura de finalización [T02] del cc aproximando al valor más cercano superior.

3.4.5.4. Cálculo de Efecto Corona Para las Barras de Sección Calculadas

[8] Para garantizar que la sección del conductor no producirá efecto corona, es necesario el cálculo de la tensión crítica disruptiva y compararlo con el valor de la tensión nominal.

Es así, que el cálculo de la tensión crítica disruptiva en las barras para la sección de conductor seleccionado, se realizara con la fórmula de Peek.

$$U_c = 84mc \times \delta \times mt \times \lg\left(\frac{D}{r}\right)$$

Dónde:

U_c : Tensión crítica disruptiva (para la cual ocurre el efecto corona)

mc : Coeficiente de rugosidad del conductor.

mt : Coeficiente que produce el efecto de la lluvia haciendo aumentar o reducir el valor de la U_c .

δ : Densidad del aire en cmHg

r : Radio del conductor.

D : Separación entre fases

También se usará la siguiente fórmula:

$U_{me} = 1,15 * U_{LINEA}$

Si: $U_c > U_{LINEA}$, No hay efecto corona.
 $U_c < U_{LINEA}$, Hay efecto corona

a) Coeficiente de rugosidad del Conductor “mc”

Se tienen en cuenta las condiciones de la rugosidad del conductor, así:

mc	Condición
1	Para Hilos de Superficie
0,95	Para Hilos Oxidados y Rugosos
0,85	Para Cables

Tabla 34. Condiciones de rugosidad del conductor
Fuente: Normativa IEC

b) Densidad relativa del aire

Se consideró 0,98 cmHg

c) Coeficiente del Efecto de la lluvia:

Se considera, debido a que se tiene en cuenta el efecto que produce la lluvia haciendo descender el valor de U_c

$m_t = 1$ con tiempo seco
 $m_t = 0,8$ con tiempo lluvioso

[14] Una vez establecidos estos valores, se determinará en la ejecución de la herramienta computacional si los cálculos son adecuados o no, y siendo estos correctos se tomarán en cuenta en la selección de barra flexible.

Para la programación en la Hoja de cálculo se tendrá en cuenta que:

$U_c \geq$ Tensión Nominal del Sistema \rightarrow “Adecuado”
 $U_c \leq$ Tensión Nominal del Sistema \rightarrow “No es Adecuado”

Nota: Esto se aplicará de acuerdo al material del conductor que se elija

3.4.5.5. Conclusiones del Cálculo de conductores de barra

De los cálculos efectuados en función a la sección del conductor, para:

- ✓ Corriente admisible a conducir o corriente asignada
- ✓ Corriente de corto circuito
- ✓ Tensión crítica disruptiva

Son los valores que se deben tener en cuenta para la selección y si cumplen con los estándares mínimos de buen funcionamiento.

3.4.6. Cálculo y consideraciones para la selección de Cables de Energía

En esta parte está referido al dimensionamiento de los cables de energía para repartir energía tanto a equipos y barras de mediana tensión.

El uso de cables de energía a diseñar estará establecido según el nivel de tensión en media.

3.4.6.1. Selección del Cable de Energía (Media tensión)

En esta parte de los cálculos, se evaluará la selección del cable de energía que ingresa a la celda principal que alimenta la barra principal en media tensión, desde la salida del transformador de potencia.

Para el cálculo y selección de los cables de energía se tomó como referencia la NTP 370.255 – 1:2003, la norma IEC 60502 – 2.

Se deben tener en cuenta los ciertos valores de entrada por lo cual se seleccionarán el tipo de cable de energía más óptimo, estos datos de entrada que se necesitarán son:

Datos de Entrada	Unidad
Potencia en ONAF del Transformador	kVA
Tensión Nominal	kV
Altura de Instalación sobre el nivel del mar	m.s.n.m.
Factor de Sobrecarga Admisible	%

Tabla 35. Valores nominales del transformador de potencia
Fuente: Propia

“**fc**” El factor de sobrecarga se consideró un 20% más como lo hemos venido señalando anteriormente.

Un aspecto importante en la configuración de los cables de energía, es considerar el modo de instalación con los que estarán los cables de energía que alimentarán.

[23] **Modo de Instalación:** Como primera selección será el modo de instalación de los cables de energía, divididos en los siguientes:

- a) AIRE
- b) DUCTO
- c) ENTERRADO

Tipo de Aislamiento

- a) XLPE
- b) HEPR
- c) EPR
- d) PVC/E

3.4.6.2. Capacidad de Corriente Nominal

Se tendrá en cuenta la capacidad de corriente nominal por un factor de sobrecarga más la unidad, estos datos han sido insertados en la Hoja de Cálculo de Excel sección “Cálculo de Barra Flexible”

$$\frac{MVA}{\sqrt{3} * U_s} * \left(\frac{f_c}{100} + 1 \right)$$

3.4.6.3. Cálculo de Factores de Corrección

A) **Factor de Agrupamiento:** Los conductores eléctricos generan calor al circular por este una corriente eléctrica.

[24] El factor de agrupamiento, define la corriente real que puede llevar un conductor, dependiendo del número de cables en donde este se aloje.

Es necesario según la norma IEC calcular una serie de factores de agrupamiento ya que el tipo de contacto a tener en cuenta es diferente para cada instalación, estos son:

A.1.) Factor de agrupamiento de más de un circuito tripolar en exterior:

Según el tipo de configuración de las bandejas tenemos 3 disposiciones, que para la configuración en la Hoja de cálculo Excel se establecieron de la siguiente manera:

Este factor será tomado en cuenta cuando el modo de instalación sea de tipo AIRE para el cálculo del factor de corriente

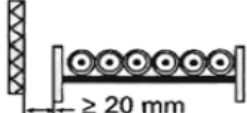
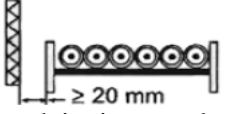
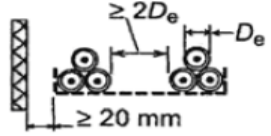
Configuración	Factor de agrupamiento	Diseño
a	0,98	<p>En contacto</p>  <p>Bandeja perforadora</p>
b	1,00	<p>En contacto</p>  <p>Bandeja tipo escalera</p>
c	1,00	 <p>Bandeja perforadora</p>

Tabla 36. Configuración según más de un circuito tripolar en exterior
Fuente: AENOR – ITC-BT-07

A.2) Factor de agrupamiento enterrados.

[24] Para determinar el factor de agrupamiento es necesario considerar el número de agrupaciones de cables o ternos de la zanja y la distancia entre centros de grupos o cables de zanja.

Se debe tener en cuenta la siguiente tabla para hallar dicho factor de agrupamiento.

Este factor será tomado en cuenta cuando el modo de instalación sea de tipo ENTERRADO para el cálculo del factor de corriente

		Factor de corrección									
Tipo de instalación	Separación de los ternos	Número de ternos de la zanja									
		2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Cables directamente enterrados	En contacto ($d = 0$ cm)	0,76	0,65	0,58	0,53	0,50	0,47	0,45	0,43	0,42	
	$d = 0,2$ m	0,82	0,73	0,68	0,64	0,61	0,59	0,57	0,56	0,55	
	$d = 0,4$ m	0,86	0,78	0,75	0,72	0,70	0,68	0,67	0,66	0,65	
	$d = 0,6$ m	0,88	0,82	0,79	0,77	0,76	0,74	0,74	0,73	—	
	$d = 0,8$ m	0,90	0,85	0,83	0,81	0,80	0,79	—	—	—	

Tabla 37. Factor de corrección para cables directamente enterrados
Fuente: AENOR – ITC-BT-07

A.3) Factor de agrupamiento cables unipolares bajo conductos (un circuito por conducto)

Según se definirá bajo los mismos parámetros que el factor anterior, y los datos serán:

Este factor será tomado en cuenta cuando el modo de instalación sea de tipo DUCTO para el cálculo del factor de corriente

Cables bajo tubo	En contacto ($d = 0$ cm)	0,80	0,70	0,64	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,49
	$d = 0,2$ m	0,83	0,75	0,70	0,67	0,64	0,62	0,60	0,59	0,58
	$d = 0,4$ m	0,87	0,80	0,77	0,74	0,72	0,71	0,70	0,69	0,68
	$d = 0,6$ m	0,89	0,83	0,81	0,79	0,78	0,77	0,76	0,75	—
	$d = 0,8$ m	0,90	0,86	0,84	0,82	0,81	—	—	—	—

Tabla 38. Factor de corrección para cables en ducto
Fuente: AENOR – ITC-BT-07

B) Factor de corrección por temperatura

B.1) Factor de temperatura en al aire

Para definir el factor de temperatura del aire, es necesario como evidente la temperatura de ambiente del aire; según la siguiente tabla:

Temperatura Máxima del conductor		90
Temperatura Ambiente del aire	20	1,08
	25	1,04
	35	0,96
	40	0,91
	45	0,87
	50	0,82
	55	0,76
	60	0,71

Tabla 39. Factor de temperatura en el aire según la temperatura ambiente del aire
Fuente: Norma IEC

En la hoja de cálculo en Excel estarán los datos establecidos solo para seleccionar la temperatura de la zona en la cual se instalará la subestación.

Este factor será tomado en cuenta cuando el modo de instalación sea de tipo AIRE para el cálculo del factor de corriente

B.2) Factor de temperatura en el terreno

Para definir el factor de temperatura en el terreno, es necesario como evidente la temperatura de ambiente del aire; según la siguiente tabla:

Temperatura Máxima del conductor		90
Temperatura Ambiente del aire	10	1,07
	15	1,04
	25	0,96
	30	0,93
	35	0,89
	40	0,85
	45	0,8
	50	0,76

Tabla 40. Factor de temperatura en el terreno según tipo de instalación enterrado y ducto

Este factor será tomado en cuenta cuando el modo de instalación sea de tipo ENTERRADO Y DUCTO para el cálculo del factor de corriente

Se aplicará el mismo método en Excel para las fórmulas y se aproximará al mayor valor de temperatura para definir el factor de temperatura en el terreno.

C) Factor de Corrección por profundidad de enterramiento

C.1) Factor de corrección de profundidad directamente enterrado

[20] Los factores de corrección que debe aplicarse para profundidades de instalación distintas de 0,8 m para cables directamente enterrado.

Profundidad de tendido en (m)	Cables unipolares sección nominal del conductor (mm ²)	
	<= 185 mm ²	> 185 mm ²
0,5	1,04	1,06
0,6	1,02	1,04
1	0,98	0,97
1,25	0,96	0,95
1,5	0,95	0,93
1,75	0,94	0,91
2	0,93	0,9
2,5	0,91	0,88
3	0,9	0,86

Tabla 41. Factor de corrección para profundidad en tendido para cables directamente enterrado
Fuente: AENOR – ITC-BT-07

Este factor será tomado en cuenta cuando el modo de instalación sea de tipo ENTERRADO para el cálculo del factor de corriente

C.2) Factor de corrección de profundidad en ducto enterrado

[20] Se indican los factores de corrección que debe aplicarse para profundidades de instalación en ducto enterrado (cables dentro de un tubo) distintas de 0,8 m.

Profundidad de tendido en (m)	Cables unipolares sección nominal del conductor (mm ²)	
	<= 185 mm ²	> 185 mm ²
0,5	1,04	1,05
0,6	1,02	1,03
1	0,98	0,97
1,25	0,96	0,95
1,5	0,95	0,93
1,75	0,94	0,92
2	0,93	0,91
2,5	0,91	0,89
3	0,9	0,88

Tabla 42. Factor de corrección para profundidad en tendido para cables enterrado en ducto
Fuente: AENOR – ITC-BT-07

Este factor será tomado en cuenta cuando el modo de instalación sea de tipo DUCTO para el cálculo del factor de corriente

D) Factor de resistividad térmica del terreno

D.1) Factor de corrección de resistividad térmica del terreno directamente enterrado

[20] Los factores de resistividad para resistividad térmica del terreno diferente a 1,5 K.m/W para cables unipolares directamente enterrados.

Sección nominal del conductor mm ²	Valor de la resistividad térmica del terreno K.m/W							
	0,7	0,8	0,9	1	1,5	2	2,5	3
16	1,29	1,24	1,19	1,15	1	0,89	0,82	0,75
25	1,3	1,25	1,2	1,16	1	0,89	0,81	0,75
35	1,3	1,25	1,21	1,16	1	0,89	0,81	0,75
50	1,32	1,26	1,21	1,16	1	0,89	0,81	0,74
70	1,33	1,27	1,22	1,17	1	0,89	0,81	0,74
95	1,34	1,28	1,22	1,18	1	0,89	0,8	0,74
120	1,34	1,28	1,22	1,18	1	0,88	0,8	0,74
150	1,35	1,28	1,23	1,18	1	0,88	0,8	0,74
185	1,35	1,29	1,23	1,18	1	0,88	0,8	0,74
240	1,36	1,29	1,23	1,18	1	0,88	0,8	0,73
300	1,36	1,3	1,24	1,19	1	0,88	0,8	0,73
400	1,37	1,3	1,24	1,19	1	0,88	0,79	0,73
500	1,37	1,3	1,24	1,19	1	0,88	0,79	0,73

Tabla 43. Factores de resistividad para resistividad térmica del terreno para cables unipolares directamente enterrados
Fuente: AENOR – ITC-BT-07

Este factor será tomado en cuenta cuando el modo de instalación sea de tipo ENTERRADO para el cálculo del factor de corriente

D.2) Factor de resistividad de terreno en ductos

Según [20], se indican los factores de resistividad para resistividad térmica del terreno diferente a 1,5 K.m/W para ductos.

Sección nominal del conductor mm ²	Valor de la resistividad térmica del terreno K.m/W							
	0,7	0,8	0,9	1	1,5	2	2,5	3
16	1,2	1,17	1,14	1,11	1	0,92	0,85	0,79
25	1,21	1,17	1,14	1,12	1	0,91	0,85	0,79
35	1,21	1,18	1,15	1,12	1	0,91	0,84	0,79
50	1,21	1,18	1,15	1,12	1	0,91	0,84	0,78
70	1,22	1,19	1,15	1,12	1	0,91	0,84	0,78
95	1,23	1,19	1,16	1,13	1	0,91	0,84	0,78
120	1,23	1,2	1,16	1,13	1	0,91	0,84	0,78
150	1,24	1,2	1,16	1,13	1	0,91	0,83	0,78
185	1,24	1,2	1,17	1,13	1	0,91	0,83	0,78
240	1,25	1,21	1,17	1,14	1	0,9	0,83	0,77
300	1,25	1,21	1,17	1,14	1	0,9	0,83	0,77
400	1,25	1,21	1,17	1,14	1	0,9	0,83	0,77
500	1,25	1,21	1,17	1,14	1	0,9	0,83	0,77

Tabla 44. Factores de resistividad para resistividad térmica del terreno para cables unipolares enterrado en ducto
Fuente: AENOR – ITC-BT-07

Este factor será tomado en cuenta cuando el modo de instalación sea de tipo DUCTO para el cálculo del factor de corriente

3.4.6.4. Cálculo de parámetros requeridos de corriente

Una vez determinado el modo de instalación y con esto los factores anteriormente mencionados, se determina el factor de corrección de corriente de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$\begin{aligned} & \textit{Factor de corrección de corriente} \\ & = \textit{Factor por agrupamiento} \times \textit{Factor de temperatura} \times \textit{Factor de profundidad} \\ & \times \textit{factor de resistividad térmica del terreno} \end{aligned}$$

Una vez determinado este factor, se calcula la capacidad de corriente aparente

En la Hoja de cálculo Excel se definirá la siguiente tabla con los valores necesarios para el cálculo de los parámetros requerido:

Descripción	Nivel de Media Tensión
	Unidad
Tensión Nominal	kV
Tensión Nominal Máxima	kV
Frecuencia	Hz
Corriente Nominal	A

Tabla 45. Valores necesarios para calcular los parámetros de corriente
Fuente: Norma IEC

El cálculo de capacidad de corriente aparente, será:

$$\textit{Capacidad de Corriente aparente} = \frac{\textit{Corriente nominal}}{\textit{Factor de corrección de corriente}}$$

3.4.6.5. Características del Interruptor de salida

El valor de la corriente nominal del interruptor que inyecta a la barra de Media Tensión, se muestra en el siguiente cuadro:

Descripción	Unidad	Simbología
Tensión Nominal	kV	Media Tensión [Us]
Tensión Nominal Máxima	kV	[Um] = Us x 1,05
Tensión Máxima de Diseño de Equipo	kV	[Ur] según norma IEC
Frecuencia	Hz	60 Hz
Corriente Nominal	A	$In = \frac{MVA}{Us}$
Tensión de ensayo al impulso (1,2/50useg)	kV	[Up]; según Ur de Norma IEC
Tensión de ensayo a frecuencia industrial	kV	[Ud]; según Ur de Norma IEC
Capacidad de Corriente corregido	A	[Calculado]

Tabla 46. Características del Interruptor de Salida
Fuente: Modelo Hidrandina

3.4.6.6. Características Técnicas (Eléctricas y Físicas) para la selección del cable de energía

En la selección de cables de energía se tendrán en cuenta ciertas características que han sido introducidas en la “Hoja de Cálculo”, estas características son

*) **Características Eléctricas:**

Descripción	Nivel de Media Tensión	
	Unidad	
Número de Conductores de por fase	-	
Sección del Conductor	mm ²	
Tensión de Diseño Eo/E	kV/kV	
Resistencia en C.C. a 20°C	Ohm/km	
Tipo de Cable de Energía	N2XSY	
Tipo de Aislante	XLPE/ HEPR/ EPR /PVCE	
Norma de Fabricación	IEC - 502	
	ITINTEC 370.050	
Capacidad de Conducción [A]	Enterrado (A)	Aéreo (A)
	Enterrado (B)	Aéreo (B)

Tabla 47. Características eléctricas para la selección de cables de energía
Fuente: Modelo Hidrandina

La selección del conductor está en relación a la tensión de diseño y tratándose de media tensión, según la norma establecida en la IEE, se utilizarán los cables N2XSY, basados en su tensión de diseño tenemos:

Los cálculos para la resistencia a 20°C serán calculados en base a la sección del conductor y teniendo en cuenta la tensión de diseño, en [mmOhm/km].

Así mismo para los valores de capacidad de conducción en [A] tanto para enterrado a 20°C y aéreo a 30°C

***) Características Físicas:**

En esta parte se especificarán: Número de Hilos, Diámetro del conductor, Diámetro exterior total, Peso.

En relación a la sección del conductor y la tensión nominal de diseño, con esto tendremos como resultado en la Hoja de Cálculo Excel la siguiente tabla con los siguientes valores:

Descripción	Nivel Enterrado (A) kV
	Unidad
Numero de Hilos	kV
Diámetro del Conductor	mm
Diámetro Exterior Toral	mm
Peso	kg/km

Tabla 48. Características físicas para la selección de cables de energía
Fuente: Propio

TABLA DE DATOS TÉCNICOS PRINCIPALES DE CONDUCTOR N2XSY 3,6/6 kV						
Sección Nominal	N° Hilos	D. Conductor	Espesor		D. Exterior	Peso
			Aislamiento	Cubierta		
mm²		mm	mm	mm	mm	Kg/Km
10	7	3,7	2,5	1,2	14,3	291
16	7	4,67	2,5	1,2	15,3	366
25	7	5,88	2,5	1,2	16,5	475
35	7	6,92	2,5	1,2	17,6	586
50	19	8,15	2,5	1,2	18,8	718
70	19	9,78	2,5	1,2	20,4	939
95	19	11,55	2,5	1,2	22,2	1216
120	37	13	2,5	1,2	23,6	1468
150	37	14,41	2,5	1,2	25,1	1745
185	37	16,16	2,5	1,3	27	2131
240	37	18,51	2,6	1,3	29,5	2714
300	37	20,73	2,8	1,4	32,4	3353

Tabla 49. Datos técnicos principales del conductor N2XSY 3,6/6 kV
Fuente: INDECO

TABLA DE DATOS TÉCNICOS PRINCIPALES DE CONDUCTOR N2XSY 6/10 kV						
Sección Nominal	N° Hilos	D. Conductor	Espesor		D. Exterior	Peso
			Aislamiento	Cubierta		
mm²		mm	mm	mm	mm	Kg/Km
16	7	4,67	3,4	1,2	17,1	414
25	7	5,88	3,4	1,2	18	512
35	7	6,92	3,4	1,2	18,9	621
50	19	8,15	3,4	1,2	20,3	785
70	19	9,78	3,4	1,2	22,2	1003
95	19	11,55	3,4	1,2	23,8	1272
120	37	13	3,4	1,2	25,4	1541
150	37	14,41	3,4	1,3	27,1	1832
185	37	16,16	3,4	1,3	28,8	2212
240	37	18,51	3,4	1,4	31,2	2795
300	37	20,73	3,4	1,5	33,8	3431
400	61	23,51	3,4	1,6	36,8	4292
500	61	26,57	3,4	1,6	39,9	5347

Tabla 50. Datos técnicos principales del conductor N2XSY 6/10 kV
Fuente: INDECO

TABLA DE DATOS TÉCNICOS PRINCIPALES DE CONDUCTOR N2XSY 8,7/15 kV						
Sección Nominal	N° Hilos	D. Conductor	Espesor		D. Exterior	Peso
			Aislamiento	Cubierta		
mm²		mm	mm	mm	mm	Kg/Km
25	7	5,88	4,5	1,8	22	773
35	7	6,92	4,5	1,8	23,1	890
50	19	8,15	4,5	1,8	24,3	1032
70	19	9,78	4,5	1,8	26	1262
95	19	11,55	4,5	1,8	27,7	1549
120	37	13	4,5	1,9	29,4	1823
150	37	14,41	4,5	1,9	30,6	2106
185	37	16,16	4,5	2	32,5	2505
240	37	18,51	4,5	2,1	35,1	3107
300	37	20,73	4,5	2,2	37,5	3742
500	61	26,57	4,5	2,4	43,9	5702

Tabla 51. Datos técnicos principales del conductor N2XSY 8,7/15 kV
Fuente: INDECO

TABLA DE DATOS TÉCNICOS PRINCIPALES DE CONDUCTOR N2XSY 12/20 kV						
Sección Nominal	N° Hilos	D. Conductor	Espesor		D. Exterior	Peso
			Aislamiento	Cubierta		
mm²		mm	mm	mm	mm	Kg/Km
35	7	6,92	5,5	1,2	23,8	749
50	19	8,15	5,5	1,2	25	933
70	19	9,78	5,5	1,2	26,7	1178
95	19	11,55	5,5	1,3	28,6	1483
120	37	13	5,5	1,4	30,3	1769
185	37	16,16	5,5	1,5	33,6	2466
240	37	18,51	5,5	1,6	36,3	3078
300	37	20,73	5,5	1,6	38,5	3706
400	61	23,51	5,5	1,6	41,3	4563

Tabla 52. Datos técnicos principales del conductor N2XSY 12/20 kV
Fuente: INDECO

TABLA DE DATOS TÉCNICOS PRINCIPALES DE CONDUCTOR N2XS_Y 18/30 kV						
Sección Nominal	N° Hilos	D. Conductor	Espesor		D. Exterior	Peso
			Aislamiento	Cubierta		
mm²		mm	mm	mm	mm	Kg/Km
50	19	8,7	8	2,0	31,9	1351
70	19	10,5	8	2,2	34,1	1650
95	19	12,3	8	2,2	35,9	1973
120	37	13,9	8	2,2	37,5	2266
150	37	15,4	8	2,4	39,4	2618
185	37	17,2	8	2,4	41,3	3042
240	61	19,8	8	2,4	43,8	3680
300	61	22,2	8	2,6	46,6	4392
400	61	25,1	8	2,6	49,5	5299
500	61	28,2	8	2,8	53,0	6414

Tabla 53. Datos técnicos principales del conductor N2XS_Y 18/30 kV
Fuente: INDECO

TABLA DE DATOS TÉCNICOS DE CONDUCTOR N2XSY 3,6/6 kV									
Sección	Resistencia a 20°C	Resistencia AC		Reactancia Inductiva		Ampacidad Enterrado		AMPACIDAD AIRE (30°C)	
		(A)	(B)	(A)	(B)	(A)	(B)	(A)	(B)
mm ²	Ohm/Km	Ohm/Km	Ohm/Km	Ohm/Km	Ohm/Km	(A)	(B)	(A)	(B)
10	1,83	2,333	2,333	0,3257	0,1806	110	95	105	90
16	1,15	1,466	1,466	0,3092	0,168	135	125	140	120
25	0,727	0,927	0,927	0,293	0,1562	180	160	190	160
35	0,524	0,668	0,669	0,2816	0,1484	210	190	230	195
50	0,387	0,494	0,494	0,2672	0,1378	250	220	280	235
70	0,268	0,342	0,342	0,2547	0,1301	305	270	345	290
95	0,193	0,247	0,247	0,2439	0,1239	360	320	420	355
120	0,153	0,196	0,197	0,2351	0,1186	405	365	480	405
150	0,124	0,159	0,16	0,2288	0,1162	440	405	540	460
185	0,0991	0,127	0,129	0,2217	0,1125	495	455	615	525
240	0,0754	0,098	0,099	0,213	0,1085	560	525	715	620
300	0,0601	0,078	0,081	0,2067	0,107	625	590	810	710

Tabla 54. Datos técnicos específicos del conductor N2XSY 3,6/6 kV
Fuente: INDECO

TABLA DE DATOS TÉCNICOS DE CONDUCTOR N2XSY 6/10 kV									
Sección	Resistencia a 20°C	Resistencia AC		Reactancia Inductiva		Ampacidad Enterrado		AMPACIDAD AIRE (30°C)	
		(A)	(B)	(A)	(B)	(A)	(B)	(A)	(B)
mm ²	Ohm/Km	Ohm/Km	Ohm/Km	Ohm/Km	Ohm/Km	(A)	(B)	(A)	(B)
16	1,15	1 466	1 466	0,3108	0,1757	140	125	140	120
25	0,727	0,927	0,927	0,2945	0,1634	180	160	195	165
35	0,524	0,668	0,669	0,2831	0,1552	215	190	235	195
50	0,387	0,494	0,494	0,2687	0,1442	250	220	280	235
70	0,268	0,342	0,342	0,2562	0,136	305	270	345	295
95	0,193	0,247	0,247	0,2453	0,1293	360	325	420	355
120	0,153	0,196	0,196	0,2368	0,1248	405	365	485	410
150	0,124	0,159	0,16	0,2302	0,121	445	405	540	460
185	0,0991	0,127	0,129	0,2231	0,117	495	460	615	530
240	0,0754	0,098	0,099	0,2144	0,113	560	530	720	625
300	0,0601	0,078	0,08	0,2076	0,1095	630	595	815	710
400	0,047	0,062	0,065	0,2006	0,1068	680	665	905	815
500	0,0366	0,05	0,053	0,194	0,1036	745	740	1010	925

Tabla 55. Datos técnicos específicos del conductor N2XSY 6/10kV
Fuente: INDECO

TABLA DE DATOS TÉCNICOS DE CONDUCTOR N2XSY 8,7/15 kV									
Sección	Resistencia a 20°C	Resistencia AC		Reactancia Inductiva		Ampacidad Enterrado		AMPACIDAD AIRE (30°C)	
		(A)	(B)	(A)	(B)				
mm²	Ohm/Km	Ohm/Km	Ohm/Km	Ohm/Km	Ohm/Km	(A)	(B)	(A)	(B)
25	0,727	0,927	0,927	0,2964	0,1713	180	160	195	165
35	0,524	0,668	0,669	0,2849	0,1627	215	190	235	200
50	0,387	0,494	0,494	0,2704	0,1513	250	225	280	240
70	0,268	0,342	0,342	0,2579	0,1426	305	275	350	295
95	0,193	0,247	0,247	0,2474	0,1365	360	325	420	360
120	0,153	0,196	0,196	0,2385	0,1305	405	370	485	410
150	0,124	0,159	0,16	0,2319	0,1264	445	410	540	465
185	0,0991	0,127	0,128	0,225	0,123	495	460	615	530
240	0,0754	0,098	0,099	0,216	0,1177	570	535	720	625
300	0,0601	0,078	0,08	0,2091	0,1139	630	600	815	715
500	0,0366	0,05	0,053	0,1957	0,1081	750	745	1010	925

Tabla 56. Datos técnicos específicos del conductor N2XSY 8,7/15kV
Fuente: INDECO

TABLA DE DATOS TÉCNICOS DE CONDUCTOR N2XSY 12/20 kV									
Sección	Resistencia a 20°C	Resistencia AC		Reactancia Inductiva		Ampacidad Enterrado		AMPACIDAD AIRE (30°C)	
		(A)	(B)	(A)	(B)				
mm²	Ohm/Km	Ohm/Km	Ohm/Km	Ohm/Km	Ohm/Km	(A)	(B)	(A)	(B)
35	0,524	0,668	0,668	0,2865	0,1689	215	190	235	200
50	0,387	0,494	0,494	0,272	0,1572	250	225	270	240
70	0,268	0,342	0,342	0,2598	0,1492	305	275	350	300
95	0,193	0,247	0,247	0,2489	0,1416	365	325	420	360
120	0,153	0,196	0,196	0,24	0,1353	410	370	485	415
185	0,0991	0,127	0,128	0,2264	0,1274	500	465	615	535
240	0,0754	0,098	0,099	0,2174	0,1217	570	535	720	630
300	0,0601	0,078	0,08	0,2108	0,1185	635	605	815	715
400	0,047	0,062	0,064	0,2034	0,1143	690	675	905	820

Tabla 57. Datos técnicos específicos del conductor N2XSY 12/20 kV
Fuente: INDECO

TABLA DE DATOS TÉCNICOS DE CONDUCTOR N2XSY 18/30 kV									
Sección	Resistencia a 20°C	Resistencia AC		Reactancia Inductiva		Ampacidad Enterrado		AMPACIDAD AIRE (30°C)	
		(A)	(B)	(A)	(B)				
mm²	Ohm/Km	Ohm/Km	Ohm/Km	Ohm/Km	Ohm/Km	(A)	(B)	(A)	(B)
50	0,387	0,494	0,494	0,2761	0,1711	250	230	280	245
70	0,268	0,342	0,342	0,2638	0,1622	305	280	350	300
95	0,193	0,247	0,247	0,2528	0,1539	365	330	425	365
120	0,153	0,196	0,196	0,2439	0,1471	410	375	485	420
150	0,124	0,159	0,159	0,2374	0,1430	450	415	540	470
185	0,0991	0,127	0,128	0,2302	0,1379	505	470	615	540
240	0,0754	0,098	0,098	0,2211	0,1317	580	545	720	630
300	0,0601	0,078	0,080	0,2143	0,1278	645	610	815	720
400	0,0470	0,062	0,064	0,2069	0,1230	700	685	905	825
500	0,0366	0,050	0,052	0,2004	0,1194	770	765	1015	930

Tabla 58. Datos técnicos específicos del conductor N2XSY 18/30 kV
Fuente: INDECO

3.4.6.7. Conclusiones de la selección de cables de energía

(*) La máxima capacidad de corriente que llega a la celda principal limita el dimensionamiento de cable de energía.

(*) Para garantizar la buena selección del cable de energía, se realizará la verificación si sus características de fabricación soportaran las diversas exigencias de operación, para esto, la capacidad de conducción de corriente del cable elegido se hallará corrigiendo la, In

(*) La capacidad de conducción de corriente corregido aparente para selección del cable de energía se hallará corrigiendo Inc.

3.4.7. Cálculo y consideraciones para determinación de las Distancias Mínimas de Seguridad y en el Aire

Es importante que se respeten las distancias mínimas de seguridad en toda subestación de transmisión de potencia, ya que saltarse estos reglamentos tanto equipos como personal operativo se verá afectado por corrientes y tensiones, esto se realiza teniendo en cuenta las condiciones atmosféricas prevalecientes en la zona que se escogerá.

Los requerimientos de seguridad para la operación y mantenimiento de la instalación resultarán en distancias sustancialmente mayores, como se presentará a continuación.

3.4.7.1. Definiciones

[8] Distancias mínimas en el aire: Todos aquellos valores que garantizan la soportabilidad dieléctrica de la subestación ante los impulsos de tensión tipo rayo, maniobra, o sobretensiones a frecuencia industrial.

[8] Distancias de seguridad: distancias mínimas que deben ser mantenidas en el aire entre partes energizadas de equipos (conductores y tierra), o entre equipos (conductores) sobre los cuales es necesario llevar a cabo un trabajo.

3.4.7.2. Distancias mínimas en el aire

[8] La soportabilidad a tensiones de impulso tipo rayo o maniobra en condiciones atmosféricas normalizadas debe ser igual o mayor que los valores especificados en la publicación IEC 60071 -2 para las tensiones de soportabilidad normalizadas al impulso tipo rayo o maniobra. La norma IEC 60071-1 define los niveles de aislamiento normalizados para instalaciones eléctricas correspondientes a las tensiones máximas U_m permisibles, con combinación de dos componentes, a saber:

-Las tensiones soportables asignadas de impulso atmosférico y de frecuencia industrial de corta duración para equipos con $U_m \leq 300$ kV, denominado Rango I.

-Las tensiones soportables de impulso atmosférico de maniobra y de frecuencia industrial para equipos con $U_m \geq 300$ kV, denominados Rango 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)	
300	750	750	1,5	850
	750	850	1,5	950
362	850	850	1,5	950
	850	950	1,5	1050
420	850	850	1,6	1050
				1175
	950	950	1,5	1175
				1300
525	950	950	1,7	1300
				950
	950	1175	1,5	
				1425
765	1175	1300	1,7	1950
				1175
	1175	1550	1,6	

Tabla 59. Niveles de aislamiento normalizados para tensiones asignadas del rango II ($U_m > 245\text{kV}$)
Fuente: Normativa IEC

[15] Para el dimensionamiento de las distancias mínimas en aire sólo es determinante aquella componente que produce el esfuerzo más fuerte para un tipo dado de electrodos. En el rango de $U_m < 300\text{ kV}$, generalmente la tensión de impulso de maniobra con polaridad positiva.

A continuación, se presentan los valores establecidos en la recomendación IEC 60071-2 para las separaciones mínimas en aire fase – tierra y fase-fase para los diferentes valores de los niveles normalizados de aislamiento al impulso tipo rayo y al impulso tipo maniobra.

[15] La siguiente tabla correlaciona la separación mínima en aire con la tensión de soportabilidad normalizada al impulso tipo rayo para las configuraciones de electrodos del tipo punta-estructura y, adicionalmente para el rango II de tipo conductor-estructura, las cuales son aplicables para las distancias fase-tierra y fase-fase.

Tensión nominal soportada al impulso tipo rayo [kV]	Distancia mínima [mm]	
	Punta –estructura	Conductor-estructura
20	60	
40	60	
60	90	
75	120	

95	160	
125	220	
145	270	
170	320	
200	380	
250	480	
325	630	
450	900	
55	1100	
650	1300	
750	1500	
850,950,1050,1175	1700,1900,2100,2350	1600,1700,1900,2200
1300, 1425, 1550, 1675	2600,2850,3100,3350	2400,2600,2900,3100,3300
1800	3600	3300
1950	3900	3600
2100	4200	3900

Tabla 60. Correlación entre tensiones de soportabilidad al impulso rayo y distancias mínimas en el aire en el rango de 20kV a 300kV [Um]

Fuente: Normativa IEC

Notas:

- (j) Los impulsos atmosféricos normalizados son aplicables tanto fase-tierra como fase-fase.
- (ii) Las distancias punta-estructura y conductor-estructura son aplicables a aislamientos fase-tierra.
- (iii) La distancia punta-estructura es también aplicables a aislamiento fase-fase.

[15] En esta otra tabla correlaciona la separación mínima en aire para distancias fase-tierra para las configuraciones de electrodos del tipo conductor – estructura y del tipo punta-estructura con las tensiones de soportabilidad normalizadas al impulso de maniobra.

Tensión nominal soportada al impulso tipo rayo [kV]	Distancia mínima [mm]	
	Punta –estructura	Conductor–estructura
750	1600	1900
850	1800	2400
950	2200	2900
1050	2600	3400
1175	3100	4100
1300	4600	4800
1425	4200	5600
1550	4900	6400

Tabla 61. Correlación entre tensiones de soportabilidad al impulso de maniobra y distancias mínimas fase-tierra en el aire (Um > 300 kV)

Fuente: Normativa IEC

Y por último tenemos la correlación de la separación mínima en aire para distancias fase-fase para las configuraciones de electrodos de los tipos mencionados con la tensión de soportabilidad normalizada al impulso de maniobra.

Tensión nominal soportada al impulso tipo rayo [kV]			Distancia mínima [mm]	
Fase-tierra [kV]	Valor fase-fase	Fase-fase [kV]	Conducto-conductor paralelo	Punta-conductor
	Valor fase-tierra			
750	1,5	1125	2300	2600
850	1,5	1275	2600	3100
850	1,6	1360	2900	3400
950	1,5	1425	3100	3600
950	1,7	1615	3700	4300
1050	1,5	1575	3600	4200
1050	1,6	1680	3900	4600
1175	1,5	1763	4200	5000
1300	1,7	2210	6100	7400
1425	1,7	2423	7200	9000

Tabla 62. Correlación entre tensiones de soportabilidad al impulso de maniobra y distancias mínimas fase-fase en el aire (Um>300kV)

Fuente: Normativa IEC

Una vez definidos estos valores, se procede a realizar los cálculos en la hoja de cálculo tomando los valores establecidos por la norma.

3.4.7.3. Fundamentos de diseño para distancias mínimas y de seguridad

Hay que tener en cuenta, antes de empezar los cálculos de todas las distancias correspondientes en la subestación los siguientes parámetros de entrada, que serán introducidos en la “Hoja de cálculo Excel”

Descripción	Nivel de Tensión kV
	Unidad
Tensión Nominal del Sistema	kV
Tensión Máxima del Sistema	kV
Tensión Máxima Asignada al Equipo	kV
Tensión Máxima de Diseño de Equipo	kV
Altura de Instalación del Equipo	m.s.n.m.

Tabla 63. Datos de entrada para el cálculo de Distancias mínimas de seguridad

Fuente: Normativa IEC

3.4.7.4. Cálculo de las Distancias Mínimas en el Aire

[15] El cálculo de Distancias Mínimas de Seguridad para el aislamiento de Fase-Fase y Fase-Tierra puede determinarse en relación a los niveles de aislamiento al impulso estándar seleccionado en la coordinación de aislamiento.

[15] Las distancias descritas a continuación tienen como efecto utilizar la tensión crítica de flameo, para hallar unas distancias mínimas entre fase-tierra y fase-fase. Esta definición de tensión crítica de flameo es la siguiente:

➤ Tensión crítica de flameo

[8] Es el valor de la tensión al cual se tiene un 50% de probabilidad de flameo en kV/m, recomendado por la IEC es 520 kV/m y los valores usados para diseño corresponden a los niveles básicos de aislamiento (bien sea por impulso de rayo o de maniobra).

Para voltajes hasta 230 kV, las distancias de fase-fase se determinan mediante la ecuación siguiente.

Por lo tanto, la separación mínima según la norma IEC 60071-1 está dada por:

$$d_{min} = 1,04 \times \left(\frac{U_p}{E_s}\right)$$

Donde:

[Up]: Tensión de aislamiento tipo impulso tipo rayo por distancia de seccionamiento

Por otro lado, se puede demostrar que la tensión crítica se aumenta con la densidad del aire y la humedad, por lo que los valores de tensiones críticas se deben corregir.

Para la corrección por altura utilizaremos la fórmula de Halley:

[8] De la expresión, tenemos:

$$\log P_b = \log 76 - \left(\frac{h}{18336}\right)$$

$$t = (0,0007xh) + 31$$

Pb= Presión barométrica en mm de Hg, calculada a la respectiva altura sobre el nivel del mar.

h= Es la altura sobre el nivel del mar en m.

t= Temperatura ambiente en °C a la altura sobre el nivel del mar.

$$\text{Además, } \delta n = (3,9210 * P_b)/(273 + t)$$

$\delta n =$ densidad relativa del aire para la altura sobre el nivel del mar

➤ Cálculo de las distancias de fase-fase y fase-tierra

[15] Las distancias en el aire aplicables en servicio del sistema en estudio se determinarán de acuerdo a las recomendaciones establecidas en la norma IEC 60071-1, la tabla muestra la correlación entre tensiones de soportabilidad al impulso atmosférico y distancias mínimas en el aire en el Rango I ($1 \text{ kV} < U_m < 245 \text{ kV}$).

Tensión nominal soportada al impulso tipo rayo [kV]	Distancias Mínimas [mm]	
	Punta - Estructura	Conductor - Estructura
125	220	
145	270	
170	320	
250	480	
325	630	
450	900	
550	1100	
650	1300	
750	1500	
850	1700	1600
950	1900	1700

Tabla 64. Correlación entre tensiones de soportabilidad al impulso atmosférico y distancias mínimas en el aire (Um<300 kV)
Fuente: Normativa IEC

Distancia mínima en el aire para F-T y F-F por Critical Flashover Overvoltage: se define como: CFO

$$CFO = \left(\frac{Up}{0,9601} \right)$$

Es el resultado que corresponde a la distancia de la separación mínima en el aire entre F-T.

Estos cálculos serán utilizados para calcular las distancias de equipos hacia la pared (distancia fase-tierra) y la separación entre equipos (distancia fase-fase), los cuáles serán denominados d1 y d2:

$$d1_{\min(f-t)} = (CFO * kH) / (550 * \delta n) \text{ (VALOR BÁSICO)}$$

$$d2_{\min(f-f)} = 1,15 * d1_{\min(f-t)}$$

Donde:

kH: Se consideró 1, por corresponder a la configuración Punta- Estructura que es la más crítica.

Como se aprecia en la siguiente imagen, estas distancias corresponden a lo siguiente:

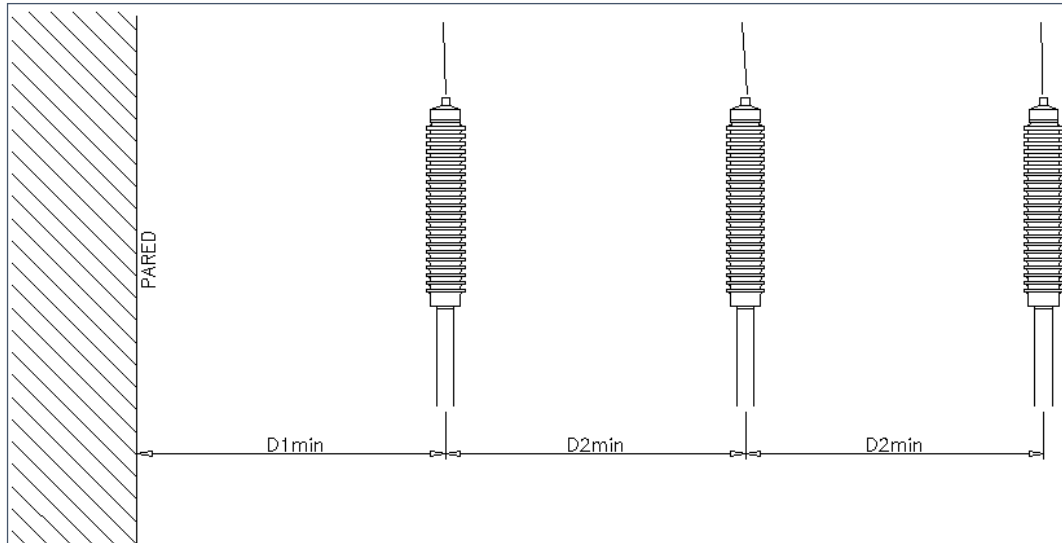


Figura N° 14. Distancias mínimas entre fase-tierra y entre fases
Fuente: Libro Distancias de Seguridad en Subestaciones Eléctricas

➤ **Cálculo de las alturas mínimas de las barras sobre el nivel del suelo**

[25] La altura mínima de los sistemas de barras colectoras en subestaciones eléctricas, en el punto medio del vano, se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$h = 5,0 + (0,0125 \times Um)$$

➤ **Cálculo de alturas de los equipos**

[25] La altura de otras partes en tensión, tales como transformadores de potencia, interruptores, transformadores y en general de equipos bajo tensión más próximos a tierra, no debe ser inferior en ningún caso a tres metros y se puede calcular con la siguiente expresión:

$$h = 2,25 + (0,0125 \times Um)$$

➤ **Cálculo de alturas de la llegada de líneas a la subestación**

[25] La altura de las líneas de transmisión que rematen en subestaciones eléctricas no debe ser inferior a la obtenida por la siguiente expresión:

$$h = 5 + (0,006 \times Um)$$

3.4.7.5. Distancias de Seguridad

[25] Son las distancias mínimas que deben ser mantenidas en el aire entre partes energizadas de los equipos y tierra o entre equipos sobre los cuales es necesario llevar a cabo un trabajo.

[8] Para esto es necesario utilizar valores con los cuales el operario pueda llevar a cabo un trabajo con criterios de seguridad.

- ✓ Valor básico: Que está en relación con el nivel de aislamiento, es la distancia que garantiza la prevención del riesgo de flameo, aún en las condiciones más desfavorables. El valor básico se calcula de la siguiente manera:

Valor básico: distancia mínima $f - t \times (1,05 \text{ ó } 1,10)$

Este factor de 1,05 o 1,10 se toman en cuenta tolerancias de fabricación y montaje del equipo, así como diferencias de un fabricante a otro.

➤ **Distancia de trabajo horizontal y distancia de trabajo vertical.**

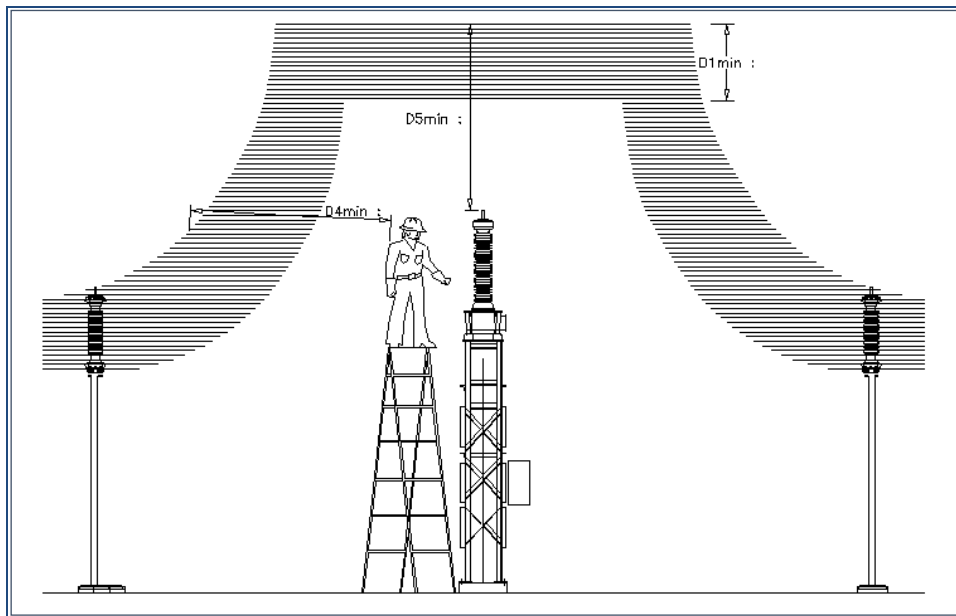


Figura N° 15. Distancia de trabajo horizontal y distancia de trabajo vertical
Fuente: Libro Distancias de Seguridad en Subestaciones Eléctricas

Donde:

D4min=Distancia de trabajo horizontal.

D5min=Distancia de trabajo Vertical.

Para el cálculo se realiza la siguiente relación:

$$D4_{min} = 1.75 + D1_{min} \text{ [m]}$$

$$D5_{min} = 2.25 + D1_{min} \text{ [m]}$$

[8] Las dimensiones que se indican en las siguientes ilustraciones y que son aplicadas, tanto para operadores como para maniobras en las subestaciones.

Se debe mantener una distancia prudente mínima sobre el suelo de las partes vivas, con el fin de que el personal circule en forma segura.

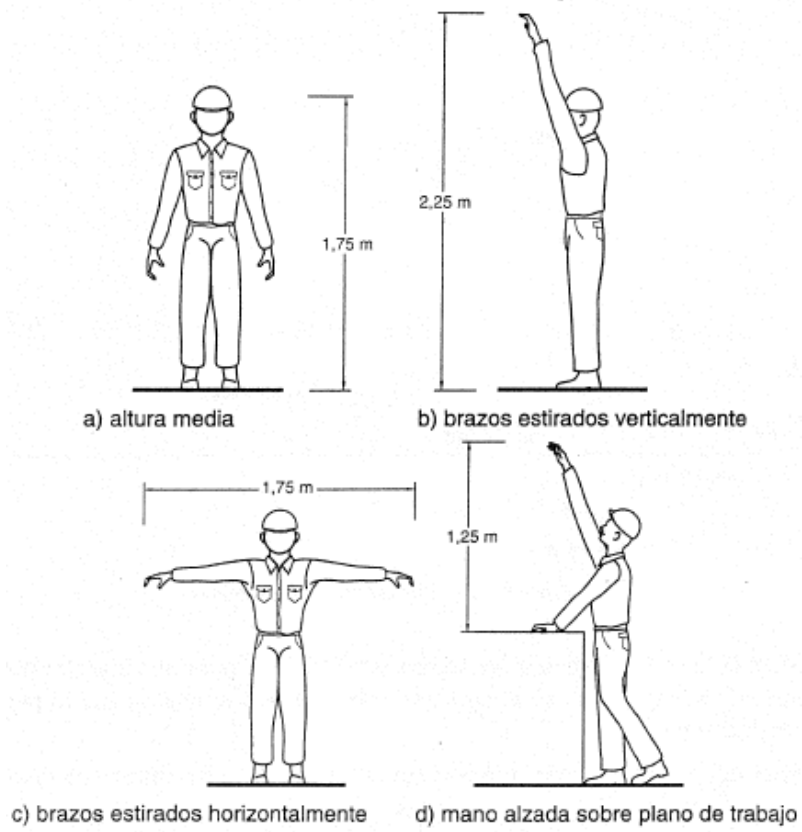


Figura N° 16. Dimensiones medias de un operador
Fuente: Libro Distancias de Seguridad en Subestaciones Eléctricas

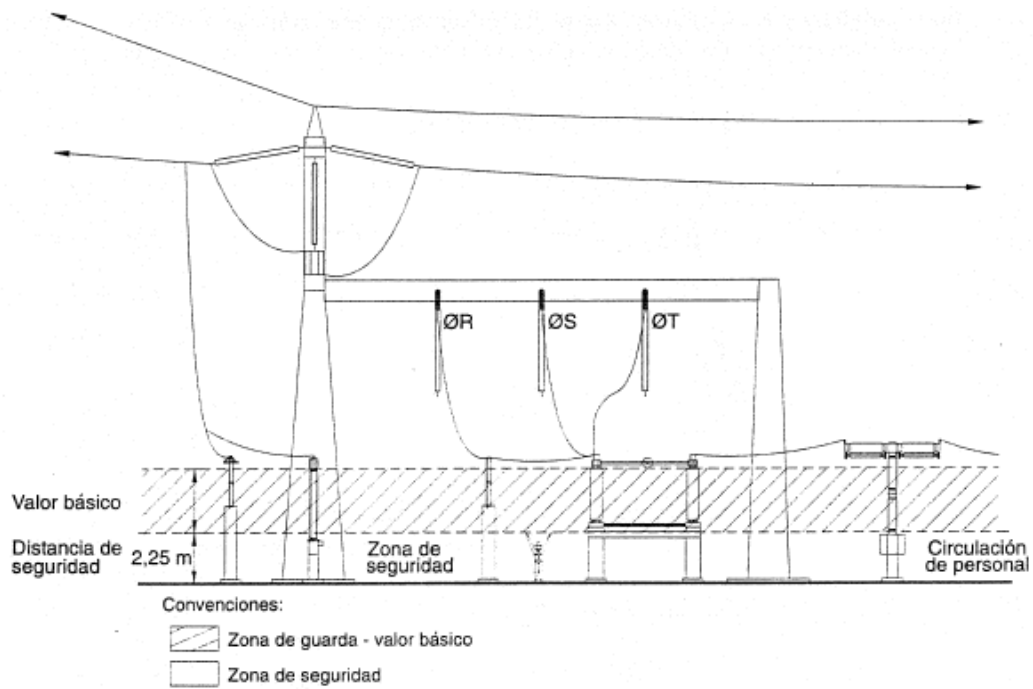


Figura N° 17. Distancias en la zona de circulación del personal
Fuente: Libro Distancias de Seguridad en Subestaciones Eléctricas

➤ **Altura mínima de parte con tensión y distancia mínima de la porcelana a tierra.**

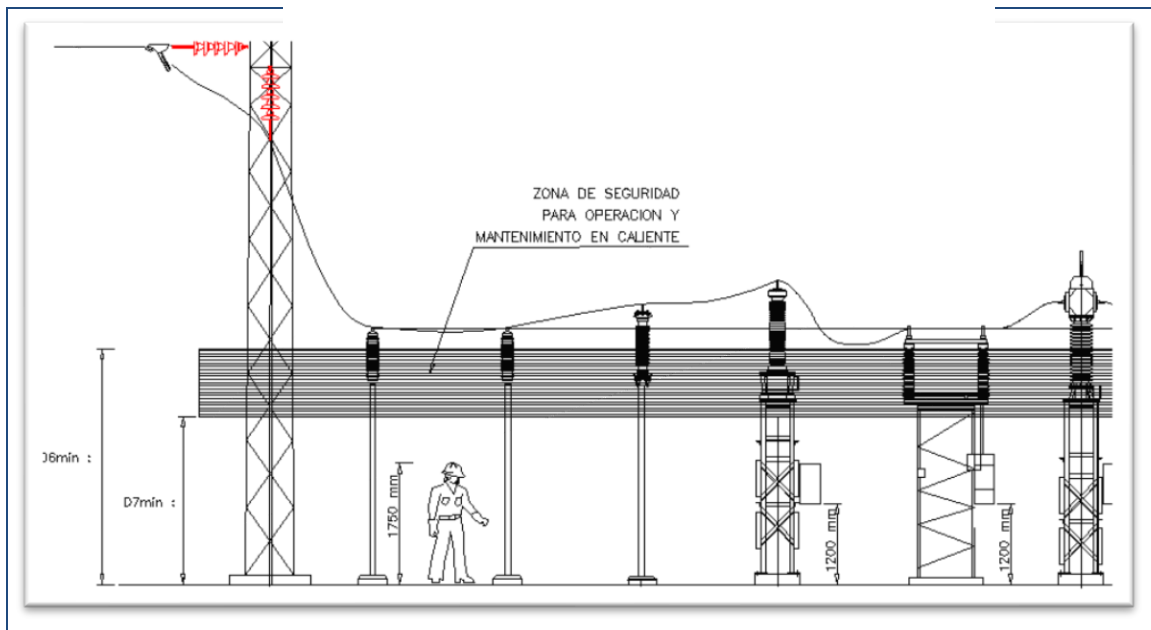


Figura N° 18. Altura mínima de parte con tensión y distancia mínima a tierra
Fuente: Libro Distancias de Seguridad en Subestaciones Eléctricas

D6min=Altura mínima de parte con tensión.

Siendo $D6 = D7 + D1$

D7min=Distancia mínima de la porcelana a tierra.

Movimiento del personal y/o justificación de D7:

[8] Las distancias permitidas para la circulación del personal dependen de la seguridad entre tierra y la parte energizada más baja de la subestación.

Esta distancia corresponde al valor básico incrementado en 2,25 m (Figura anterior)

➤ **Altura del cerco y distancia de partes con tensión al cerco.**

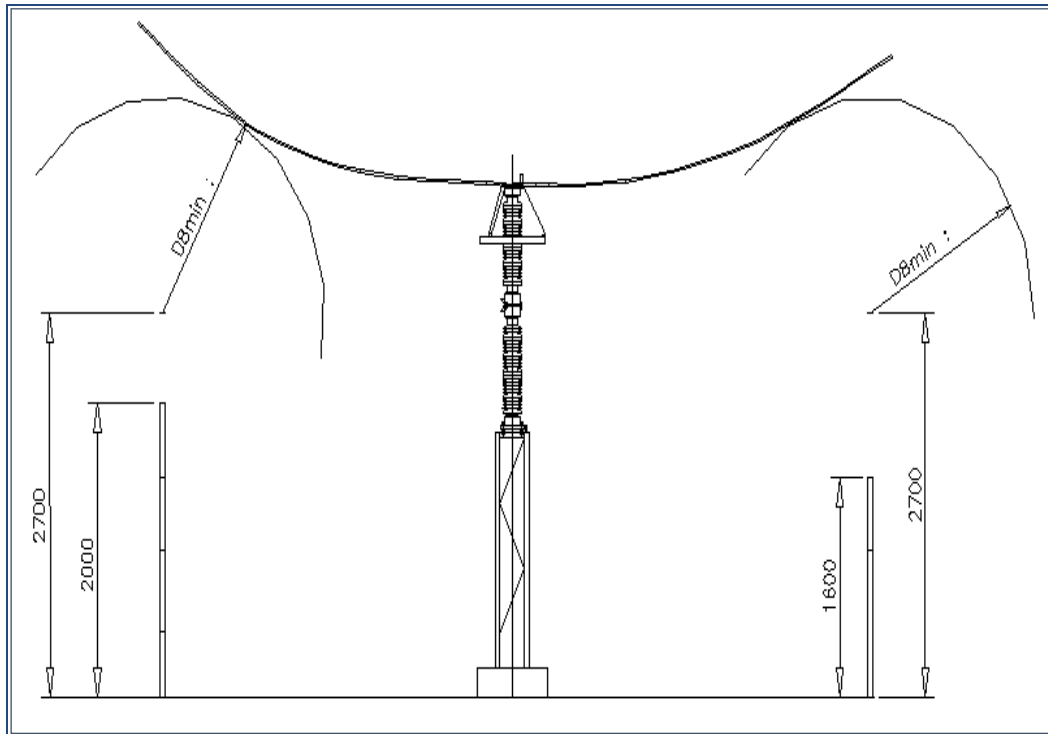


Figura N° 19. Altura del cerco y distancia de partes con tensión al cerco.
Fuente: Hidrandina

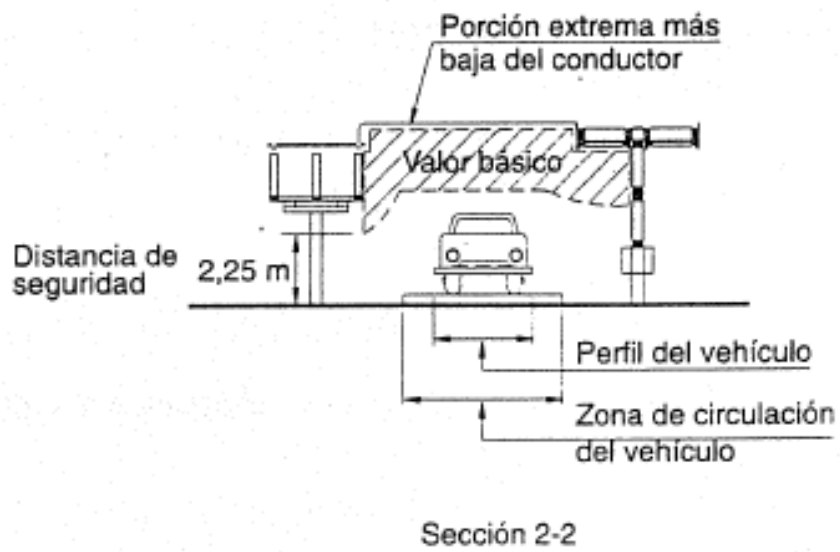
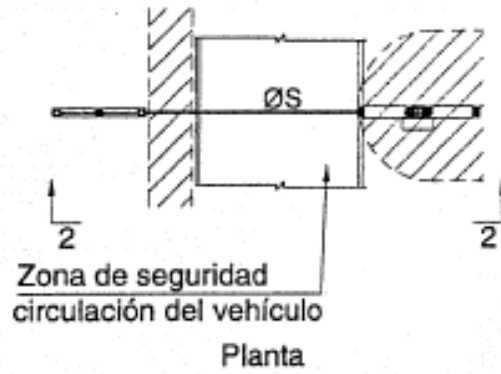
D8min=Distancia de partes con tensión al cerco.

La distancia de partes con tensión al cerco deberá ser mayor o igual a la distancia mínima entre fase-tierra más 900 mm.

➤ **Distancia mínima al piso sobre caminos para pasaje de aparatos.**

Movimiento de vehículos:

[8] Para el montaje y mantenimiento de algunos equipos como interruptores, es necesario utilizar una grúa, para esto necesario tener en cuenta un área segura. Esta área seguridad debe estar en función por el perfil del vehículo más 0,7m.



b) Conexiones rígidas

Figura N° 20. Zona de seguridad para circulación de vehículos en conexiones rígidas
Fuente: Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión

En cuanto a la altura para el pasaje transporte se consideró como base 4m

$$D9 = 4 + D1$$

En la siguiente ilustración se explica mejor la dimensión que será tomado en cuenta:

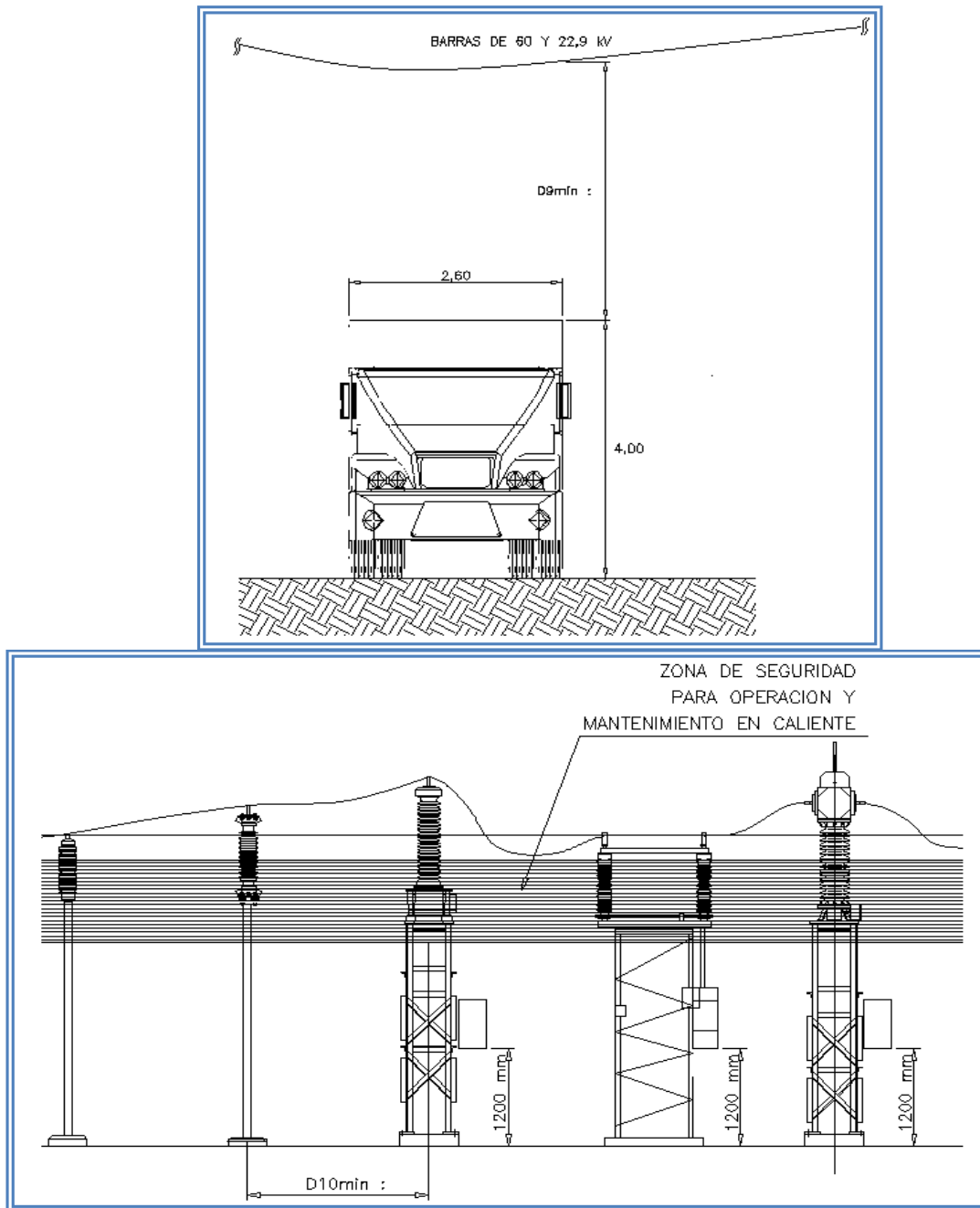


Figura N° 21. Distancia mínima entre ejes de equipos
Fuente: Libro Distancias de Seguridad en Subestaciones Eléctricas

3.4.7.6. Resumen de las Distancias Mínimas de Seguridad en el Aire

Up [kV] Valor pico (1)	Distancia mínima según IEC [m] (2)	Distancias de seguridad												
		Valor básico			Circulación de personal				Zona de trabajo en ausencia de maquinaria pesada				Circulación de vehículos	
		Cantidad que se adiciona		Valor básico [m] 5=2+4	Bajo conexiones		[m] (8)	Horizontal		Vertical		Z. Seguridad		Valor total [m]
		% (3)	[m] (4)		Zona de seguridad [m] (6)	Valor total [m] 7=5+6		Z. de seguridad [m] (9)	Valor total [m] 10=5+9	Zona de seguridad [m] (11)	V.Total [m] 12=5+11	Gálibo [m]	Tolerancia [m]	
75	0,12	10	0,01	0,13	2,25	(“)	2,25	1,25	(“)	1,25	(“)	(“)	0,70	(“)
95	0,16	10	0,02	0,18	2,25	(“)	2,25	1,25	(“)	1,25	(“)	(“)	0,70	(“)
125	0,22	10	0,02	0,24	2,25	(“)	2,25	1,25	(“)	1,25	(“)	(“)	0,70	(“)
170	0,32	10	0,03	0,35	2,25	(“)	2,25	1,25	(“)	1,25	(“)	(“)	0,70	(“)
200	0,38	10	0,04	0,42	2,25	(“)	2,25	1,25	(“)	1,25	(“)	(“)	0,70	(“)
250	0,48	10	0,05	0,53	2,25	(“)	2,25	1,25	(“)	1,25	(“)	(“)	0,70	(“)
325	0,63	10	0,07	0,70	2,25	(“)	2,25	1,25	(“)	1,25	(“)	(“)	0,70	(“)
450	0,90	10	0,10	1,00	2,25	3,25	2,25	1,25	(“)	1,25	(“)	(“)	0,70	(“)
550	1,10	10	0,11	1,21	2,25	3,46	2,25	1,25	2,96	1,25	(“)	(“)	0,70	(“)
650	1,30	10	0,13	1,43	2,25	3,68	2,25	1,25	3,18	1,25	(“)	(“)	0,70	(“)
750	1,50	10	0,15	1,65	2,25	3,90	2,25	1,25	3,40	1,25	2,90	(“)	0,70	(“)
850	1,70	10	0,16	1,87	2,25	4,12	2,25	1,25	3,62	1,25	3,12	(“)	0,70	(“)
950	1,90	10	0,17	2,09	2,25	4,34	2,25	1,25	3,84	1,25	3,34	(“)	0,70	(“)
1050	2,10	10	0,19	2,31	2,25	4,56	2,25	1,25	4,06	1,25	3,56	(“)	0,70	(“)
1175	2,35	10	0,21	2,59	2,25	4,84	2,25	1,25	4,34	1,25	3,84	(“)	0,70	(“)
1300	2,60	10	0,24	2,86	2,25	5,11	2,25	1,25	4,61	1,25	4,11	(“)	0,70	(“)

Tabla 65. Resumen de Distancias mínimas de seguridad en el Aire
Fuente: Normativa IEC

3.4.7.7. Distancias para el dimensionamiento de subestaciones

[8] **Ancho de barras:** Para barras rígidas, las distancias mínimas fase-fase en el aire entre conductores, se debe usar un factor de seguridad de 5 a 10%. Para otro barraje conjunto entre fases cercanas, se necesita reservar una distancia igual a la fase-fase agregando un 25% como mínimo.

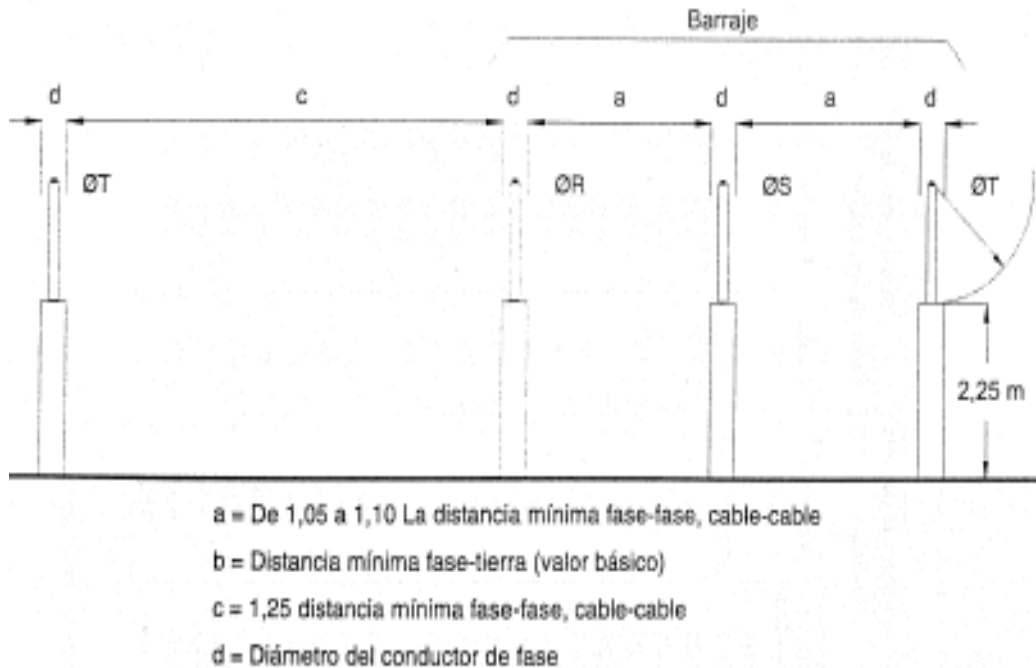


Figura N° 22. Ancho de barras en subestaciones
Fuente: Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión

[15] La IEC y la CIGRÉ presentan una metodología para encontrar la tensión de aisladores y el desplazamiento de los conductores debido al cortocircuito que dependen de la relación de la fuerza electromagnética/peso del conductor), de la flecha estática y de las elongaciones elástica y térmica del conductor.

$$a = a_{\text{mín}} + 1,543xY_o$$

$$a = a_{\text{mín}} + 0,0463x L_o$$

Donde:

$a_{\text{mín}}$ = distancia fase-fase

Y_o = flecha máxima estática

L_o = Vano

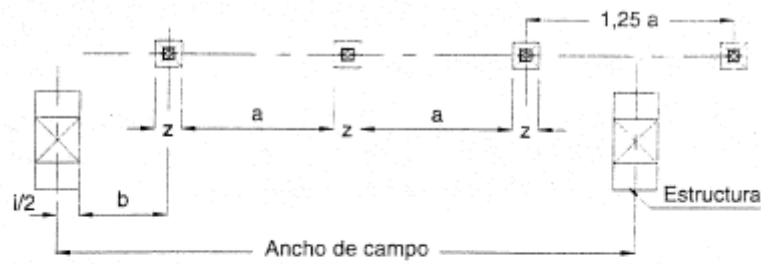
[8] **Ancho de campo:** Está determinado por la configuración, así como las dimensiones de los equipos y de los barrajes utilizados.

Básicamente los aspectos determinantes del ancho de campo son:

-Barrajes cuyas dimensiones se dimensionan de acuerdo con la separación de las fases.

-Cuando se utilizan seccionadores de apertura central, éstos tienen gran influencia, ya que en posición abierta sus brazos o cuchillas permanecen energizados.

-Cuando se usan equipos con conductores flexibles, es necesario tener en cuenta el desplazamiento de éstos por efecto de cortocircuitos.

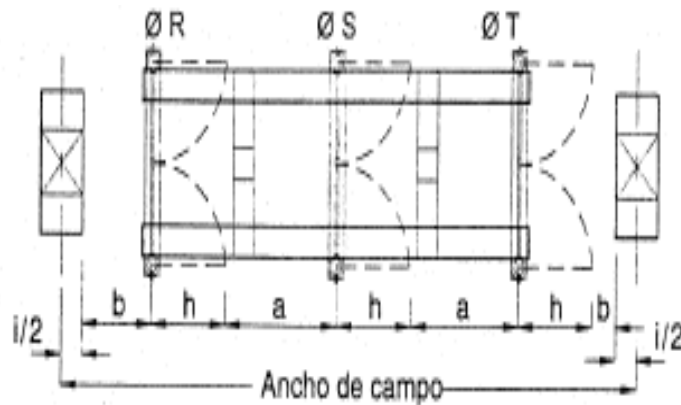


a) Estructuras no adyacentes a equipos



a = Distancia mínima fase - fase i = Ancho de la estructura
 b = Distancia mínima fase - tierra z = Ancho del equipo más ancho del campo

Figura N° 23. Dimensiones de Equipos
 Fuente: Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión



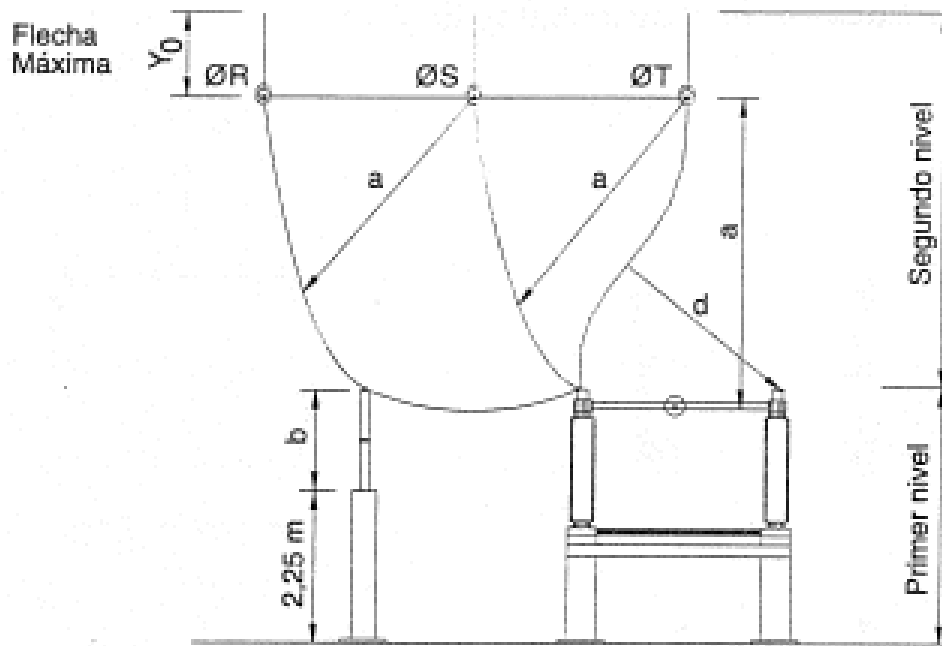
a = Distancia mínima fase-fase, punta-conductor h = Longitud del brazo del seccionador
 b = Distancia mínima fase-tierra, punta-conductor i = Ancho de la estructura

Figura N° 24. Distancias mínimas según ancho de campo
 Fuente: Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión

Altura de campo:

Determinada por el tipo de conductor, así como el número de niveles de conexión que requiera la configuración de la subestación.

Cuando se utilizan seccionadores del tipo pantógrafo, son estos los que se determinan la altura de barraje, tal como se presenta a continuación:



- a = Distancia fase-fase
- b = Valor básico
- c = Distancia fase-fase mínima

a) Altura de barrajes flexibles

Figura N° 25. Altura de barraje con seccionador pantógrafo
Fuente: Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión

3.4.7.8. Distancias típicas entre equipos de patio

Estas distancias no están determinadas por las distancias mínimas o de seguridad, sino más bien por razones de mantenimiento, montaje y estética.

Equipos (entre equipo y equipo)		Distancia típica [m]				
		72,5 kV	123 kV	245 kV	550 kV	800 kV
1.	Transformador de instrumentación y seccionador	2,0	3,0	4,0	6,0	7,5
2.	Interruptor y seccionador	2,0	3,0	4,5	8,0	9,0
3.	Interruptor y seccionador con vía de circulación	5,5	7,5	8,5	14,0	15,0
4.	Interruptor y transformador de instrumentación	1,5	2,0	4,8	6,5	8,5
5.	Interruptor y transformador de instrumentación con vía de circulación	5,0	6,5	6,5	12,0	13,0
6.	Seccionador y seccionador	3,0	3,5	6,0	8,0	9,5
7.	Seccionador pantógrafo y seccionador pantógrafo	-	3,0	4,5	6,5	8,0
8.	Seccionador pantógrafo y transformador de instrumentación	-	2,5	3,5	5,5	7,0
9.	Interruptor y seccionador pantógrafo	-	3,0	5,0	10,0	13,0
10.	Interruptor y seccionador pantógrafo con vía de circulación	-	7,0	9,0	12,0	14,0
11.	Seccionador y seccionador pantógrafo	-	3,5	4,5	7,0	9,0
12.	Entre transformadores de instrumentación	1,5	2,0	3,0	5,0	6,0
13.	Pararrayos y transformadores de instrumentación	1,5	2,0	3,0	5,0	6,0
14.	Equipo y cerco perimetral	3,7	4,0	4,9	6,4	7,0

Tabla 66. Distancias típicas entre equipos de patio
Fuente: Normativa IEC

3.4.7.9. Conclusiones de Distancias Mínimas y de Seguridad

De acuerdo a lo anteriormente señalado y a los cálculos respectivos, las distancias mínimas necesarias para garantizar un adecuado nivel de aislamiento se muestran en la siguiente tabla:

Tensión nominal de la red	[kV]
Distancia mínima entre fase y tierra	[m]
Distancia mínima entre fases	[m]
Distancia de trabajo horizontal	[m]
Distancia de trabajo vertical	[m]
Altura mínima de parte con tensión	[m]
Distancia mínima de la porcelana a tierra	[m]
Altura del cerco	[m]
Distancia de partes con tensión al cerco	[m]

Pasillo para pasaje del personal	[m]
Distancia mínima al piso sobre caminos para pasaje de aparatos	[m]
Distancia entre ejes de equipos	[m]

Tabla 67. Conclusiones de Distancias mínimas y de Seguridad
Fuente: Propia

3.4.8. Transformador de Corriente y Transformador de Tensión

3.4.8.1. Especificaciones y Características técnicas de transformador de corriente

En la especificación de un transformador de corriente se deben indicar como mínimo las siguientes características:

- a) Valores normalizados de las corrientes primarias asignadas

Con múltiples relaciones de transformación, muestran los valores sugeridos en la norma IEC 6004-1 son: 10 – 12,5 – 15 -20-25-30-40-50-60-75 A o sus múltiplos.

Corriente Asignada
Relación Sencilla
10:5
15:5
25:5
40:5
50:5
60:5
75:5
100:5
200:5
300:5
400:5
500:5
600:5
800:5
1200:5
2000:5
3000:5
4000:5

Tabla 68 Relación sencilla de valores nominales de Corriente
Fuente: Norma IEC

3.4.8.2. Requerimientos adicionales para transformadores de corriente para medida

Se deben tener en cuenta los siguientes puntos:

- Designación de la clase de precisión.
- Clase de precisión normales según la norma IEC son: 0,1 – 0,2. 0,5 -1 -3-5
- Límite del error de corriente y del desplazamiento de fase.

Clase de precisión	± % de error de corriente al % de corriente asignada indicado				± Desplazamiento de fase en minutos al % de la corriente asignada indicado					
	5	20	100	120	5	20	100	120		
0,1	0,4	0,2	0,1	0,1	15	8	5	5		
0,2	0,75	0,35	0,2	0,2	30	15	10	10		
0,5	1,5	0,75	0,5	0,5	90	45	30	30		
1,0	3,0	1,5	1,0	1,0	180	90	60	60		
Clase de precisión	1	5	20	100	120	1	5	20	100	120
0,2 S	0,75	0,35	0,2	0,2	0,2	30	15	10	10	10
0,5 S	1,5	0,75	0,5	0,5	0,5	90	45	30	30	30
± % de error de corriente al % de corriente nominal indicado										
Clase	5					20				
3	3					3				
5	5					5				

Tabla 69. Límites de error para transformadores de corriente para medida
Fuente: Norma IEC

3.4.8.3. Requerimientos adicionales para transformadores de corriente para protección convencional

a) Clase de precisión

[8] Los transformadores de corriente para protección convencional están caracterizados por la letra “P” (indica protección), la clase de precisión indica el límite superior del error compuesto para el corriente límite de precisión asignada y la carga de precisión.

El error compuesto se expresa generalmente como un porcentaje del valor eficaz de la corriente primaria de acuerdo con la siguiente expresión:

$$E_c = \frac{100}{I_p} \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T (K_n i_s - i_p)^2 dt}, \%$$

Donde:

Ec: error compuesto

Ip: valor eficaz de la corriente primaria

ip: valor instantáneo de la corriente primaria

is: valor instantáneo de la corriente secundaria

T: duración de un ciclo

Kn: relación de transformación asignada

Los límites de errores para los transformadores de corriente convencionales para protección son los que se muestran a continuación:

Clase de precisión	Error de corriente para la corriente primaria asignada [%]	Desplazamiento de fase para la corriente primaria asignada [minutos]	Error compuesto para la corriente límite de precisión [%]
5P	± 1	± 60	5
10P	± 3	-	10

Tabla 70. Límites de errores para los transformadores
Fuente: Norma IEC

3.4.9. Cálculo y consideraciones para el Diseño del Sistema de Puesta a Tierra

En la “Hoja de Cálculo en Excel se hallarán los valores necesarios para calcular la malla a tierra, teniendo como consideraciones el área del terreno disponible para la subestación. Este dato será necesario conocerlo para poder trabajar con el diseño de la Hoja de Cálculo.

Conocer el área disponible para la subestación depende de muchos factores, principalmente del diseño de los seccionadores.

Se tratarán los aspectos fundamentales sobre el diseño seguro de la malla a tierra de subestaciones de alta y extra alta tensión, ya sean de los tipos convencionales o encapsulados. Básicamente se sigue los siguientes conceptos de las siguientes normas:

3.4.9.1. Normativa para Diseño de Malla a Tierra

- ✓ Norma IEEE Std 80
- ✓ DIN VDE-0141

3.4.9.2. Tensiones de Toque y Paso (Et y Ep)

Las situaciones típicas de choque eléctrico involucran a una persona en una malla de tierra durante una falla se pueden apreciar en la figura siguiente:

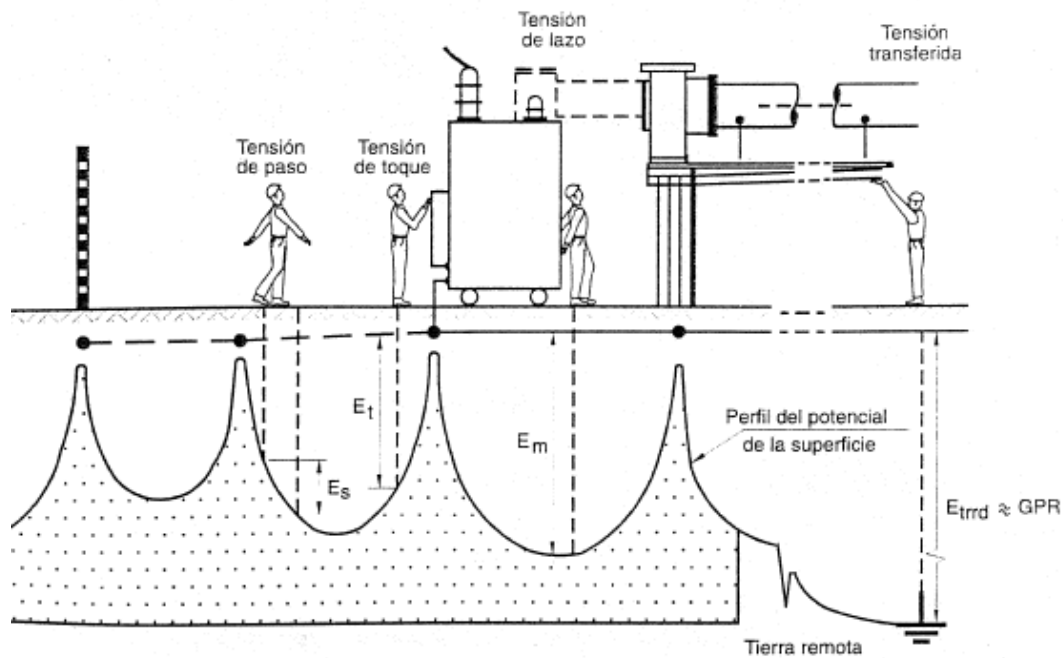


Figura N°26. Figura de Situaciones típicas de choque eléctrico que involucran a una persona
Fuente: Libro Distancias de Seguridad en Subestaciones Eléctricas

3.4.9.3. Selección del Conductor y de las uniones

Las partes constituyentes de los sistemas de puesta a tierra, como: conductores, uniones, cables de interconexión, varillas, etc. Deben ser diseñados con lo siguiente:

- Tener suficiente conductividad.

- Resistir la fusión y el deterioro mecánico bajo las condiciones más adversas.
- Ser mecánicamente confiable y fuerte.

El primer requerimiento en cuanto a la alta conductividad es usualmente alcanzado cuando se trata de satisfacer los otros dos requerimientos.

a) Tamaño de los conductores

[8] Mediante la fórmula de Sverak, se determina la cantidad de corriente de los conductores tomando como referencia las características del material de dichos conductores.

$$I = Ac * \sqrt{\left[\frac{TCAP \times 10^{-4}}{tc \times ar \times pr} \right] \times \ln \left[\frac{Ko + Tm}{Ko + Ta} \right]}$$

Donde:

I: Corriente simétrica de falla, [kA]

Ac: Área del conductor, [mm²]

Tm: Temperatura máxima permitida, [°C]

Ta: Temperatura ambiente, [°C]

Tr: Temperatura de referencia para el material, [°C]

α_0 = coeficiente térmico de resistividad a 0°, [1/°C]

α_r = coeficiente térmico de resistividad a la temperatura Tr, [1/°C]

pr: resistividad del conductor de tierra a la temperatura de referencia Tr, [$\mu\Omega\text{cm}$]

Ko: $1/\alpha_0$ ó $(1/\alpha_r) - Tr$, [°C]

tc: tiempo que fluye la corriente, [s]

TCAP: factor de capacidad térmica, [J/(cm³°C)]

Algunos de estos datos se han elaborado en la tabla a continuación según el material que se seleccione.

Descripción	Conductividad [%]	α_r [1/°C]	Ko [°C]	Temperatura, Tm [°C]	pr $\mu\Omega\text{cm}$	factor TCAP [J/(cm ³ °C)]
Cobre recocido	100	0,0039	234	1083	1,72	3,42
Cobre estirado en frío	97	0,0038	242	1084	1,78	3,42
Acero cobrizado	40	0,0037	245	1084	4,40	3,85

Acero cobrizado	30	0,0037	245	1084	5,86	3,85
Aluminio comercial EC	61	0,0040	228	657	2,86	2,56
Aleación de aluminio 5005	53,5	0,0035	263	652	3,22	2,60
Acero aluminizado	52,5	0,0034	268	654	3,28	2,60
Acero galvanizado	20,3	0,0036	258	657	8,48	3,58
Aleación de aluminio 6201	8,6	0,0032	293	419	20,1	3,93
Acero inoxidable	2,4	0,001	749	1400	72,0	4,03

Tabla 71. Características de conductores de cobre desnudos
Fuente: INDECO

b) Selección de las uniones

Los métodos más comunes para efectuar las uniones del sistema de puesta a tierra son la soldadura exotérmica, las abrazaderas y los conectores a presión.



Figura N° 27. Tipos de uniones para sistemas de malla a tierra
Fuente: Diseño de Subestaciones Eléctricas (libro)

[26] Las secciones mínimas de conductores de la malla de tierra deben ser 78 mm² para acero galvanizado, 35 mm² para cobre redondo y 60 mm² para cobre en platina. Para conductores que conduzcan corrientes a tierra las dimensiones mínimas son: 50mm² para acero, 16mm² para cobre y 35 para aluminio.

Todos los conectores que sean empleados en la malla de tierra también deben satisfacer la norma IEEE Std 837

Calibre		Sección [mm ²]	N° de Hilos	Diámetro [mm]
IEC [mm ²]	Americana [AWG o Kcm]			
35	1	34,4	7	7,5
50	1/0	48,3	19	9,00
70	2/0	69,0	19	10,75
95	3/0	93,3	19	12,5
120	4/0	119,8	37	14,21
150	250	147,1	37	15,75
185	400	181,6	37	17,56
240	500	239,6	37	20,09

Tabla 72. Cables desnudos según sección IEC o AWG
Fuente: INDECO

3.4.9.4.El suelo

a) Resistividad del suelo

La resistividad se define como la tensión medida en los extremos de un cubo de 1m /V/m) dividido por la corriente que atraviesa una sección cuadrada de un cubo de 1m (I/m²); por lo tanto, el resultado es en unidades de $\Omega\cdot m$.

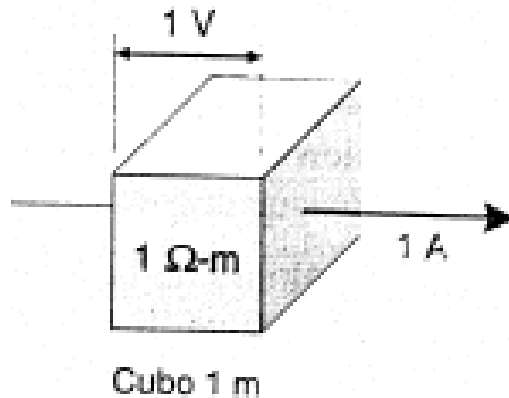


Figura N° 28. Criterios para el cálculo de resistividad del suelo

Cabe recalcar que el diseño de esta herramienta computacional está orientada al suelo peruano, más específicamente al área de la costa peruana por lo tanto se consideró los valores para dichos terrenos.

Tipo de conductor	Resistividad [Ωm]
Cobre puro	$1,6 \times 10^{-8}$
Aluminio	$2,7 \times 10^{-8}$
Acero inoxidable	72×10^{-8}
Suelos más comunes	1 a 10000

Tabla 73. Valores de resistividad según el tipo de conductor
Fuente: INDECO

b) Tipo de suelo

Existen en la literatura abundantes datos sobre los rangos de resistividad para varios tipos de suelos y rocas; como por ejemplo se presenta en la tabla siguiente:

Tipo de suelo	Resistividad [Ωm]
Pirita, galena, magnetita	0,00000 – 0,01
Agua de mar	1
Suelo orgánico	1-50
Arcilla	1-100
Esquisto (roca foliada)	10-100
Arena o grava	50-1000
Arsénica	20-2000
Piedra caliza, colcita, dolomita	5-10000
Cascajo	3000
Cuarzo, granito	1000-10000

Tabla 74. Tipos de suelo y su resistividad
Fuente: Osinergmin

Debido a que este informe se limita al diseño de subestaciones de transmisión de potencia convencional mediante la elaboración de una herramienta computacional en Microsoft Excel, es complicado determinar la resistividad del suelo matemáticamente, por eso para este diseño es necesario conocer el valor de la resistividad del suelo para poder obtener el diseño de la malla a tierra.

Según el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin) en su página web www.osinergminorienta.gob.pe nos muestra los rangos de valor de resistividad del terreno típico en el Perú, son como se muestran a continuación:

Naturaleza del terreno	Resistividad [Ωm]
Terreno pantanoso	Hasta 30
Limo	20 a 100
Humos	10 a 150
Turba Húmeda	5 a 100
Arcilla Plástica	50
Margas de jurásico	30 a 40
Arena arcillosa	50 a 500
Arena silícea	200 a 3000
Suelo pedregoso cubierto de césped	300 a 500
Suelo pedregoso desnudo	1500 a 300
Caliza blanda	100 a 300
Caliza compacta	1000 a 5000
Caliza agrietada	500 a 1000
Granito y gres precedentes de alteración	1500 a 10000
Granito y gres muy alterados	100 a 600

Tabla 75. Naturaleza del terreno y resistividad del suelo
Fuente: Osinergmin

Los valores medios de resistividad de terrenos se muestran en el siguiente cuadro:

Naturaleza del terreno	Valor medio de la resistividad [ohm-m]
Terrenos cultivables y fértiles, terraplenes compactos y húmedos	50
Terrenos cultivables poco fértiles, terraplenes en general	500

Suelos pedregosos desnudos, arenas secas permeables	3000
---	------

Tabla 76. Valores medio de la resistividad según naturaleza del terreno
Fuente: Osinergmin

Entonces para determinar la resistividad de los suelos, hay que tener en cuenta los siguientes factores:

Naturaleza de los suelos

Humedad

Temperatura del Terreno

Compactación del terreno y la estratificación del terreno

3.4.9.5. Longitud total del conductor de la malla, según dimensiones y separación entre conductores.

El conductor total de la malla se calcula tomando un espaciamiento entre conductores a lo largo del área de la malla:

Es necesario tener en cuenta:

Área de la malla:

- Largo
- Ancho

Distancia de separación de cables paralelos, se considera aproximadamente: 7m

Número de Varillas

Tamaño de separación de varillas (2,44m)

$$L_m = L_c + L_r$$

L_r = Longitud total de varillas enterradas = Número de varillas x Distancia de Separación de varillas

L_c = (Largo x Distancia de separación de cables paralelos x Tamaño de Varillas) + (Ancho x Distancia de separación de cables paralelos)

3.4.9.6. Determinación de la corriente máxima de la malla

Corriente simétrica inicial de falla a tierra: el valor máximo eficaz de corriente simétrica de falla después del instante de iniciación de una falla a tierra.

Generalmente:

$$I_f(0+) = 3 \times I_o''$$

Donde:

$I_f(0+)$: corriente simétrica inicial de falla a tierra

I_0'' : valor eficaz de corriente simétrica de secuencia cero que se desarrolla inmediatamente después del instante de iniciación de la falla, esto es, reflejando la reactancia subtransitoria de máquinas rotativas que contribuyen a la falla.

Corriente asimétrica efectiva de falla: el valor eficaz de la onda de corriente asimétrica integrada sobre la totalidad del intervalo de duración de la falla, tal como la siguiente ecuación: $I_f = D_f \cdot I_f$

Factor de división del a corriente de falla: factor que relacione el inverso de la relación simétrica de falla y la porción de esta corriente que circula entra la malla de tierra y la tierra circundante, S_f .

Factor X/R: es la relación de la reactancia a la resistencia del sistema en el punto de la falla. Este factor determina el decrecimiento de la componente c.c. de tal forma que, a mayor valor de X/R, mayor será el tiempo que tardará en disminuir la componente de c.c.

Componente de corriente continua (c.c.) diferencia entre la onda de corriente simétrica y la onda de corriente actual durante condiciones transitorias del sistema de potencia.

Factor de componente c.c.: relación del pico de corriente de falla y el pico de corriente simétrica.

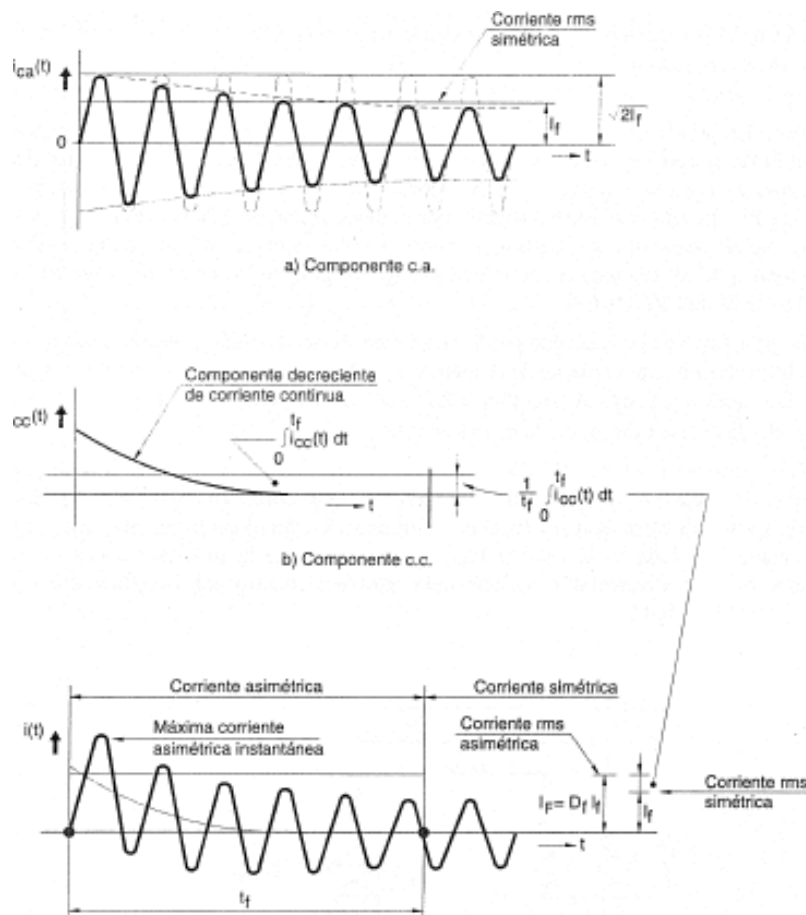


Figura N° 29. Relación de corrientes de malla y factor de decremento
Fuente: Elementos de diseño de subestaciones eléctricas

Factor de división de corrientes:

Se debe por medio de cálculos, determinar el factor de división de corrientes Sf, siendo:

$$I_g = S_f \times I_f, \text{ con } I_f = 3I_o$$

Donde:

Ig: corriente simétrica de malla, [A]

If: valor eficaz de la corriente simétrica de falla a tierra, [A]

Sf: factor de división de corriente de falla

Io: corriente de secuencia cero, [A]

Para calcular la corriente simétrica, se utiliza:

$$I = I_{asi}/D_f$$

Duración de la falla t_f		Factor de decremento D_f			
[s]	[ciclos (60 Hz)]	X/R = 10	X/R = 20	X/R = 30	X/R = 40
0,0033	0,5	1,576	1,648	1,675	1,688
0,05	3	1,232	1,378	1,462	1,515
0,10	6	1,125	1,232	1,316	1,378
0,20	12	1,064	1,125	1,181	1,232
0,30	18	1,043	1,085	1,125	1,163
0,40	24	1,033	1,064	1,095	1,125
0,50	30	1,026	1,052	1,077	1,101
0,75	45	1,018	1,035	1,052	1,068
1,00	60	1,013	1,026	1,039	1,052

Figura N° 30. Valores de factor de decremento con duración de falla y X/R

Fuente: Norma IEEE

La corriente asimétrica se consideró $I_{[asim]} = 50 \text{ kA}$, siendo un valor estándar establecido por la norma IEEE debido a que no es un diseño que se efectuará en alguna zona en particular. Cabe resaltar que valores como estos en la Hoja de Cálculo Excel serán tomados en cuenta como modificables para obtener valores exactos.

3.4.9.7. Tensiones máximas de toque y de paso

Se determinan utilizando las siguientes ecuaciones:

$$E_p = \frac{1}{\sqrt{t_s}} \times (1000 + 6 \times C_s \times p_s) \times 0.116 \text{ [V]}$$

$$E_s = \frac{1}{\sqrt{t_s}} \times (1000 + 1.5 \times C_s \times p_s) \times 0.116 \text{ [V]}$$

Donde Cs= factor de reducción que depende de los valores de K y hs,

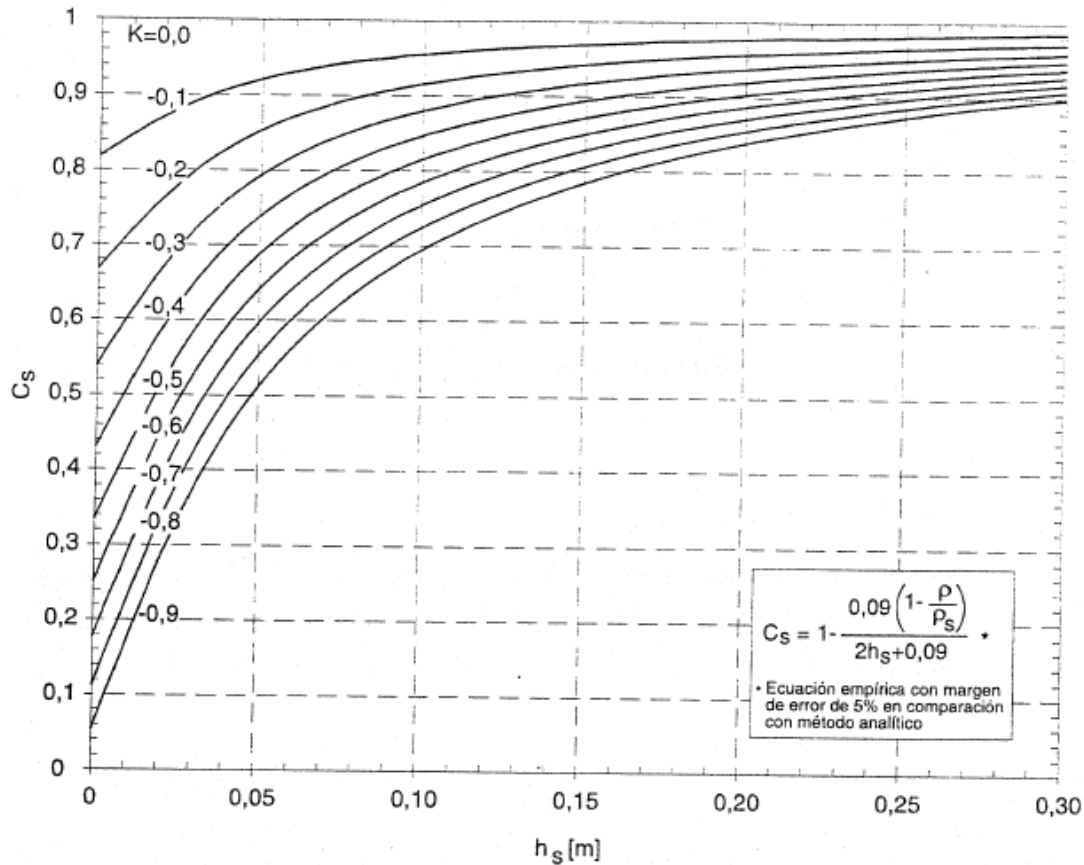


Figura N°31. Valores de constante K con factor de reducción y profundidad de enterramiento
Fuente: Subestaciones de Extra y Alta tensión

Para esto es necesario calcular:

$$K = \frac{p - ps}{p + ps}$$

ps: resistividad; por lo general se emplea cascajo; valores típicos se encuentran en el rango entre 2000Ωm y 5000Ωm.

p: valor de resistividad del terreno, Ωm

Durante una falla, el rango de tensión corresponde a tiempos de falla entre 0,5s y 3,2s para el criterio de cuerpos hasta 50 kg y entre 1,46s y 5,8s cuando se toma pesos de hasta 70 kg.

3.4.9.8. Cálculo de la resistencia de la malla

La fórmula básica para determinar la resistencia de tierra de la subestación es [IEE Std 80]

$$R_{malla} = p \left[\frac{1}{L} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left(1 + \frac{1}{1 + h\sqrt{\frac{20}{A}}} \right) \right]$$

Donde:

R_{malla}: Resistencia de tierra de la subestación, [Ω].

p: resistividad promedio, [Ωm].

A: área ocupada por la malla de tierra, [m^2].

L: cantidad total de cable enterrado incluyendo la longitud de las varillas, [m].

Esta ecuación es razonablemente precisa para profundidades de la malla de aproximadamente entre 0,25m y 2,5m.

Determinados estos valores se pueden considerar la resistencia de la malla, así como la configuración de esta.

3.4.9.9. Conclusiones del cálculo de malla de puesta a tierra

- Las fórmulas establecidas para el cálculo se basan en criterios establecidos por la norma IEEE Std 80.
- El diseño de cálculo de malla de tierra en la Hoja de Cálculo Excel obtendrá los valores principales para diseñar dicha malla, sin embargo, se han tomado en cuenta valores característicos de las tensiones de toque y paso sin comparar las tensiones de toque y de paso máximas permisibles ya que estos necesitan de un cálculo con equipos especiales.
- Para obtener los resultados es necesario conocer ciertos valores, como el lugar de instalación de la subestación, las condiciones ambientales, las dimensiones del área disponible para instalar la subestación, la profundidad de enterramiento de los conductores y varillas, número de varillas a instalar en la malla de tierra.

IV. RESULTADOS

Una vez terminados todas las bases para el diseño de subestaciones de transmisión de potencia convencional, es necesario acreditar la programación para obtener los parámetros necesarios en subestaciones; simulando una subestación en específica mediante la “Hoja de Cálculo Excel” y presentando los valores en un resultado de informe.

Mediante un resultado de informe se muestran los datos técnicos específicos más importantes de una subestación de potencia, y así poder seleccionar los equipos adecuados. Dicho resultado de informe está anexado a la Hoja de Cálculo en Microsoft Excel, pudiendo optimizar tiempos al obtener los resultados. Los costos y otros parámetros que puedan tener una gran influencia en el diseño de un proyecto real no se consideran aquí, pues se trata de llevar a cabo la discusión la parte puramente técnica.

El Resultado de Informe debe contener un resumen de las características de los equipos seleccionados para la subestación de potencia, como se puede ver en el ANEXO 4.

V. CONCLUSIONES

- Se procesó toda la información teniendo en cuenta fuentes como: libros, artículos. Siendo la más utilizada la norma IEEE para el cálculo de los equipos utilizada en el presente informe.
- Se utilizaron valores de catálogos de proveedores reconocidos como Schneider Electric, ABB, para la selección de cables de energía, cables de guarda de INDECO para tener en cuenta las tablas de datos técnicos de los equipos.
- Los resultados obtenidos del informe para una subestación de 138 kV en el área de la costa peruana, a 100 m.s.n.m. en Pátapo, Chiclayo corroboran la funcionalidad de la herramienta computacional y los valores están de acorde a los establecidos.
- El diseño del sistema de puesta a tierra no es en su totalidad confiable ya que para la selección de la malla a tierra se requieren realizar pruebas con equipos especializados y realizar refinados.
- Se culminó el diseño de la herramienta computacional abarcando los equipos importantes de una subestación de potencia convencional.
- El cálculo de distancias mínimas de seguridad y coordinación de aislamiento fueron obtenidos asumiendo un lugar específico para la subestación de transmisión de potencia convencional.
- Al interpretar los resultados se puede observar que la herramienta computacional ofrece datos técnicos de los equipos con los cuáles se procederá a catálogos de fabricante.
- Al ser este diseño, una herramienta en Microsoft Excel que comprende solo los niveles de alta tensión más usados en el Perú, se limita a ciertos cálculos. Siendo así, desde mi punto de vista, una herramienta que se orienta más al aprendizaje para estudiantes que están cursando materias ligadas al diseño de subestaciones y poder apoyarse en esta hoja de cálculo.

RECOMENDACIONES

Mediante el resultado de informe como hoja de Excel para obtener las características de los equipos en la subestación y comprobar la funcionalidad del programa se concluyeron las siguientes recomendaciones:

- 1) Conocer las condiciones tanto ambientales, geográficas y eléctricas a las que está diseñada la herramienta computacional para diseño de subestaciones debido a que, al momento de ingresar los datos, la herramienta presenta opciones de ingreso de datos limitados tal como se explicó al inicio de este escrito.
- 2) En los resultados realizados a través del ejemplo de una Subestación de transmisión de potencia de 138 kV, podemos determinar que:
 - En la selección de aisladores: Si es posible determinar el tipo de aislador según la normativa IEC, el modelo y otras características dependerá del presupuesto para invertir en dichos equipos.
 - En la selección del interruptor de potencia: Si es posible determinar las características de corriente principales como lo son: corriente máxima de corte, corriente máxima a interrumpir.
 - En la determinación de las Distancias Mínimas de Seguridad, se conocen que, para cierto nivel de tensión a la que trabajará una subestación se establecen medidas de seguridad pudiendo ser tomadas en cuenta como las mínimas permitidas.
- 3) La herramienta computacional requiere de valores lo más reales posibles, es decir parámetros ambientales y eléctricos iniciales acorde a lo que serían en la realidad ya que mediante iteraciones y cálculos los resultados fueron valores arrojados, pudiendo no obtener cálculos con datos exactos o equipos eléctricos con valores que se encuentren en el mercado.
- 4) Analizar el tipo de transformador de potencia, ya que de este dependen los demás elementos principales de la subestación.

VI. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] M. ACOSTA CORTÉS y R. CANTILLO ESCORCIA, «HERRAMIENTA SOFTWARE PARA EL DISEÑO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA HELITE 1.0,» UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER, BUCARAMANGA, 2006.
- [2] C. A. Becerra C, C. A. Lozano M y D. F. García G, «DILATE, UNA HERRAMIENTA DE CÓMPUTO PARA EL DISEÑO DE LÍNEAS AÉREAS DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA,» Revista Chilena de Ingeniería, Tarapacá, 2007.
- [3] R. F. ALVARENGA AQUINO y J. E. FLORES RUBIO, «SOFTWARE DE USO DIDÁCTICO PARA EL CÁLCULO MECÁNICO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN,» UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR, EL SALVADOR, CIUDAD UNIVERISTARIA, 2013.
- [4] K. Woo, G. D. Troia y G. Zahlman, «Artículos de Ensys,» Ensys, Octubre 2010. [En línea]. Available: <http://www.ensys.pe/articulos/conector/conectores12subs.html>. [Último acceso: 27 Noviembre 2015].
- [5] I. C. Moreno Cueva, *CURSO DE SUBESTACIONES DE ALTA Y MEDIA TENSIÓN*, RENOVETEC, Ed., REP, 2013.
- [6] C. V. Cepeda Buitrago, H. H. Benito Guataquira y N. Castro Tovar, «CURSO VIRTUAL DE REDES ELÉCTRICAS,» Universidad Distrital Francisco José Caldas, Setiembre 2006. [En línea]. Available: <http://gemini.udistrital.edu.co/comunidad/grupos/gispud/redeselectricas/site/cap2/cap2.php>. [Último acceso: 27 11 2015].
- [7] J. R. SOTELO LAGOS, Escritor, *Dimensionamiento de Subestaciones Eléctricas en Media Tensión Aplicativo en JAVA*. [Performance]. 2011.
- [8] Mejías Villegas, *Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión*, vol. Cuarto, Cali: Priconsa, 2013, pp. 59-60.
- [9] D. U. Romer, «Weather Online,» 2005. [En línea]. Available: www.weatheronline.co.uk. [Último acceso: Junio 2016].
- [10] Ministerio de Energía y Minas, «Código Nacional de Electricidad,» Perú, 2014.
- [11] International Electrotechnical Commission (IEC), *International Standard - Power Transformers*, Segunda ed., vol. 1, IEC, 2000-2012.
- [12] I. E. Commission, «Power Transformers,» *IEC 60076-1*, vol. II, n° 1, pp. 7-52, 2004.
- [13] J. F. Moreno Molina, «Diseño de una Subestación Transformadora». España Patente 1, Junio 2008.
- [14] J. D. Hidalgo Quesada, «Guía Básica de diseño de subestaciones eléctricas con énfasis en el arreglo de barras colectoras de interruptor y medio». Costa Rica Patente 1, Diembre 2012.

- [15] International Electrotechnical, «Insulation co-ordination,» *IEC-60071-2*, vol. II, pp. 7-10.
- [16] J. C. Romero Escobar, *Diseño de Subestaciones Eléctricas*, vol. I, Bogotá: Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito, 2014.
- [17] A. L. Delgado Bravo, «Diseño y construcción de subestaciones móviles». Lima Patente 1, 2005.
- [18] J. A. García - Olano, «Diseño de una subestación de transformación para tracción eléctrica». España Patente 1, 2012.
- [19] I. Pérez Guzmán, «Interruptores de Potencia y Extinción del Arco Eléctrico». España Patente 1, Febrero 2012.
- [20] J. Moreno Mohíno, RODRÍGUEZ HERRERÍAS y P. Símon Comín, *Reglamento de líneas de alta tensión y sus fundamentos técnicos*, Madrid: Parainfo, 2012.
- [21] International Electrotechnical Commission (IEC), «IEC 60099-4 Pararrayos,» 1.1 ed., vol. I, Ginebra, AENOR, 2011.
- [22] S. R. Castaño, *Redes Distribución de Energía*, Colombia: Universidad Nacional de Colombia-Sede Manizales, 2004.
- [23] Norma Técnica Peruana, «CONDUCTORES ELÉCTRICOS. Cables de energía con aislamiento extruido y sus accesorios para tensiones nominales desde 1 kV,» Comisión de Reglamentos Técnicos y Comerciales, Lima, 2004.
- [24] AENOR, «REGLAMENTO ELECTROTÉCNICO PARA BAJA TENSIÓN E INSTRUCCIONES TÉCNICAS COMPLEMENTARIAS (ITC) BT 01 A BT 51,» AENOR, Madrid, 2012.
- [25] L. A. COBA MARTINEZ, *DISEÑO, MONTAJE Y PUESTA EN SERVICIO PARA LA AMPLIACIÓN DE LA NUEVA SUBESTACIÓN BELLAVISTA 15 MVA,138 kV/10kV*, Lima: UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA, 2012.
- [26] I. P. E. Society, «IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding Std 80-2000,» *IEEE-SA Standards Board*, vol. IV, 2000.

VII. ANEXOS

ANEXO 1

PRUEBA - Excel (Error de activación de productos)

ARCHIVO INICIO INSERTAR DISEÑO DE PÁGINA FÓRMULAS DATOS REVISAR VISTA DESARROLLADOR NITRO PRO 10 Edson Córdoba

Portapapeles Fuente Alineación Número Estilos Celdas Modificar

B57 CARACTERÍSTICAS DE CORRIENTE - B

CÁLCULO DE INTERRUPTOR DE POTENCIA DE BARRA

1.- Datos del Transformador

Para el cálculo de los interruptores se analizaran con la potencia de trabajo ONAF

Descripción	Nivel 138 kV	
	Valor	Unidad
Potencia ONAF	60	MVA (*)
Tensión Nominal en el lado de alta	138	kV (*)
Tensión Nominal en el lado de baja	22,9	kV (*)
Corriente Nominal	251,02	A (*)
Altura de Instalación del Equipo	800	m.s.n.m.
Corriente condición sobrecarga 20% : [Isob]	301,224	A

2.- Datos de Cálculo del Interruptor de Potencia

Datos de Calculo	Total	Unidad
Corriente Nominal [In]	251,02	A
Corriente Máxima a Interrumpir [Ir]	301,224	A
Temperatura Ambiente Esperada [Øa]	25	°C
Temperatura permisible en hottest-spot [Ømax]	105	°C
Temperatura permisible en hottest-spot a In [Ør]	65	°C
Corriente Máxima Permanente del Interruptor [Ia]	338,06	A

3.- Características Técnicas del Interruptor de Potencia

* Características de Tensión

Tensión Nominal del Sistema	138	kV
Tensión Máxima del Sistema	144,3	kV
Tensión Máxima Asignada al Equipo	145	kV
Tensión de Diseño Asignada al Equipo	145	kV

kV (r.m.s. value)	kV (r.m.s. value)			kV (peak value)	
	Common value	Accuracy the isolating distance	Common value	Accuracy the isolating distance	
-1	-2	-3	-4	-5	
3,60	10,00	12,00	40,00	46,00	
7,20	20,00	23,00	60,00	70,00	
12,00	24,00	32,00	75,00	85,00	
17,50	30,00	45,00	95,00	110,00	
24,00	50,00	60,00	125,00	145,00	
36,00	70,00	80,00	170,00	195,00	
52,00	95,00	110,00	250,00	290,00	
72,50	140,00	160,00	325,00	375,00	
123,00	185,00	210,00	450,00	520,00	
145,00	230,00	265,00	550,00	630,00	
170,00	275,00	315,00	750,00	860,00	
245,00	395,00	460,00	1050,00	1200,00	

550

	Valores de Corriente Nominal		Valores de Corriente Nominales IEC	
	1	2	1	2
400		630		
630		800		
800		1250		
1200		1600		
2000		2500		
3000		3150		
4000				
5000				

Valores de Corriente de Crit Ckto Tiempo Corto

0	0	6,3
0	0	12,5
0	1	16
2	1	20
2	1	25

Nivel de Aislamiento_LADO ALTA Nivel de AislamientoLADO BAJA Interruptor Pot. LADO ALTA BAJA Sec. Barra Pararrayos Barra Flexible Cables de t ...

LISTO PROMEDIO: 241,2 RECUENTO: 19 SUMA: 723,6 70%

ANEXO 3

PRUEBA - Excel (Error de activación de productos)

ARCHIVO INICIO INSERTAR DISEÑO DE PÁGINA FÓRMULAS DATOS REVISAR VISTA DESARROLLADOR NITRO PRO 10 Edson Córdoba

Calibri 11 Fuente Alineación Número Estilos Celdas Modificar

K93

SELECCION DEL CONDUCTOR DE LA BARRA FLEXIBLE

1.- Datos del Transformador

Descripción	Nivel 138 kV	
	Valor	Unidad
Potencia DNAS	60	MVA
Tension Nominal	138	kV
Corriente Nominal	251,02	A
Corriente Nominal con Factor de Sobrecarga	301,224	A
Altura de Instalación del Equipo	30	m.s.n.m.

2.- Características Técnicas del Conductor Seleccionado.

Características Eléctricas UBICACIÓN: "----> Ver imagen"

Selección del Material: AAAC ACSR

Sección del Conductor: 11,11 mm² 11,11 mm²

Descripción	Valor		Unidad
	AAAC	ACSR	
Resistencia Eléctrica a 20 °C	2,09	2,1	Ohm/Km
Capacidad de Corriente del Conductor	100	100	A
Corriente Admisible del Conductor (I')	0,251	7,388	kA
Corriente de Corto Circuito por Estabilidad Térmica (I'')	1,49	1	kA

Características Físicas

Descripción	Valor		Unidad
	AAC	ACSR	
Diámetro del Conductor	5,1	5,15	mm
Número de Hilos	7	6	-
Diámetro del Hilo	1,7	2	mm
Peso	43	42	Kg/Km
Carga de Rotura	452,6	452,6	Kg

2 AAAC

CALIBRE	Nº HILOS	D. HILO	D. CONDUCTOR	PESO	RESISTENCIA 20 °C	CARGA ROTURA	CAP. DE CORTOCIRCUITO
Ninguno	Ninguno	Ninguno	Ninguno	Ninguno	Ninguno	Ninguno	Ninguno
16,00	7,00	1,70	5,10	43,00	2,09	452,00	180,00
25,00	7,00	2,15	6,50	70,00	1,91	725,00	125,00
35,00	7,00	2,52	7,60	96,00	1,85	996,00	160,00
50,00	7,00	3,02	9,10	137,00	1,84	1420,00	195,00
70,00	15,00	2,15	16,00	190,00	1,48	1985,00	235,00
95,00	15,00	2,52	19,00	260,00	1,35	2690,00	300,00
120,00	15,00	2,85	22,00	350,00	1,28	3650,00	340,00
150,00	37,00	2,25	35,00	485,00	1,23	7190,00	395,00
185,00	37,00	2,52	37,70	510,00	1,18	8207,00	455,00
240,00	37,00	2,85	38,00	630,00	1,14	9750,00	540,00
300,00	61,00	2,52	55,70	840,00	1,11	10660,00	625,00
400,00	61,00	2,85	55,70	1070,00	1,05	11895,00	725,00

2 ACSR

CALIBRE	Nº HILO
Ninguno	Ninguno
16,00	5,00
20,00	5,00
25,00	5,00
30,00	5,00
35,00	5,00

AAAC ACSR
Cte Adm/Conductor 251,34 7997,89

Nivel de Aislamiento_LADO ALTA Nivel de Aislamiento LADO BAJA Interruptor Pot. LADO ALTA_BAJA Sec. Barra Pararrayos Barra Flexible Cables de f ...

LISTO 60%

ANEXO 4

Resultado de Informe			
Para el diseño de la subestación se deben tener en cuenta las Especificaciones Principales de la Subestación de Potencia, estas son:			
1 Transformador de Potencia con las siguientes características:			
✓ Capacidad Nominal	400 MVA		
✓ Tipo de Construcción o Núcleo	<u>Tipo Columna</u>		
✓ Tipo de Enfriamiento	ONAN		
✓ Altura Operación	400 m.s.n.m		
✓ Tensiones de Operación	138 kV		
✓ Conexión de Devanados	Estrella	Estrella	Delta
	<u>Primario</u>	<u>Secundario</u>	<u>Terciario</u>
✓ Número de Hilos	4		
✓ Tipo de Transformador	01 Trifásico		
✓ Impedancia	6 % - 10 %		
✓ Frecuencia	60 Hz		
✓ Nivel de ruido promedio	75 dB		
2 Interruptor de Potencia			
	Lado Alta	Lado Baja	
✓ Tension Nominal	138 kV	22.9 kV	
✓ Frecuencia Nominal	60 Hz	60 Hz	
✓ Nivel Básico de Aislamiento al Impulso	550 kV-BIL		
✓ Nivel Básico de Aislamiento por Maniobra	315 kV		
✓ Tipo de Instalación	Exterior		
✓ Corriente cond. sobrecarga 20% [<i>Características de Corriente</i>	2008.176 A		
✓ Corriente nominal del Interruptor	2500 A	2500 A	
✓ Corriente de corte nominal en corto circuito a 3s	50 / 0.3s	50 / 0.33s	
✓ Capacidad de cierre nominal cc (puesta tierra)	163.8 kAp	163.8	
✓ Tiempo de Cierre	80± 10 ms		
✓ Tiempo de Apertura	50± 5 ms		
3 Aisladores			
✓ Tensión asignada soportada al impulso tipo rayo	650 kV		
✓ Tensión asignada soportada a la frecuencia industrial en seco	315 kV		