

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN ENERGÍA



UNS
UNIVERSIDAD
NACIONAL DEL SANTA

**“Evaluación Comparativa entre los Métodos
Determinístico y Estadístico para la coordinación de
aislamiento de los Equipos de Patio de la Ampliación de
la Subestación Amarilis 138 KV”**

**Tesis para obtener el título profesional de
Ingeniero en Energía**

Autores:

Bach. Gutierrez Cabellos, Luis Fernando
Bach. Quiñones Rodriguez, Gianmarco Devi

Asesor:

Msc. Lopez Aguilar, Cesar Luis

Nuevo Chimbote – Perú

2022

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN ENERGÍA



UNS
UNIVERSIDAD
NACIONAL DEL SANTA

CARTA DE CONFORMIDAD DE ASESOR

La presente Tesis para Título ha sido revisada y desarrollada en cumplimiento del objetivo propuesto y reúne las condiciones formales y metodológicas, estando encuadrado dentro de las áreas y líneas de investigación conforme al reglamento general para obtener el título profesional en la Universidad Nacional del Santa (R: D: N° 492-2017-CU-R-UNS) de acuerdo a la denominación siguiente:

**“EVALUACIÓN COMPARATIVA ENTRE LOS MÉTODOS
DETERMINÍSTICO Y ESTADÍSTICO PARA LA COORDINACIÓN DE
AISLAMIENTO DE LOS EQUIPOS DE PATIO DE LA AMPLIACIÓN DE LA
SUBESTACIÓN AMARILIS 138 KV”**

**TESIS PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO EN
ENERGÍA**

TESISTAS:

BACHILLER Luis Fernando Gutierrez Cabellos

BACHILLER Gianmarco Devi Quiñones Rodriguez

M. Sc. Cesar L. López Aguilar
INTEGRANTE

DNI: 32924103

Código ORCID: 0000-0002-1598-4853

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN ENERGIA



UNS
UNIVERSIDAD
NACIONAL DEL SANTA

HOJA DE CONFORMIDAD DEL JURADO EVALUADOR

Terminada la sustentación de la tesis titulada: “EVALUACIÓN COMPARATIVA ENTRE LOS MÉTODOS DETERMINÍSTICO Y ESTADISTICO PARA LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO DE LOS EQUIPOS DE PATIO DE LA AMPLIACIÓN DE LA SUBESTACIÓN AMARILIS 138 KV”; sustentada el día 25 de noviembre del 2022.

Tiene la aprobación del jurado calificador, quienes firmaron en señal de conformidad.

Dr. Gualberto A. Mariños Castillo
PRESIDENTE

DNI: 17890841

Código ORCID: 0000-0001-7514-9908

M.Sc. Julio H. N. Escate Ravello
SECRETARIO

DNI: 32850228

Código ORCID: 0000-0001-9950-2999

M. Sc. Cesar L. López Aguilar
INTEGRANTE

DNI: 32924103

Código ORCID: 0000-0002-1598-4853

NUEVO CHIMBOTE – PERÚ
2022



ACTA DE SUSTENTACION DE TESIS

A los veinticinco días del mes de noviembre del año dos mil veintidós, siendo las once horas de la mañana, se reunieron en el aula E3 de la Escuela Profesional de Ingeniería en Energía, el Jurado Evaluador designado mediante **Resolución N° 491-2022-UNS-CFI**, integrado por los siguientes docentes:

- **Dr. GUALBERTO ANTENOR MARIÑOS CASTILLO** : PRESIDENTE
- **M.Sc. JULIO HIPÓLITO NÉSTOR ESCATE RAVELLO** : SECRETARIO
- **M.Sc. CÉSAR LUIS LÓPEZ AGUILAR** : INTEGRANTE

Para dar inicio a la sustentación y evaluación de la Tesis titulada: **"EVALUACION COMPARATIVA ENTRE LOS METODOS DETERMINISTICO Y ESTADISTICO PARA LA COORDINACION DE AISLAMIENTO DE LOS EQUIPOS DE PATIO DE LA AMPLIACION DE LA SUBESTACION AMARILIS 138 KV"** elaborado por el Bachiller de Ingeniería en Energía: **LUIS FERNANDO GUTIERREZ CABELLOS**, con código de matrícula N° 0201411047, teniendo como asesor al docente **M.Sc. CÉSAR LUIS LÓPEZ AGUILAR**, según Resolución Decanal N° 559-2021-UNS-FI, de fecha 25.10.22.

Terminada la sustentación del Bachiller, respondió las preguntas formuladas por los miembros del jurado y el público presente.

El Jurado después de deliberar sobre aspectos relacionados con el trabajo, contenido y sustentación del mismo y con las sugerencias pertinentes, en concordancia con el artículo 111° del Reglamento General de Grados y Títulos de la Universidad Nacional del Santa, declara:

BACHILLER	PROMEDIO	PONDERACIÓN
LUIS FERNANDO GUTIERREZ CABELLOS	18	Muy Buena

Siendo las doce horas del mismo día, se da por terminado el acto de sustentación, firmando los integrantes del jurado en señal de conformidad.


Dr. Gualberto A. Mariños Castillo
PRESIDENTE


M.Sc. Julio H.N. Escate Ravello
SECRETARIO


M.Sc. César L. López Aguilar
INTEGRANTE



ACTA DE SUSTENTACION DE TESIS

A los veinticinco días del mes de noviembre del año dos mil veintidós, siendo las once horas de la mañana, se reunieron en el aula E3 de la Escuela Profesional de Ingeniería en Energía, el Jurado Evaluador designado mediante **Resolución N° 491-2022-UNS-CFI**, integrado por los siguientes docentes:

- **Dr. GUALBERTO ANTENOR MARIÑOS CASTILLO** : PRESIDENTE
- **M.Sc. JULIO HIPÓLITO NÉSTOR ESCATE RAVELLO** : SECRETARIO
- **M.Sc. CÉSAR LUIS LÓPEZ AGUILAR** : INTEGRANTE

Para dar inicio a la sustentación y evaluación de la Tesis titulada: "**EVALUACION COMPARATIVA ENTRE LOS METODOS DETERMINISTICO Y ESTADISTICO PARA LA COORDINACION DE AISLAMIENTO DE LOS EQUIPOS DE PATIO DE LA AMPLIACION DE LA SUBESTACION AMARILIS 138 KV**" elaborado por el Bachiller de Ingeniería en Energía: **GIANMARCO DEVI QUIÑONES RODRIGUEZ**, con código de matrícula N° 0201411044, teniendo como asesor al docente **M.Sc. CÉSAR LUIS LÓPEZ AGUILAR**, según Resolución Decanal N° 559-2021-UNS-FI, de fecha 25.10.22.

Terminada la sustentación del Bachiller, respondió las preguntas formuladas por los miembros del jurado y el público presente.

El Jurado después de deliberar sobre aspectos relacionados con el trabajo, contenido y sustentación del mismo y con las sugerencias pertinentes, en concordancia con el artículo 111° del Reglamento General de Grados y Títulos de la Universidad Nacional del Santa, declara:

BACHILLER	PROMEDIO	PONDERACIÓN
GIANMARCO DEVI QUIÑONES RODRIGUEZ	18	Muy Bueno

Siendo las doce horas del mismo día, se da por terminado el acto de sustentación, firmando los integrantes del jurado en señal de conformidad.


Dr. Gualberto A. Mariños Castillo
PRESIDENTE


M.Sc. Julio H.N. Escate Ravello
SECRETARIO


M.Sc. César L. López Aguilar
INTEGRANTE

DEDICATORIA

En primer lugar, a Dios por su amor,
misericordia, gracia, favor y muchas
bendiciones recibidas.

Y por ser lo mejor de mi vida.

A mi querida madre Betty por su ejemplo y
apoyo incondicional frente a cada desafío en
mi vida y formación profesional

L.F.G.C

DEDICATORIA

A mis padres Demetrio y Vilma quienes con su amor, paciencia y esfuerzo me han permitido llegar a cumplir hoy un sueño más, gracias por inculcar en mí el ejemplo de responsabilidad y perseverancia y sobre todo de no temer a las adversidades porque Dios está conmigo siempre.

A mi hermano Ángel por su cariño y apoyo incondicional durante todo este proceso. A mi hija Arleth por ser mi inspiración para seguir creciendo cada día como profesional.

Finalmente, a mis amistades por ser las personas que me brindaron motivación y sobre todo porque estuvieron siempre pendiente de que no descuidara la culminación de esta tesis.

G.D.Q.R

RECONOCIMIENTO

Al Msc. Cesar López
por sus aportes valiosos, apoyo y
tiempo incondicional, que fueron
esenciales para el desarrollo de esta
tesis.

A los docentes de la EAP de
Ingeniería en Energía
Por la calidad de educación y
formación recibida durante
nuestro desarrollo como
preprofesionales.

Y un especial agradecimiento a
los ingenieros Juan Parraguez y
Pedro Sánchez
Por su enseñanzas y amistad
incondicional, durante mi
desarrollo como profesional en el
trabajo.

Atentamente,

L.F.G.C

RECONOCIMIENTO

Al Msc. Cesar López
por sus conocimientos valiosos,
consejos y tiempo incondicional,
que fueron esenciales para el
desarrollo de esta tesis.

A los docentes de la EAP de
Ingeniería en Energía
Por la calidad de educación y
formación recibida durante
nuestro desarrollo como
preprofesionales.

Y un especial agradecimiento a
los ingenieros Oscar Rivera, Jean
Carlo Miranda y Germán Niño
por su enseñanzas, consejos,
experiencia y amistad
incondicional durante mi
desarrollo como profesional en el
trabajo.

Atentamente,

G.D.Q.R

INDICE

INDICE	
RESUMEN	
CAPITULO I INTRODUCCION	1
1.1 Antecedentes	2
1.2 Formulación del problema	4
1.3 Objetivos	5
1.4 Formulación de la hipótesis	6
1.5 Justificación y limitaciones	6
CAPITULO II MARCO TEORICO	8
2.1 Subestaciones eléctricas	9
2.2 Descargador de sobretensión	9
2.3 Descargas atmosféricas	9
2.4 Coordinación de aislamiento	9
2.5 Configuración de aislamiento	10
2.6 Tensión máxima de operación	11
2.7 Sobretensiones	11
2.8 Nivel de protección ante impulso tipo maniobra	14
2.9 Nivel de protección ante impulso tipo rayo	14
2.10 Distancias de diseño	14
2.11 Distancias dieléctricas	14
CAPITULO III MATERIALES Y MÉTODOS	15
3.1 Material	16
3.2 Método	16
CAPITULO IV RESULTADOS Y DISCUSIÓN	19
4.1 Análisis del sistema eléctrico	20
4.2 Dimensionamiento del descargador de sobretensión (sin simulación)	21
4.3 Coordinación de aislamiento mediante el Método determinístico	33
4.4 Método estadístico (ATP)	63
CAPITULO V CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	81
5.1 Conclusiones	82
5.2 Recomendaciones	83
CAPITULO VI REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS Y VIRTUALES	84
CAPITULO VII ANEXOS	86

Anexo 1: Datos técnicos del aislador tipo poste	87
Anexo 2: Datos técnicos del aislador típico de suspensión	87
Anexo 3: Catálogo de descargadores de sobretensión	88
Anexo 4: Plantilla de cálculo Excel para coordinación de aislamiento	90

FIGURAS

Figura 1. Clases y formas de sobretensiones	12
Figura 2. Procedimiento para contrastación de la hipótesis	18
Figura 3. Capacidad de TOV de descargadores de sobretensión	22
Figura 4. Clasificación de descargadores de sobretensión	23
Figura 5. Niveles de protección UPS-UPL	24
Figura 6. Valor del RUSCD en función de la clasificación SPS	26
Figura 7. Aislador Soporte tipo poste, diámetro promedio	27
Figura 8. Cálculo de la clase de descarga	33
Figura 9. Relación entre $R0 / X1$ y $X0 / X1$ para valores constantes del factor de falla a tierra k cuando $R1 = 0$	35
Figura 10. Sobretensiones de frente lento con el 2% de probabilidad de ser excedido	37
Figura 11. Relación entre las sobretensiones fase-fase y fase-tierra con el 2% de probabilidad de ser excedido	38
Figura 12. Evaluación del factor de coordinación determinista K_{cd}	42
Figura 13. Factor “A” para diferentes tipos de líneas de transmisión	45
Figura 14. Diagrama de conexión del descargador de sobretensión al equipo protegido	46
Figura 15. Ampliación de la SE Amarilis 138 kV. Disposición física - planta y cortes	46
Figura 16. Ampliación de la SE Amarilis 138 kV. Disposición física - planta y cortes	48
Figura 17. Dependencia del factor “m” ante tensiones de coordinación tipo maniobra	51
Figura 18. Factores de conversión para el Rango I	57
Figura 19. Correlación entre las tensiones soportadas ante impulsos tipo rayo y las distancias mínimas en aire para el Rango I	62
Figura 20. Diagrama unifilar del sistema	64
Figura 21. Red modelada para simulaciones de maniobra	64
Figura 22. Red modelada para simulaciones de rayo en SE Amarilis 138 kV	65
Figura 23. Resultados de fallas a tierra	66
Figura 24. Resultados – Rechazo de carga	67
Figura 25. Resultados – Energización de líneas	69
Figura 26. Resultados – Recierre trifásico de líneas	70
Figura 27. Resultados – Recierre monofásico de líneas	72
Figura 28. Sobretensiones máximas de frente lento en p.u. – Subestaciones a 138 kV	73
Figura 29. Sobretensiones máximas de frente lento en kV– Subestaciones a 138 kV	73
Figura 30. Resultados – Impacto en el cable de guarda	74
Figura 31. Correlación entre las tensiones soportadas ante impulsos tipo rayo y las distancias mínimas en aire para el Rango I	79

TABLAS

Tabla 1. Impedancia de secuencia positiva y secuencia cero	20
Tabla 2. Sobretensiones de frente lento (fase-tierra)	37
Tabla 3. Sobretensiones de frente lento (fase-fase)	39
Tabla 4. Proceso comparativo para calcular las sobretensiones representativas de frente lento	40
Tabla 5. Determinación de las sobretensiones representativas finales de frente lento	41
Tabla 6. Tensiones soportadas de coordinación de frente lento	53
Tabla 7. Tensiones soportadas de coordinación de frente rápido	56
Tabla 8. Tensiones soportadas especificadas mínimas	58
Tabla 9. Tensiones soportadas especificadas mínimas SE Amarilis 138 kV (Método determinístico)	61
Tabla 10. Tensiones soportadas especificadas mínimas SE Amarilis 138 kV (Método probabilístico)	78

RESUMEN

Mediante la presente investigación, se evaluó de manera comparativa las metodologías (determinística y estadística) utilizando la norma IEC 60071 para realizar el estudio de coordinación de aislamiento en los equipos de patio de una subestación eléctrica en alta tensión, para este caso, se evaluó la ampliación de la subestación Amarilis con un nivel de tensión de 138 kV.

Para ello, previamente se analizó el área de influencia de la subestación con el fin de obtener los siguientes parámetros eléctricos: nivel de tensión máxima y frecuencia del sistema, configuración del sistema de barras, altura sobre el nivel del mar donde se ubicará la subestación, líneas de transmisión que entran y salen, y el tipo de sistema de aterramiento.

Posteriormente se realizó el estudio de coordinación de aislamiento utilizando la metodología estadística el cual calcula las sobretensiones presentes en el sistema a través de simulaciones con un software especializado, en este caso se utilizará el ATP Draw, para luego ser comparados con los resultados obtenidos de la metodología determinística en el cual se calculan las sobretensiones presentes en el sistema por medio de gráficas y criterios que brinda la norma IEC 60071-2.

Para ambos casos se obtuvieron niveles básicos de aislamiento (BIL) que estén en un rango de 230 kV a 275 kV ante sobretensiones de frecuencia industrial, y de 550 kV a 650 kV ante sobretensiones tipo rayo, esto según la norma IEC 60071. Una vez determinado el BIL de los equipos se procedió a determinar las distancias mínimas de aislamiento en aire fase-tierra y fase-fase con el objetivo de evitar el deterioro de estos ante la presencia de flameos o arcos eléctricos.

Finalmente, se evaluó qué metodología será la que nos evite el sobredimensionamiento de los niveles de aislamiento de los equipos de patio trayendo consigo ahorros económicos y optimización de espacios en la ampliación de la subestación Amarilis 138 kV.

Las características eléctricas que se evaluaron fueron: el nivel básico de aislamiento de los equipos de la subestación en kV y finalmente las distancias mínimas de aislamiento en aire medidas en “mm”.

PALABRA CLAVE: Coordinación, aislamiento, sobretensiones, determinístico, estadístico.

ABSTRAC

Through this research, the methodologies (deterministic and statistical) were comparatively evaluated using the IEC 60071 standard to carry out the study of insulation coordination in the yard equipment of a high-voltage electrical substation, for this case, the expansion of the Amarilis substation with a voltage level of 138 kV.

To do this, the area of influence of the substation was previously analyzed in order to obtain the following electrical parameters: maximum voltage level and frequency of the system, configuration of the busbar system, height above sea level where the substation will be located, transmission lines going in and out, and the type of grounding system.

Subsequently, the insulation coordination study was carried out using the statistical methodology which calculates the overvoltages present in the system through simulations with specialized software, in this case the ATP Draw will be used, and then be compared with the results obtained from the deterministic methodology in which the overvoltages present in the system are calculated by means of graphs and criteria provided by the IEC 60071-2 standard.

For both cases, basic insulation levels (BIL) were obtained that are in a range from 230 kV to 275 kV against industrial frequency overvoltages, and from 550 kV to 650 kV against lightning-type overvoltages, according to the IEC 60071 standard. Once the BIL of the equipment was determined, the minimum phase-ground and phase-phase air insulation distances were determined in order to avoid deterioration of these in the presence of flashovers or electric arcs.

Finally, the methodology that will avoid oversizing the insulation levels of the patio equipment was evaluated, bringing with it economic savings and optimization of spaces in the expansion of the Amarilis 138 kV substation.

The electrical characteristics that were evaluated were: the basic insulation level of the substation equipment in kV and finally the minimum air insulation distances measured in "mm".

KEY WORD: Coordination, isolation, over voltages, deterministic, statistical.

CAPITULO I

INTRODUCCION

1.1 Antecedentes

León, A. (2020) en su tesis titulada “Coordinación de aislamiento para la subestación eléctrica Satipo de 15 MVA en 60/22.9 kV de la empresa Electrocentro S.A., basado en los parámetros de la norma IEC 60071”, para optar el título de Ingeniero Electricista en la Universidad Nacional del Centro del Perú, Huancayo, realizó un estudio correcto de coordinación de aislamiento para niveles de tensión a partir de los 1000 V, aplicando las definiciones básicas, principios y reglas de los términos relacionados al estudio de la norma 60071-1 y la guía de aplicación para el cálculo de los valores según la norma 60071-2. Concluyendo que la norma IEC60071 brindó a su vez, los parámetros a emplear y tener en cuenta; mencionando que datos de entrada requiere cada uno de los cuatro procedimientos del estudio, otorgando también la metodología para saber qué acciones realizar para obtener los resultados finales en cada proceso.

Según Cadrasco, D. y Ropain, G. (2019) en su tesis titulada “Diseño de software para la coordinación de aislamiento en subestaciones de alta y extra alta tensión”, para optar el título de Ingeniero Electricista en la Universidad del Norte, Colombia. Afirma que tomando el procedimiento de coordinación de aislamiento de la norma IEC 60071-2, sus resultados obtenidos coinciden con los resultados del Software diseñado, ya que está adaptado para los requerimientos de la norma y su procedimiento en Gama I. Durante el procedimiento se presenta leves cambios en las tensiones debido a la exactitud que maneja el software en comparación de la norma, sin embargo, al momento de normalizar y adoptar las distancias mínimas de seguridad los resultados resultaron ser exactamente iguales. Mediante un análisis más detallado se observó que el caso de estudio presentaba un procedimiento diferente con respecto a las distancias de seguridad mínimas; esto se vio reflejado debido a un valor no normalizado que conllevó a elegir una distancia diferente dentro de las estipuladas por la norma.

Por lo que concluye que el software logra adaptar el procedimiento para una mejor funcionalidad y se evidencia a través de los resultados obtenidos.

Escobar, R. (2017) en su tesis titulada “Control de sobretensión aplicado a equipos de cómputo y telecomunicaciones, para prevenir su deterioro, en el distrito de pampas”, para optar el título de Ingeniero Electrónico en la Universidad Nacional de Huancavelica. Sostiene que los sistemas eléctricos en todo tiempo se ven expuestos a los fenómenos del sobrevoltaje en sus diferentes formas de presentación, ya sea estática, por resonancia, por conmutación, por descargas atmosféricas, entre otros. Con lo que implican los costos de mantener en operatividad dichos equipos, éstos podrían resultar muy elevados. Por lo que es muy importante tener en cuenta que la protección adecuada de los mismos tendrá como resultado un diseño confiable, duradero y al menor costo posible.

Morales, N. (2008) en su tesis titulada “coordinación de aislamiento en subestaciones a nivel de 500 kV”, para optar el título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional, Quito, asegura que las sobretensiones representativas están asociadas a eventos de energización y recierre de líneas, para este estudio concluye que el nivel de aislamiento determinado en la presente investigación tiene un resultado conservador que garantizará la no ocurrencia de fallas de aislamiento en la subestación.

En estudios anteriores de coordinación de aislamiento realizados por empresas como IEB, HVM e ISA para subestaciones en alta tensión, como por ejemplo: SE Mollepata, SE Orcotuna, SE Iquitos y SE Santa Rosa se consideró que el factor de falla a tierra por efecto de las sobretensiones temporales a frecuencia industrial no sobrepasa de 1.4 p.u para sistemas con neutro sólido y 1.73 p.u para sistemas con neutro aislado.

1.2 Formulación del problema

De acuerdo al plan de transmisión 2015 – 2024 publicado por el COES, existirá una amplia oferta y demanda de energía eléctrica debido a la ejecución de numerosos proyectos de generación y transmisión de energía, además, considerando la geografía accidentada del terreno peruano trae como consecuencia la aparición de sobretensiones eléctricas de diferentes tipos como lo son: sobretensiones a frecuencia industrial, sobretensiones del tipo maniobra y sobretensiones del tipo atmosférico ocasionadas por la caída de rayos en las líneas de transmisión o en la misma subestación eléctrica.

Todo esto conlleva que, el cálculo del nivel básico de aislamiento de los equipos de una subestación en “kV” y la determinación de las distancias eléctricas mínimas de separación entre ellos por medio de la realización de un estudio de coordinación de aislamiento sea cada vez más un proceso extremadamente delicado.

Tengamos en cuenta que, “La coordinación de aislamiento es la selección de la rigidez dieléctrica de un equipo en relación con las tensiones que pueden aparecer en el sistema en el cual el equipo operará tomando en cuenta las condiciones de servicio y las características de los equipos de protección contra sobretensiones disponibles” (M. Villegas S.A, 2003)

Es importante indicar que, la norma IEC 60071 especifica dos metodologías para realizar la coordinación de aislamiento en una subestación eléctrica: el método determinístico y el método estadístico.

“El método que se use para realizar la coordinación de aislamiento, depende de la cantidad de datos que se tiene, el nivel de voltaje de operación y de la precisión que se desea tener en la subestación” (Lomas, 2015)

En referencia a lo anterior, la metodología que se escoja depende del nivel de tensión en el cual se está trabajando, así, para niveles de hasta 245 kV se puede realizar el estudio siguiendo una metodología determinística, es decir utilizando gráficos que brinda la norma para poder calcular los valores de las sobretensiones, sin embargo, los resultados pueden ser muy conservadores, y, para niveles mayores a 245 kV la norma exige que el estudio de coordinación de aislamiento se realice siguiendo la metodología estadística, es decir simulando el sistema eléctrico interconectado utilizando un software especializado. Por consiguiente, se tiene que tener mucho cuidado al momento de escoger la metodología a utilizar porque se puede sobre o sub dimensionar el aislamiento de los equipos teniendo como consecuencia gastos económico-innecesarios en la compra de los mismos o en la obtención de mayores espacios de terreno para la construcción del patio de llaves de una subestación.

Frente a esta problemática, se planteó la siguiente interrogante: ¿Cómo influye la metodología utilizada para realizar la coordinación de aislamiento al momento de determinar el nivel básico de aislamiento (BIL) de los equipos y las distancias mínimas de separación de los mismos?

1.3 Objetivos

OBJETIVO GENERAL:

- Comparar que metodología: determinística o estadística es la más óptima al realizar la coordinación de aislamiento en los equipos de patio de la ampliación de la subestación Amarilis de 138 kV.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS:

- Determinar los parámetros eléctricos de la subestación Amarilis.
- Realizar la coordinación de aislamiento mediante los métodos determinístico y estadístico.

- Evaluar la influencia de los métodos determinístico y estadístico para la coordinación de aislamiento de los equipos del patio de llaves.

1.4 Formulación de la hipótesis

Al realizar la coordinación de aislamiento utilizando el método estadístico en lugar del método determinístico, se tendrá un ahorro del 10% en la obtención del nivel básico de aislamiento, así como también en las distancias mínimas de separación de fases.

1.5 Justificación y limitaciones

La justificación de la investigación es la siguiente:

En los sistemas de potencia, tanto en líneas de transmisión como en subestaciones eléctricas se producen sobretensiones de diferentes tipos como lo son: maniobra, atmosférico y a frecuencia industrial trayendo como consecuencia la presencia de daños en los equipos de una subestación, es decir, en los interruptores, seccionadores, trampas de onda, transformadores, reactores, transformadores de medida, capacitores e incluso en las mismas líneas de transmisión, por lo que es necesario estudiar estos fenómenos con el fin de lograr una correcta operación y evitar en lo posible la presencia de estos eventos nocivos para los equipos.

Considerando lo anterior, se evaluó como influye la metodología determinística respecto de la estadística al momento de realizar el estudio de coordinación de aislamiento para la ampliación de la subestación Amarilis en 138 kV con el objetivo de evitar el sobre o subdimensionamiento en los niveles de aislamiento de los equipos de patio que traigan consigo gastos innecesarios, fallas en los equipos y mal aprovechamiento del área disponible de la subestación.

Las limitaciones de la investigación son las siguientes:

- La investigación solo se centró en el nivel de tensión de 138 kV por lo que no analizó los demás niveles de tensión normalizados en el Perú.
- La investigación solo se centró en el análisis de equipos de patio del tipo AIS.
- La ampliación de la SE Amarilis 138 kV solo se interconecta al SEIN mediante una línea de transmisión corta de casi 2 km por lo que en subestaciones eléctricas interconectadas con líneas largas el comportamiento de las sobretensiones puede variar considerablemente.
- La investigación se centró en la comparación de dos metodologías (estadística y determinística), en el caso de la metodología estadística se partió de una red ya modelada en ATP por lo que el proceso y criterios de modelamiento en el software no forman parte de esta tesis.

CAPITULO II

MARCO TEORICO

2.1 Subestaciones eléctricas

Para Mejia Villegas S.A (2003) una subestación eléctrica es la exteriorización física de un nodo de un sistema eléctrico de potencia, en el cual la energía se transforma a niveles adecuados de tensión para su transporte, distribución o consumo, con determinados requisitos de calidad. Está conformada por un conjunto de equipos utilizados para controlar el flujo de energía y garantizar la seguridad del sistema por medio de dispositivos automáticos de protección.

2.2 Descargador de sobretensión

El descargador de sobretensión ha sido desarrollado con el fin de proteger a las instalaciones eléctricas contra sobretensiones de origen atmosféricos que pueden ingresar a estas instalaciones en forma directa o indirecta, para M. Villegas S.A. (2003) “es un dispositivo para la protección del sistema de potencia y sus componentes contra las sobretensiones, ya sea producidas por descargas atmosféricas o por maniobras en el sistema durante fallas”.

2.3 Descargas atmosféricas

Se relacionan a las nubes de tormenta, esta clase de nubes tienen en su interior sectores con carga eléctrica de signo distinto, llamadas medios de carga, manifestándose intensos campos eléctricos al interior de una misma nube, dentro de nubes y a través de nube y tierra. La descarga se genera cuando los campos sobrepasan el umbral el cual produce la ruptura del aire como dieléctrico (Mangano, Mauro y Suarez, 2015, p.1)

2.4 Coordinación de aislamiento

Es la selección de la rigidez dieléctrica de los equipos en relación con las tensiones de funcionamiento y sobretensiones que pueden aparecer en el sistema al que está destinado el equipo, y teniendo en cuenta el entorno de servicio y las características de los dispositivos de prevención y protección disponibles (IEC 60071-1, 2019).

2.4.1 Aislamiento externo

Son las distancias en el aire atmosférico, y las superficies en contacto con el aire atmosférico de aislamiento sólido del equipo que están sujetas a tensiones dieléctricas y a los efectos de las condiciones atmosféricas y otras condiciones ambientales del lugar, tales como contaminación, humedad, alimañas, etc. (IEC 60071-1, 2019).

2.4.2 Aislamiento interno

“Son las distancias internas del aislamiento sólido, líquido o gaseoso de los equipos que están protegidos de los efectos de la atmósfera y otras condiciones externas” (IEC 60071-1, 2019).

2.4.3 Aislamiento autogenerable

“Es el aislamiento que recupera completamente sus propiedades aislantes en un corto intervalo de tiempo después de una descarga disruptiva” (IEC 60071-1, 2019).

2.4.4 Aislamiento no autogenerable

“Es el aislamiento que pierde sus propiedades aislantes, o no las recupera por completo, después de una descarga disruptiva” (IEC 60071-1, 2019)

2.5 Configuración de aislamiento

Es la configuración geométrica completa consistente del aislamiento y de todos los terminales. Esto incluye todos los elementos (aislados y conductores) los cuales tienen influencia en su comportamiento dieléctrico (M. Villegas S.A, 2003).

M. Villegas (2003) identifica las siguientes configuraciones de aislamiento:

- **Trifásicos:** consistentes en tres terminales de fase, un terminal de neutro y un terminal de tierra.

- **Fase-Tierra:** es una configuración de aislamiento trifásico en el cual dos terminales de fase no se tienen en cuenta y, excepto en caso particulares, el terminal de neutro es aterrizado.
- **Fase-fase:** es una configuración de aislamiento trifásica donde un terminal de fase no se considera. En casos particulares, los terminales de neutro y tierra tampoco se consideran.
- **Longitudinal:** teniendo dos terminales de fase y un terminal de tierra. Los terminales de fase pertenecen a la misma fase de un sistema trifásico temporalmente separado en dos partes energizadas independientemente (equipos de maniobra abiertos). Los cuatro terminales pertenecientes a las otras dos fases no se consideran o se encuentran aterrizados.

2.6 Tensión máxima de operación

La tensión máxima de operación es el valor eficaz (rms) más alto que alcanza la tensión entre fases que se dará en funcionamiento normal del sistema eléctrico. Los valores de tensión que se produzcan durante anomalías o fallas del sistema no están considerados dentro de esta definición.

2.7 Sobretensiones

Las tensiones y las sobretensiones que tensionan el aislamiento se determinarán en amplitud, forma y duración mediante un análisis del sistema que incluye la selección y ubicación de los dispositivos de prevención y limitación de sobretensión. Para cada clase de tensiones y sobretensiones, este análisis determinará entonces un representativos de voltaje y sobrevoltaje, teniendo en cuenta las características del aislamiento con respecto a los diferentes comportamientos en las formas de tensión o sobretensión en el sistema y en las formas de voltaje estándar aplicadas en una prueba de voltaje soportado estándar como descrito en la figura 1.

Class	Low frequency		Transient		
	Continuous	Temporary	Slow-front	Fast-front	Very-fast-front
Voltage or over-voltage shapes					
Range of voltage or over-voltage shapes	$f = 50 \text{ Hz or } 60 \text{ Hz}$ $T_t \geq 3 \text{ 600 s}$	$10 \text{ Hz} < f < 500 \text{ Hz}$ $0,02 \text{ s} \leq T_t \leq 3 \text{ 600 s}$	$20 \mu\text{s} < T_p \leq 5 \text{ 000 } \mu\text{s}$ $T_2 \leq 20 \text{ ms}$	$0,1 \mu\text{s} < T_1 \leq 20 \mu\text{s}$ $T_2 \leq 300 \mu\text{s}$	$T_f \leq 100 \text{ ns}$ $0,3 \text{ MHz} < f_1 < 100 \text{ MHz}$ $30 \text{ kHz} < f_2 < 300 \text{ kHz}$
Standard voltage shapes	 $f = 50 \text{ Hz or } 60 \text{ Hz}$ T_t^a	 $48 \text{ Hz} \leq f \leq 62 \text{ Hz}$ $T_t = 60 \text{ s}$	 $T_p = 250 \mu\text{s}$ $T_2 = 2 \text{ 500 } \mu\text{s}$	 $T_1 = 1,2 \mu\text{s}$ $T_2 = 50 \mu\text{s}$	a
Standard withstand voltage test	a	Short-duration power frequency test	Switching impulse test	Lightning impulse test	a

^a To be specified by the relevant apparatus committees.

Figura 1. Clases y formas de sobretensiones

Fuente: Norma IEC 60071-1, 2019

2.7.1 Tensiones continuas (frecuencia industrial)

La tensión a frecuencia industrial puede variar en el tiempo y ser diferente de un punto a otro del sistema bajo condiciones de operación normal. No obstante, según M. Villegas S.A. (2003) para propósitos de diseño y coordinación de aislamiento, la tensión representativa a frecuencia industrial será considerada como constante e igual a la tensión máxima del sistema. En la práctica para sistemas con tensión hasta de 72.5 kV, la tensión máxima del sistema, U_s , puede ser sustancialmente menor que la tensión máxima del equipo, U_m , mientras que, para tensiones mayores, ambos valores tienden a ser iguales.

A sí mismo, Cadrazco de la Rosa & Ropain Segura (2020) afirma que “para propósitos de coordinación de aislamiento la tensión de frecuencia industrial es considerada igual a la tensión máxima del sistema: U_{max} ”.

2.7.2 Sobretensiones temporales (frecuencia industrial)

Para este tipo de sobretensiones se identifican por su amplitud (sobretensión máxima), forma de onda (tensión normalizada a frecuencia industrial) y duración (hasta de 1 min). Teniendo en cuenta el origen de las sobretensiones de este tipo se tienen los siguientes:

- **Fallas a Tierra:** Una falla fase a tierra puede producir sobretensiones fase a tierra que afectan las fases sanas. Las sobretensiones temporales entre fases o través de aislamientos longitudinales normalmente no aparecen.

De la misma forma, Cadrazco de la Rosa & Ropain Segura (2020) afirman que en un sistema eléctrico las máximas sobretensiones generalmente se producen por fallas monofásicas, las cuales causan sobretensión fase-tierra, pero no entre fases. La amplitud de la sobretensión ocasionada por este evento depende de la puesta a tierra del neutro del sistema y de la ubicación de la falla.

- **Rechazo de carga:** Las sobretensiones temporales de fase a tierra y longitudinales debidas a rechazo de carga dependen de la carga rechazada, de la disposición del sistema después de la desconexión y de las características de las fuentes (nivel de cortocircuito en la subestación, velocidad y regulación de tensión de los generadores etc.).

2.7.3 Sobretensiones de frente lento (maniobra)

Cadrazco de la Rosa & Ropain Segura (2020) indican que este tipo de sobretensiones se caracterizan por ser de naturaleza oscilatoria, tener forma de onda (impulso maniobra normalizado) y tener duraciones de decenas de segundos a miles de microsegundos.

2.7.4 Sobretensiones de frente rápido

Este tipo de sobretensiones son originadas debido a descargas atmosféricas de origen externo. Generalmente, en la coordinación de aislamiento se realiza el cálculo sobretensiones representativas de frente rápido utilizando el método simplificado, la cual

conduce directamente a las tensiones de soportabilidad de coordinación (Alarcon Moreno, 2020).

2.8 Nivel de protección ante impulso tipo maniobra

SIPL (Switching impulse protection level) es el valor máximo de la tensión residual del descargador de sobretensión a las corrientes de impulsos tipo maniobra especificadas. (INEL ENGINEERING EDUCATION, 2020)

2.9 Nivel de protección ante impulso tipo rayo

LIPL (Lightning impulse protection level) es la máxima tensión residual del descargador de sobretensión para la corriente nominal de descargar tipo rayo. (INEL ENGINEERING EDUCATION, 2020)

2.10 Distancias de diseño

Son las distancias que permiten definir la separación que debe existir entre los diferentes componentes que conforman una subestación eléctrica, se distinguen tres tipos: distancias dieléctricas, distancias de seguridad y distancias de mantenimiento. (INEL ENGINEERING EDUCATION, 2020)

2.11 Distancias dieléctricas

Son aquellas que permiten garantizar un perfecto aislamiento entre dos cuerpos bajo tensión o un cuerpo bajo tensión y uno a tierra, además son las mínimas que garantizan que no habrá un arqueo. Se clasifican en dos tipos: distancia fase a tierra y distancia fase a fase. (INEL ENGINEERING EDUCATION, 2020).

CAPITULO III

MATERIALES Y MÉTODOS

3.1 Material

3.1.1 Norma IEC 60071

Se realizaron los procedimientos de coordinación de aislamiento en base a los parámetros establecidos por la norma IEC 60071-1 e IEC 60071-2. Aplicando los procedimientos sugeridos por estas normas perteneciente a la gama I con valores mayores a 1 kV y menores a 245 kV, tomando cuidadosamente cada recomendación planteada para su desarrollo efectivo y confiable.

3.1.2 ATP Draw

Para la realización de las simulaciones se utilizó el programa Alternative Transients Program (ATP/EMTP), el cual es ampliamente utilizado a nivel mundial para la simulación de fenómenos transitorios electromagnéticos. Para la construcción de la red se utilizó el programa ATP Draw 5.9.

3.2 Método

3.2.1 Tipo de investigación

El tipo de investigación es:

Descriptiva: La investigación es descriptiva, debido que se usará como referencia la información del estudio de sobretensiones para líneas y subestaciones asociadas al proyecto “Enlace en 500 kV Nueva Yanango – Nueva Huánuco y Subestaciones Asociadas”, con lo cual podemos obtener los datos eléctricos necesarios para la realización de la presente investigación.

Aplicada: La investigación es aplicada, pues se realizará la coordinación de aislamiento en la ampliación de la subestación Amarilis 138 kV en base a los procedimientos presentados

en la Norma IEC 60071 (método determinístico), así como también utilizando simulaciones mediante un software especializado (método estadístico).

3.2.2 Diseño de la investigación

El diseño de la investigación es no experimental, se presentará las características de un nivel explicativo, pues se emplearán conocimientos de la Normativa IEC 60071 con el fin de comparar los niveles y distancias de aislamiento utilizando las metodologías mencionadas en el numeral anterior tomando como ejemplo la ampliación de la subestación Amarilis 138 kV.

Datos de entrada	Proceso	Datos de salida
D1	P	D2

Dónde:

- D1: Metodologías de coordinación de aislamiento
- D2: Niveles y distancias de aislamiento.
- P: Estudio de coordinación de aislamiento.

3.2.3 Procedimiento

Las dos metodologías (estadística y determinística) que se adoptan para la coordinación de aislamiento están basadas en la norma IEC 60071 (Comisión Electrotécnica Internacional) esta norma es una guía para instalaciones eléctricas de media, alta y extra alta tensión tales como las subestaciones y líneas eléctricas.

Se tiene la siguiente secuencia de cálculo para los resultados del informe:

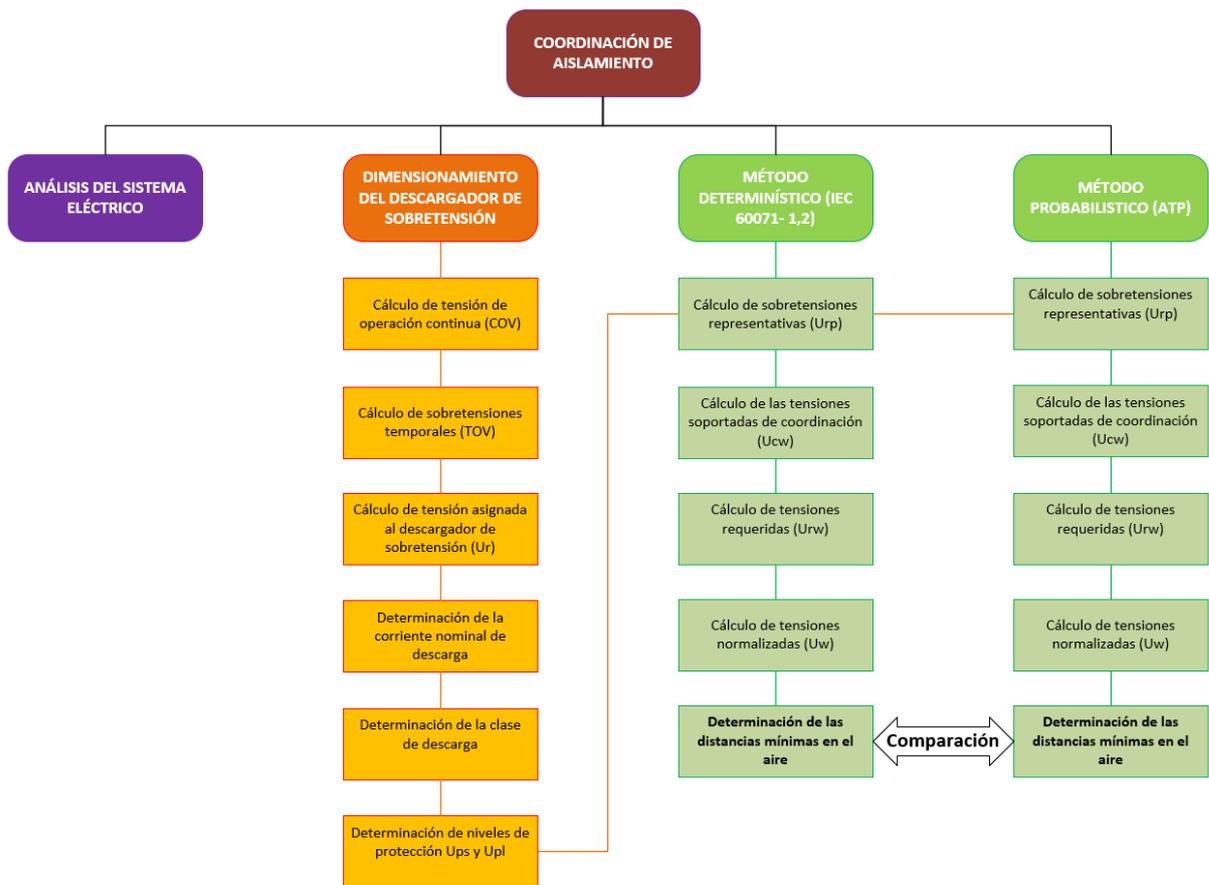


Figura 2. Procedimiento para contrastación de la hipótesis

Fuente: Elaboración propia

CAPITULO IV RESULTADOS Y DISCUSIÓN

4.1 Análisis del sistema eléctrico

En esta etapa se recopila toda la información del sistema eléctrico de la ampliación de la subestación Amarilis 138 kV, en ella se recogerán los siguientes datos:

4.1.1 Tensión máxima de servicio (kV)

La tensión máxima de servicio es $Um = 145 \text{ kV}$

4.1.2 Frecuencia del sistema (Hz)

La frecuencia del sistema es 60 Hz

4.1.3 Altura promedio de la instalación (m.s.n.m)

La Ampliación de la S.E Amarilis 138 kV se encuentra a 2065 msnm

4.1.4 Tipo del sistema de aterramiento

Sólidamente conectado a tierra

4.1.5 Configuración del sistema de barras y disposición de equipos

Configuración de doble barra con seccionador de transferencia

4.1.6 Líneas de transmisión que entran y salen de la ampliación de la subestación eléctrica

Línea de transmisión en 138 kV Yaros-Amarilis L-1149

4.1.7 Impedancia de secuencia positiva y secuencia cero de la subestación eléctrica

Tabla 1. Impedancia de secuencia positiva y secuencia cero

R0	X0	R1	X1
4.464	35.603	7.803	45

4.2 Dimensionamiento del descargador de sobretensión (sin simulación)

4.2.1 Voltaje de Operación continua COV (fase-tierra)

$$COV = 1.05 * \frac{Um}{\sqrt{3}} \quad (1)$$

Donde Um es la tensión máxima del equipo o sistema

$$COV = 1.05 * \frac{145 \text{ kV}}{\sqrt{3}}$$

$$COV = 87.90158 \text{ kV}$$

4.2.2 Capacidad del descargador frente a sobrevoltajes temporales TOV

Se debe tener en cuenta el factor de falla a tierra “ke”, este valor se obtiene de la siguiente manera: 1.4 para sistemas sólidamente puestos a tierra y 1.73 para sistemas con neutro aislado.

$$TOV = ke * \frac{Um}{\sqrt{3}} \quad (2)$$

$$TOV = 1.4 * \frac{145 \text{ kV}}{\sqrt{3}}$$

$$TOV = 117.20210 \text{ kV}$$

4.2.3 Tensión nominal del descargador de sobretensión (Ur)

Para determinar el valor de Ur primeramente se deben calcular los parámetros que se muestran a continuación.

$$Ur1 = \frac{COV}{Ko} \quad (3)$$

Donde Ko es el factor de diseño del descargador de sobretensión y varía según el fabricante.

Un valor común para ser considerado es 0.8.

$$Ur1 = \frac{87.90158 \text{ kV}}{0.8}$$

$$Ur1 = 109.87698 \text{ kV}$$

Posteriormente para calcular Ur2 se tiene:

$$Ur2 = \frac{TOV}{Ktov} \quad (4)$$

Donde Ktov es la capacidad del descargador y depende del tiempo de duración de la sobretensión temporal. Para ello se tendrá que utilizar la siguiente figura.

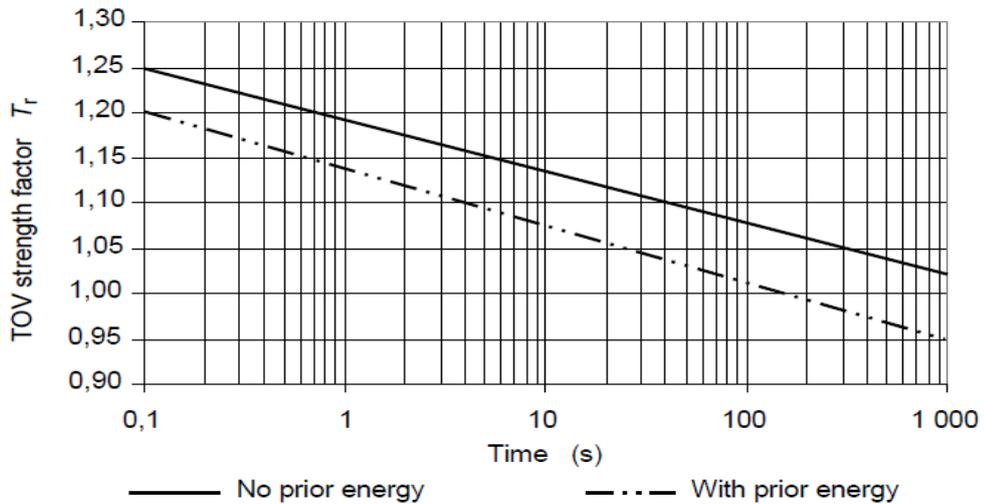


Figura 3. Capacidad de TOV de descargadores de sobretensión

Fuente: Norma IEC 60099-5, 2013, Descargadores de sobretensión.

Para el cálculo del factor Ktov se considerará un tiempo de duración de sobretensión temporal de 10 segundos según las recomendaciones de la norma IEC 60099-5-2013.

$$Ur2 = \frac{117.20210 \text{ kV}}{1.075}$$

$$Ur2 = 109.02521 \text{ kV}$$

Finalmente, para determinar la tensión nominal del descargador de sobretensión Ur, se escogerá el valor más alto entre Ur1 y Ur2, para luego ser aumentado en un 5% según las buenas prácticas de ingeniería, por consiguiente, el valor de Ur es 115.37083 kV. **Por último, de acuerdo a los catálogos que nos brinda el fabricante ABB (Ver Anexo N° 3) el valor de Ur más cercano es 120 kV.**

4.2.4 Corriente nominal de descarga

La norma IEC 60099-4-2014 clasifica a los descargadores de sobretensión de la siguiente manera:

Arrester class	Station			Distribution		
Designation	SH	SM	SL	DH	DM	DL
Nominal discharge current ^a	20 kA	10 kA	10 kA	10 kA	5 kA	2,5 kA
Switching impulse discharge current ^a	2 kA	1 kA	0,5 kA	--	--	--
Q_{rs} (C)	$\geq 2,4$	$\geq 1,6$	$\geq 1,0$	$\geq 0,4$	$\geq 0,2$	$\geq 0,1$
W_{th} (kJ/kV)	≥ 10	≥ 7	≥ 4	--	--	--
Q_{th} (C)	--	--	--	$\geq 1,1$	$\geq 0,7$	$\geq 0,45$
^a Other currents may be specified upon agreement between manufacturer and user.						
NOTE The letters "H", "M" and "L" in the designation stand for "high", "medium" and "low" duty, respectively.						

Figura 4. Clasificación de descargadores de sobretensión

Fuente: Norma IEC 60099-4, 2014, Descargadores de sobretensión.

Para esta investigación nos centraremos en la columna de “Station” o transmisión, en donde se tienen tres clasificaciones: alto, medio o bajo, refiriéndose a la robustez del sistema interconectado que se está analizando. Con ello, podemos obtener los siguientes parámetros: corriente nominal de descarga y corriente de descarga ante impulsos tipo maniobra en kA.

Debido que el sistema eléctrico en donde se encuentra la Ampliación de la SE Amarilis presenta una robustez alta se escoge la designación “SH”, con esto nos dirigimos a la figura 4 y se obtiene lo siguiente:

- ✓ **Corriente nominal de descarga:** 20 kA
- ✓ **Corriente de descarga ante impulsos tipo maniobra:** 2 kA

4.2.5 Niveles de protección Ups y Upl

Para ello, tomaremos el catálogo de descargadores de sobretensión de óxido de zinc que ofrece el fabricante ABB (Ver Anexo N° 03), tengamos en cuenta que el equipo seleccionado es de clase 4 por lo que en el numeral 4.2.6 se verificará si se tomó la case de descarga correcta.

PEXLIM P-Z

Guaranteed protective data 24 - 145 kV

Max. system voltage U_s	Rated voltage U_r	Max. continuous operating voltage ⁽¹⁾		TOV capability ⁽²⁾								Max. residual voltage with current wave	
				30/60 μ s				8/20 μ s					
		as per IEC	as per ANSI/IEEE	1 s	10 s	1 kA	2 kA	3 kA	5 kA	10 kA	20 kA	40 kA	
U_c	MCOV	U_c	MCOV	kV_{rms}	kV_{rms}	kV_{peak}	kV_{peak}	kV_{peak}	kV_{peak}	kV_{peak}	kV_{peak}	kV_{peak}	kV_{peak}
145	108	86	86.0	119	113	208	215	221	231	243	267	292	
	114	91	92.3	125	119	219	227	233	244	257	281	308	
	120	92	98.0	132	126	231	239	246	257	270	296	324	
	132	92	106	145	138	254	263	270	283	297	326	357	

Figura 5. Niveles de protección UPS-UPL

Fuente: ABB (2019), Pararrayos de alta tensión

Por consiguiente, los valores de Ups y Upl son:

$$U_{ps} = 239 \text{ kV}$$

$$U_{pl} = 296 \text{ kV}$$

4.2.6 Clase de descarga

Para obtener la clase de descarga es necesario calcular la disipación de energía ante sobretensiones tipo rayo y tipo maniobra, a continuación, se calculará la energía disipada ante impulsos tipo rayo:

$$W = \left(2 * U_f - N * U_{pl} \left(1 + \ln \left(2 * \frac{U_f}{U_{pl}} \right) \right) \right) * \frac{U_{pl} * T}{Z} \quad (5)$$

Donde:

W: es la energía absorbida por el descargador de sobretensión ante impulsos tipo rayo (kJ)

Upl: es el nivel de protección ante impulsos tipo rayo, para este caso es **296 kV**.

Uf: es la tensión de flameo inverso negativo de la barra de llegada de la línea de transmisión la cual depende de la cantidad y el tipo de cadena de aisladores que se utilizarán (kV)

Z: es la impedancia característica de la barra de llegada de la línea de transmisión (Ohmios)

T: es la duración equivalente de la corriente de descarga, un valor típico es **0.0003 segundos**.

N: número de líneas conectadas a la subestación, **para este caso se considera solo uno (01) debido a que solo existe la LT 138 kV Yaros-Amarilis.**

Para el cálculo de Uf se requiere hallar la cantidad de aisladores que se necesitarán en la cadena que sostendrá la barra de la subestación, para ello realizaremos el siguiente procedimiento:

Selección de aisladores

En la ampliación de la Subestación Amarilis 138 kV se utilizarán aisladores de soporte tipo poste de porcelana vertical para la conexión entre equipos de patio y de tipo invertido como soporte para los contra contactos de los seccionadores semipantógrafo y soporte de conexiones bajo vigas (cuellos). Para las cadenas de aisladores se utilizarán aisladores de vidrio templado.

A. Cálculo de distancia mínima de fuga

La distancia de fuga mínima se determina con base a los documentos IEC 60815-1, “Guide for selection of insulators in respect of polluted conditions” e IEC 60815-2, “Selection and dimensioning of high-voltage insulators intended for use in polluted condition – part 2: Ceramic and glass insulators for a.c. systems”, considerando la

distancia de fuga específica unificada corregida ($USCD_{\text{corregida}}$) y la tensión máxima del sistema (fase-tierra).

Se indica de manera referencial para la zona de la subestación un nivel de contaminación (SPS) “Medio”, sin embargo, tomando en consideración la experiencia operativa en la subestación y la distancia de fuga del equipamiento existente, para los cálculos se considerará un nivel de contaminación de la zona SPS “Pesado”, al cual de acuerdo con la IEC 60815-2 le corresponde la clasificación tipo “d”.

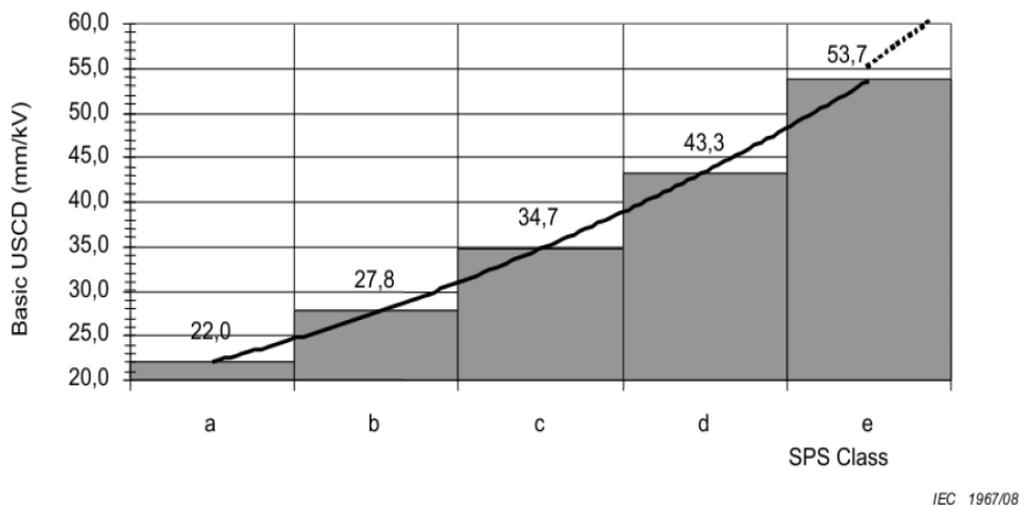


Figura 6. Valor del RUSCD en función de la clasificación SPS

Fuente: Norma IEC 80015-2, 2008, Selección y dimensionamiento de aisladores de alta tensión destinados a ser utilizados en condiciones contaminadas

De la Figura 6 a continuación, se determina el valor de RUSCD (distancia de fuga específica de referencia) en función del SPS (clasificación tipo “d”) de donde se obtiene un valor de **43,3 mm/kV**.

Según la altitud de la zona, ubicación de la subestación y las características geométricas de los aisladores, se realiza la corrección del RUSCD como se indica a continuación:

$$USCD_{\text{Corregido}} = RUSCD * K_a * K_{ad} \quad (6)$$

Dónde:

RUSCD: Distancia de fuga específica referencial [43,3 mm/kV] (fase – tierra).

Ka: Factor de corrección por altitud.

Kad: Factor de corrección por diámetro promedio (Aplica sólo para aisladores soporte).

Para la cadena de aisladores de acuerdo con la IEC 60815-2 y considerando el valor de $m=0,8$, la constante de corrección por altura correspondiente a una altitud de instalación de 2 065 m.s.n.m. se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$K_a = e^{m \cdot \frac{H}{8150}} \quad (7)$$

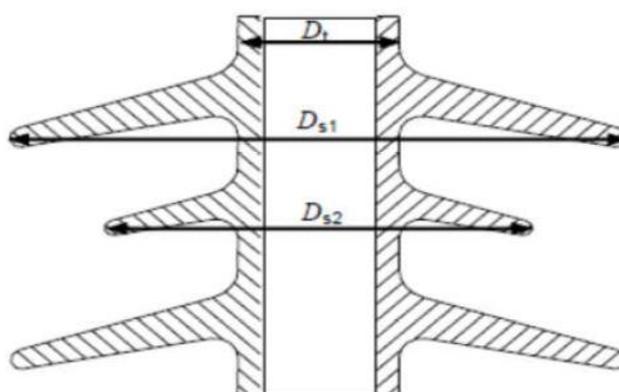
Para obtener el valor de la constante Kad (para aisladores soporte tipo poste); se halla el valor del diámetro promedio según la IEC 60815-2.

Para el cálculo del diámetro promedio D_a :

$$D_a = \frac{D_{s1} + D_{s2} + 2D_t}{4} \quad (8)$$

Si: $D_a < 300$ mm, entonces: $K_{ad} = 1$

Si: $D_a \geq 300$ mm, entonces: $K_{ad} = 0,0005 \times D_a + 0,85$



IEC 1989/08

Figura 7. Aislador Soporte tipo poste, diámetro promedio

Fuente: Norma IEC 80015-2, 2008, Selección y dimensionamiento de aisladores de alta tensión destinados a ser utilizados en

Cadena de aisladores de vidrio templado 138 kV para retención

Tenemos que hallar K_a

$$K_a = e^{0.8 \cdot \frac{2065}{8150}}$$

$$K_a = 1.225$$

Calculamos USCD corregido

$$USCD_{\text{Corregido}} = RUSCD * K_a$$

$$USCD_{\text{Corregido}} = 43.3 \text{ mm/kV} * 1.225$$

$$USCD_{\text{Corregido}} = \mathbf{53.043 \text{ mm/kV}}$$

La distancia mínima de fuga se obtiene

$$\frac{U_m}{\sqrt{3}} * USCD$$

$$\frac{145 \text{ kV}}{\sqrt{3}} * 53.043 \frac{\text{mm}}{\text{kV}} = \mathbf{4440 \text{ mm}}$$

Aislador de soporte tipo poste en 138 kV

Para aislador tipo poste la constante de corrección por altura correspondiente a una altitud de instalación de 2 065 m.s.n.m. es:

$$K_a = e^{0.5 \cdot \frac{2065}{8150}}$$

$$K_a = 1.135$$

Se ha tomado las dimensiones referenciales del aislador de soporte tipo poste que se muestra en el Anexo N° 2.

Diámetro promedio $D_a = 210 \text{ mm} \leq 300 \text{ mm}$.

Por lo tanto, valor de $K_{ad} = 1$.

Por lo que el valor de USCD corregido seria:

$$USCD_{Corregido} = RUSCD * K_a * K_{ad}$$

$$USCD_{Corregido} = 43.3 \text{ mm/kV} * 1.135 * 1$$

$$USCD_{Corregido} = 49.1455 \text{ mm/kV}$$

La distancia mínima de fuga se obtiene

$$\frac{U_m}{\sqrt{3}} * USCD$$

$$\frac{145 \text{ kV}}{\sqrt{3}} * 49.1455 \text{ mm/kV} = \mathbf{4114 \text{ mm}}$$

B. Cadena de Aisladores

Cálculo de la distancia de aisladores componentes de una cadena por distancia de fuga

Partiendo de la distancia de fuga calculada y la distancia de fuga de un aislador componente de la cadena, se calcula la cantidad de aisladores que conformarán las cadenas de aisladores para anclaje, por medio de la siguiente expresión:

$$N = \frac{D_f}{d_f} \quad (9)$$

Dónde:

N: Número de unidades de la cadena requerida por distancia de fuga.

Df: Distancia de fuga requerida.

df: Distancia de fuga de una unidad. (Valor variable, según diseño de fabricante)

En el diseño de la cadena de aisladores se considerarán “N+1” unidades por cadena para cumplir los requerimientos mínimos ante ruptura de una de las unidades.

Con la cantidad de aisladores obtenida se realizará la verificación de la longitud de la cadena de aisladores, verificando que se cumpla con la distancia mínima fase-tierra requerida.

Para el cálculo de la cantidad de aisladores se tomó como referencia las dimensiones del aislador típico mostrado en el Anexo N° 3.

- Dimensiones del aislador de vidrio templado:

La distancia de fuga mínima de un aislador = 320 mm.

La distancia de paso de aislador = 146 mm.

- Valores calculados:

$$N = \frac{4440 \text{ mm}}{320 \text{ mm}} = 13.875 \approx 14$$

Cantidad de aisladores en una cadena = $N+1 = 14 + 1 = 15$ Unidades.

Distancia de arco de la cadena = 146 mm * 15 = 2 190 mm.

Se verifica el cumplimiento de la distancia mínima fase-tierra requerida de 1 300 mm para niveles de tensión en 138 kV.

Para el cálculo de la impedancia característica de la barra de llegada de la línea de transmisión “Z” utilizaremos el procedimiento descrito en el libro EPRI AC Transmission Line Reference Book-200 kV and Above, Third Edition:

$$Z = 60 * \ln \left(\frac{2 * H}{r} \right) \quad (10)$$

Donde:

H; es la altura de instalación de la barra de la subestación, **para este caso se considera 8 metros.**

r: es el radio del conductor utilizado como barra de la subestación, para este caso se utilizará un conductor AAC Narcissus 1272 kcmil cuyo diámetro es 33.03 mm, por ende, **el radio es de 16.515 mm.**

$$Z = 60 * \ln \left(\frac{2 * 8 \text{ m}}{16.515 * 10^{-3} \text{ m}} \right)$$

$$Z = 412.61902 \Omega$$

Reemplazando los valores en (5) tenemos:

$$W = 357.42 \text{ kJ}$$

Posteriormente se calcula la energía disipada ante impulsos tipo maniobra:

$$W = U_{ps} * \frac{U_{rp} - U_{ps}}{Z} * 2 * \frac{L}{C} \quad (11)$$

Donde:

W: es la energía absorbida por el descargador de sobretensión ante impulsos tipo maniobra (kJ)

U_{ps}: es el nivel de protección ante impulsos tipo maniobra, este valor es de **239 kV**

U_{rp}: máxima tensión representativa de maniobra sin descargador de sobretensión (kV), este valor lo obtendremos luego de comparar el máximo valor entre las tensiones de truncamiento fase-tierra en el extremo remoto y local de la subestación (**revisar ecuaciones N° 24 y 26**) versus el nivel de protección ante impulsos tipo maniobra U_{ps} calculado en el numeral 4.2.5, **finalmente este valor es de 355 kV.**

Z: es la impedancia característica de la barra de llegada de la línea de transmisión, calculado este valor líneas arriba nos da como resultado **412.61902 Ω.**

L: longitud de la línea de transmisión, **para el caso de la LT 138 kV Yaros-Amarilis se considera 1.8 km.**

C: es la velocidad de propagación de la luz la cual es **300,000 km/s.**

Reemplazando los valores en (11) tenemos:

$$W = 0.80628 \text{ kJ}$$

Habiendo obtenido ambos valores de disipación de energía en kJ se procede a comparar y obtener el valor máximo para luego ser dividido entre la tensión nominal del descargador de sobretensión U_r , a este proceso se le llama “Obtención de la energía específica del descargador de sobretensión W' en kJ/kV”.

$$W' = \frac{\text{Máximo valor } (W1, W2)}{U_r} \quad (12)$$

$$W' = \frac{357.42 \text{ kJ}}{120 \text{ kV}}$$

$$W' = 2.9785 \text{ kJ/kV}$$

Luego se procede a calcular la relación entre el nivel de protección ante impulsos tipo maniobra U_{ps} y la tensión nominal del descargador de sobretensión U_r .

$$\frac{U_{ps}}{U_r} \quad (13)$$

$$\frac{U_{ps}}{U_r} = \frac{239 \text{ kV}}{120 \text{ kV}} = 1.99167$$

Finalmente, los valores obtenidos en las ecuaciones N° 12 y 13 se proceden a interceptar en la figura N° 8 donde se obtiene como resultado que los descargadores de sobretensión tienen que ser de clase 3 en adelante, **para nuestro diseño seremos conservadores y utilizaremos uno de clase 4.**

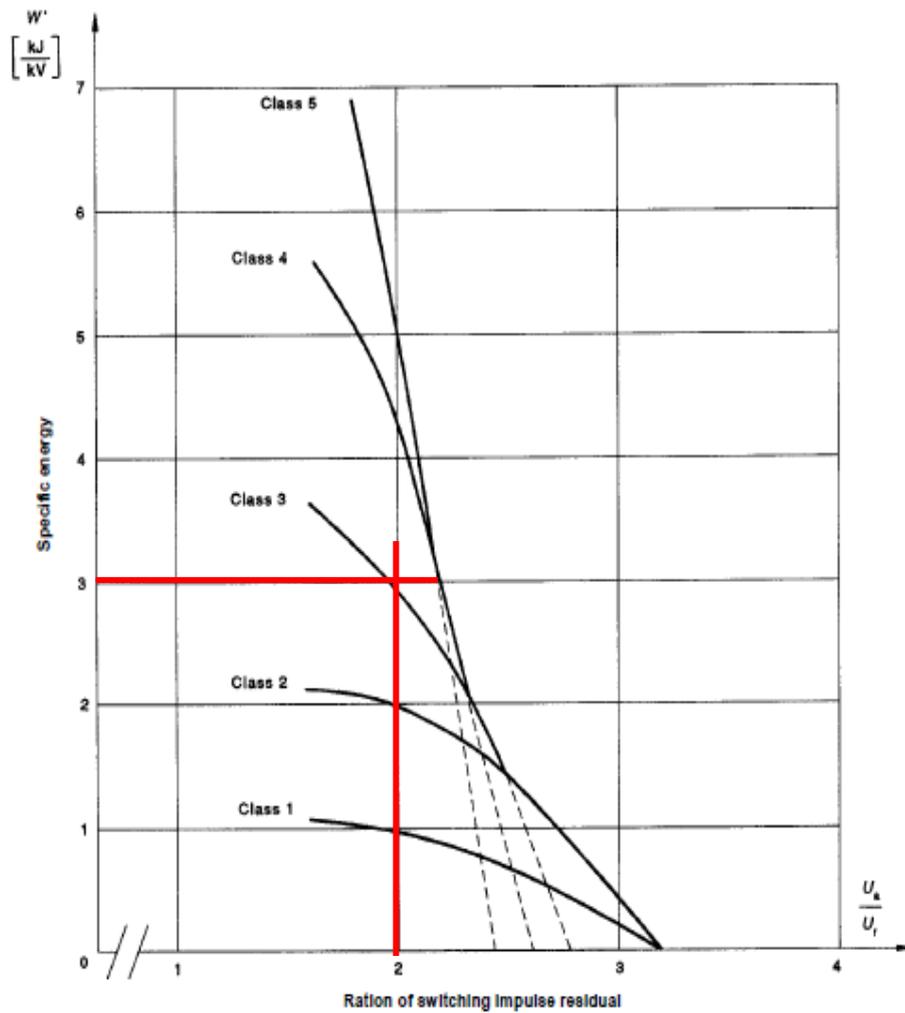


Figura 8. Cálculo de la clase de descarga

Fuente: Norma IEC 60099-4, 2014, Descargadores de sobretensión.

4.3 Coordinación de aislamiento mediante el Método determinístico

4.3.1 Tensiones y sobretensiones representativas (U_{rp})

4.3.1.1 Sobretensiones permanentes a frecuencia industrial

Según la norma IEC 60071-1, 2019 para condiciones de diseño se considera la máxima tensión del sistema, es decir, 145 kV para niveles de tensión nominal 138 kV.

$$U_s = U_m = 145 \text{ kV}$$

4.3.1.2 Sobretensiones temporales a frecuencia industrial

a) Fallas a Tierra

Son calculadas en base a un factor de falla “k” que puede ser obtenido mediante los diferentes gráficos que nos brinda la norma IEC 60071-2 - 2018 en su Anexo A, dicha norma nos brinda el valor de “k” utilizando los parámetros eléctricos de las subestaciones eléctricas (resistencia y reactancia de secuencia positiva y cero).

$$U_{rp} = k * \frac{U_s}{\sqrt{3}} \quad (14)$$

Donde k es igual al factor de falla a tierra y U_s es la tensión máxima del sistema.

Para calcular el valor de “k” utilizaremos los valores tomados de la subestación existente de Amarilis donde se tienen los siguientes datos:

- Resistencia de secuencia cero: 4.464 ohmios
- Reactancia de secuencia cero: 35.603 ohmios
- Resistencia de secuencia positiva: 7.803 ohmios
- Reactancia de secuencia positiva: 45 ohmios

Luego procedemos a calcular las siguientes relaciones:

$$\frac{X_0}{X_1} \quad (15)$$

$$\frac{X_0}{X_1} = \frac{35.603\Omega}{45\Omega} = \mathbf{0.79118}$$

$$\frac{R_0}{X_1} \quad (16)$$

$$\frac{R_0}{X_1} = \frac{4.464\Omega}{45\Omega} = \mathbf{0.0992}$$

Con los valores calculados en (15) y (16) procederemos a insertarlos en la figura 9 de la presente investigación obteniendo como resultado un factor “k” de 1.2, **sin embargo, para ser más conservadores utilizaremos un factor de 1.4 para sistemas sólidamente puestos a tierra.**

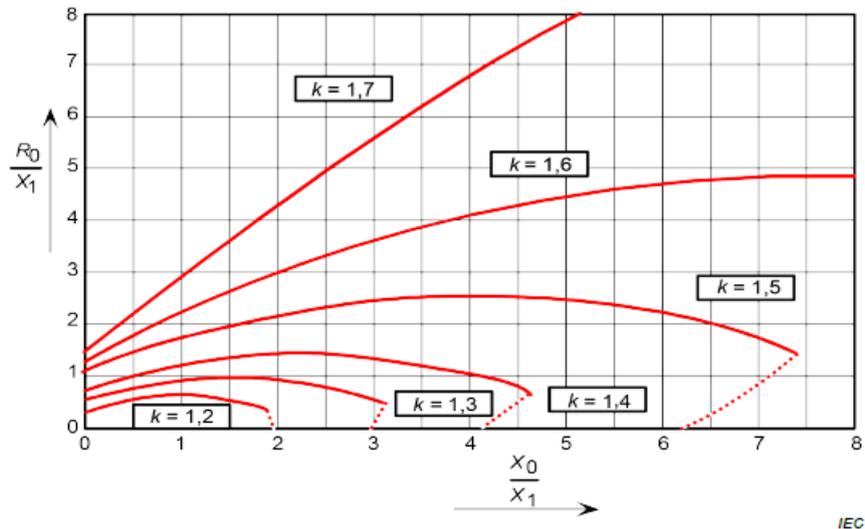


Figura 9. Relación entre R_0 / X_1 y X_0 / X_1 para valores constantes del factor de falla a tierra k cuando $R_1 = 0$

Fuente: Norma IEC 60071-2, 2018. Factor de falla a tierra k en función de X_0 / X_1 (p. 221), Coordinación de aislamiento

Reemplazando en la ecuación N° 14 tenemos:

$$U_{rp} = 1.4 * \frac{145 \text{ kV}}{\sqrt{3}}$$

$$U_{rp} = 117.2021 \text{ kV}$$

b) Rechazo de carga

Según IEC-60071-2, 2018, p.21, para obtener el valor de “kd” se analiza el siguiente criterio:

- *En sistemas moderadamente extendidos, un rechazo a plena carga puede dar lugar a sobretensiones de fase a tierra con amplitud generalmente por debajo de 1,2 p.u. La duración de la sobretensión depende del funcionamiento del equipo de control de tensión y puede ser de varios minutos.*

Luego procederemos a reemplazar en las siguientes ecuaciones:

$$U_{rp} (\text{fase} - \text{tierra}) = kd * \frac{Us}{\sqrt{3}} \quad (17)$$

$$U_{rp} (\text{fase} - \text{tierra}) = 1.2 * \frac{145 \text{ kV}}{\sqrt{3}}$$

$$U_{rp} (\text{fase} - \text{tierra}) = 100.45895 \text{ kV}$$

$$U_{rp} (\text{fase} - \text{fase}) = kd * Us \quad (18)$$

$$U_{rp} (\text{fase} - \text{fase}) = 1.2 * 145 \text{ kV}$$

$$U_{rp} (\text{fase} - \text{fase}) = 174 \text{ kV}$$

Finalmente, las sobretensiones temporales representativas a frecuencia industrial se obtienen de la siguiente manera:

- **Para la sobretensión fase-tierra U_{rp} (fase-tierra):** se toma el máxima valor calculado producto de las sobretensiones por fallas a tierra y por rechazo de carga, es decir, comparar los resultados obtenidos en las ecuaciones N° 14 y N° 17, obteniendo un valor de **117.2021 kV**.
- **Para la sobretensión fase-fase U_{rp} (fase-fase):** obtenido de la ecuación N° 18, obteniendo un valor de **174 kV**.

4.3.1.3 Sobretensiones de frente lento

Estos valores corresponden a sobretensiones causadas por eventos específicos, tales como: energización y reenergización de líneas de transmisión (monofásica o trifásica), eliminación de fallas, rechazo de carga, apertura de reactores, energización de equipos inductivos.

a) Sobretensiones de frente lento (fase-tierra) Ue2

Para calcular estas sobretensiones usamos la figura N° 10 y, según el tipo de sistema interconectado que estamos analizando nos realizamos las siguientes preguntas especificadas en la gráfica:

- **¿La subestación realizará o realiza maniobras de energización o reenergización trifásica?**

La subestación realizará maniobras de reenergización trifásica (círculo blanco).

- **¿Los interruptores de la subestación tienen resistencias de pre - inserción?**

No se usará resistencias de pre - inserción en los interruptores (círculo blanco).

- **¿El sistema existente es complejo o netamente inductivo?,**

El sistema existente es complejo (círculo negro).

- **¿El grado de compensación paralela de las LT es mayor o menor al 50%?**

Para este caso se considera menor al 50% (círculo blanco).

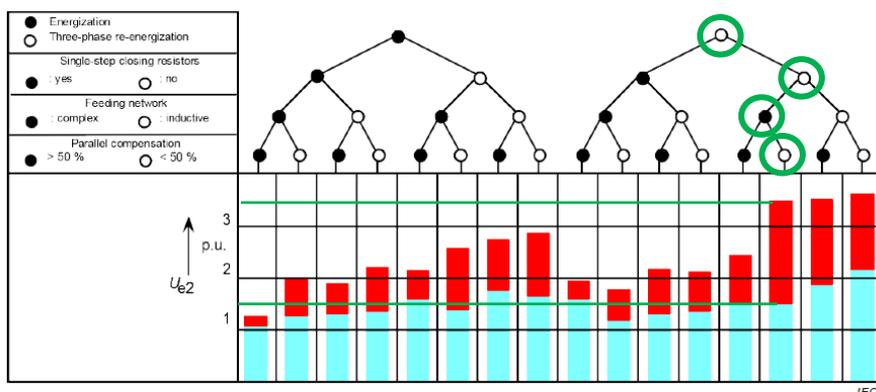


Figura 10. Sobretensiones de frente lento con el 2% de probabilidad de ser excedido

Fuente: Norma IEC 60071-2, 2018. Sobretensiones de frente lento con el 2% de probabilidad de ser excedido (p. 25), Coordinación de aislamiento

Tabla 2. Sobretensiones de frente lento (fase-tierra)

Sobretensiones representativas de frente lento (Ue2)		
Fase – Tierra (extremo remoto)	Ue2	3.5 (máximo)
Fase – Tierra (mínimo)	Ue2	1.5 (mínimo)
Fase – Tierra (extremo local)	Ue2	2.5 (promedio del máximo y mínimo)

De la tabla anterior solo se utilizarán en la coordinación de aislamiento los valores de extremo remoto y local (máximo y promedio), el valor mínimo queda descartado.

Cabe resaltar que los valores de U_{e2} obtenidos en la tabla N° 2 están en p.u, sin embargo, si deseamos obtener los valores en kV debemos multiplicarlos por la tensión base, la cual se calcula de la siguiente manera:

$$U_{base} = \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} * U_s \quad (19)$$

$$U_{base} = \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} * 145 \text{ kV}$$

$$U_{base} = 118.3920 \text{ kV}$$

b) Sobretensiones temporales de frente lento (fase-fase) U_{p2}

La figura N° 11 que se muestra a continuación nos brinda los valores de U_{p2} tomando como referencia los tres valores de U_{e2} calculados en la tabla 2, estos últimos pueden ser cruzados con dos tipos de curvas: la curva superior aplica únicamente si es que la subestación realiza maniobras de reenergización trifásica, y la curva inferior aplica únicamente si es que la subestación realiza maniobras de energización.

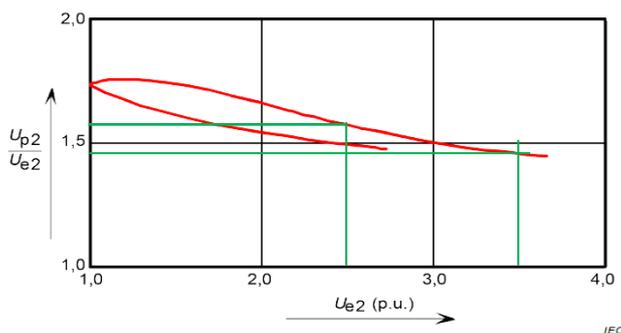


Figura 11. Relación entre las sobretensiones fase-fase y fase-tierra con el 2% de probabilidad de ser excedido

Fuente: Norma IEC 60071-2, 2018. Relación entre las sobretensiones fase-fase y fase-tierra con el 2% de probabilidad de ser excedido (p. 26), Coordinación de aislamiento

Como la subestación realiza maniobras de reenergización trifásica procedemos a interceptar los valores de U_{e2} con la curva superior, una vez determinados los valores de U_{p2} procederemos a llenar la siguiente tabla:

Tabla 3. Sobretensiones de frente lento (fase-fase)

Sobretensiones representativas de frente lento (U_{p2})		
Fase – fase (extremo remoto)	U_{p2}	$3.5 * 1.45 = \mathbf{5.08}$
Fase – fase (extremo local)	U_{p2}	$2.5 * 1.58 = \mathbf{3.95}$

c) Sobretensiones de truncamiento U_{et} y U_{pt}

Para calcular dichos valores primeramente se deben tomar en cuenta solo las sobretensiones fase-tierra “ U_{e2} ” y fase-fase “ U_{p2} ” tanto en el extremo local como en el extremo remoto, estas sobretensiones han sido calculadas en las tablas N° 2 y 3. Luego de haber seleccionado los valores procedemos a agruparlos de la siguiente manera:

- **Extremo remoto:**

$$U_{et} (\text{fase} - \text{tierra}) = 1.25 * U_{e2} - 0.25 \quad (20)$$

$$U_{et} (\text{fase} - \text{tierra}) = 1.25 * 3.5 - 0.25$$

$$\mathbf{U_{et} (\text{fase} - \text{tierra}) = 4.125}$$

$$U_{pt} (\text{fase} - \text{fase}) = 1.25 * U_{p2} - 0.43 \quad (21)$$

$$U_{pt} (\text{fase} - \text{fase}) = 1.25 * 5.08 - 0.43$$

$$\mathbf{U_{pt} (\text{fase} - \text{fase}) = 5.92}$$

- **Extremo local:**

$$U_{et} (\text{fase} - \text{tierra}) = 1.25 * U_{e2} - 0.25 \quad (22)$$

$$U_{et} (\text{fase} - \text{tierra}) = 1.25 * 2.5 - 0.25$$

$$\mathbf{U_{et} (\text{fase} - \text{tierra}) = 2.875}$$

$$U_{pt} (\text{fase} - \text{fase}) = 1.25 * U_{p2} - 0.43 \quad (23)$$

$$U_{pt} (\text{fase} - \text{fase}) = 1.25 * 3.95 - 0.43$$

$$U_{pt} (fase - fase) = 4.508$$

Posterior a ello, si queremos obtener los valores en kV, tenemos que multiplicar cada sobretensión en p.u por la tensión base calculada en la ecuación N° 19.

- **Extremo remoto:**

$$U_{et} (fase - tierra) kV = (1.25 * U_{e2} - 0.25) * U_{base} \quad (24)$$

$$U_{et} (fase - tierra) kV = 4.125 * 118.3920 kV$$

$$U_{et} (fase - tierra) kV = 488.367 kV$$

$$U_{pt} (fase - fase) kV = (1.25 * U_{p2} - 0.43) * U_{base} \quad (25)$$

$$U_{pt} (fase - fase) kV = 5.92 * 118.3920 kV$$

$$U_{pt} (fase - fase) kV = 700.881 kV$$

- **Extremo local:**

$$U_{et} (fase - tierra) kV = (1.25 * U_{e2} - 0.25) * U_{base} \quad (26)$$

$$U_{et} (fase - tierra) kV = 2.875 * 118.3920 kV$$

$$U_{et} (fase - tierra) kV = 340.377 kV$$

$$U_{pt} (fase - fase) kV = (1.25 * U_{p2} - 0.43) * U_{base} \quad (27)$$

$$U_{pt} (fase - fase) kV = 4.508 * 118.3920 kV$$

$$U_{pt} (fase - fase) kV = 533.711 kV$$

Finalmente, para obtener las sobretensiones representativas de frente lento que serán utilizadas en las posteriores etapas tenemos que realizar un proceso comparativo con el valor de Ups calculado en el numeral 4.2.5.

Tabla 4. Proceso comparativo para calcular las sobretensiones representativas de frente lento

Proceso comparativo		
Nivel de protección al impulso tipo maniobra	Ups	239 kV
Extremo remoto	Uet	Valor N° 2: 488.367 kV

	U_{pt}	Valor N° 3: 700.881 kV
	U_{et}	Valor N° 4: 340.377 kV
Extremo local	U_{pt}	Valor N° 5: 533.711 kV

Tabla 5. Determinación de las sobretensiones representativas finales de frente lento

Sobretensiones representativas de frente lento		
Extremo remoto	U _{rp} (p-e)	Mínimo valor entre (U _{ps} ; Valor N° 2): 239 kV
	U _{rp} (p-p)	Mínimo valor entre (2*U _{ps} ; Valor N° 3): 478 kV
Extremo local	U _{rp} (p-e)	Mínimo valor entre (U _{ps} ; Valor N° 4): 239 kV
	U _{rp} (p-p)	Mínimo valor entre (2*U _{ps} ; Valor N° 5): 478 kV

4.3.2 Tensiones soportadas de coordinación (U_{cw})

Para determinar las tensiones soportadas de coordinación se procederá a tomar los valores de sobretensión representativa temporal a frecuencia industrial y las sobretensiones representativas de frente lento para luego ser multiplicadas por el factor de coordinación kc y Kcd respectivamente.

4.3.2.1 Sobretensiones temporales a frecuencia industrial

Para calcular estas sobretensiones tenemos que considerar lo siguiente: “Con el método determinista, la tensión soportada de coordinación de corta duración es igual a la sobretensión temporal representativa” (IEC-60071-2, 2018). Teniendo en cuenta lo anterior, el valor de “kc” que representa el factor de coordinación determinista para sobretensiones temporales es igual a 1, el cual será multiplicado por las tensiones representativas calculadas en el numeral 4.3.1.2.

a) Fase-tierra (p-e)

$$U_{cw} (p - e) = kc * U_{rp} (p - e) \quad (28)$$

$$U_{cw} (p - e) = 1 * 117.2021 \text{ kV}$$

$$U_{cw} (p - e) = \mathbf{117.2021 \text{ kV}}$$

b) Fase-fase (p-p)

$$U_{cw} (p - p) = k_c * U_{rp} (p - p) \quad (29)$$

$$U_{cw} (p - p) = 1 * 174 \text{ kV}$$

$$U_{cw} (p - p) = 174 \text{ kV}$$

4.3.2.2 Sobretensiones de frente lento

Para determinar estas sobretensiones primeramente se tendrá que calcular el factor de coordinación K_{cd} , en consecuencia, se tendrá que revisar la Figura N° 12 que se muestra a continuación:

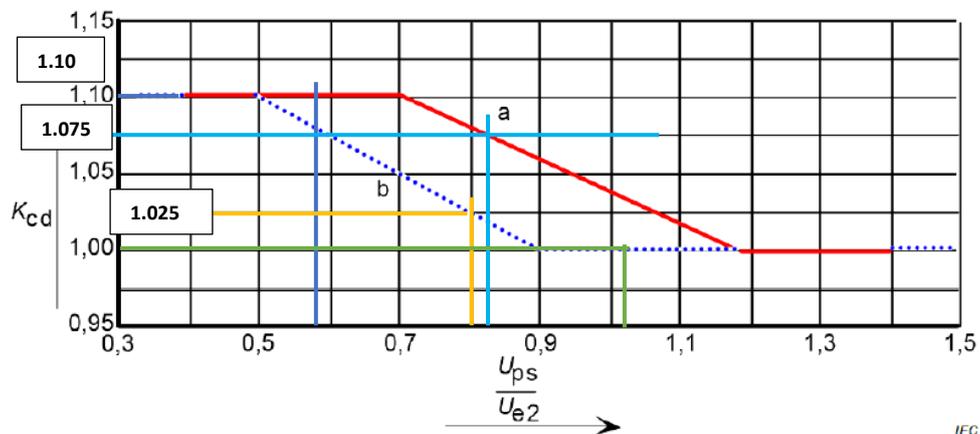


Figura 12. Evaluación del factor de coordinación determinista K_{cd}

Fuente: Norma IEC 60071-2, 2018. Evaluación del factor de coordinación determinista K_{cd} (p. 42), Coordinación de aislamiento

Al analizar la figura anterior debemos tener en cuenta lo siguiente:

a) Extremo remoto:

La curva “a” de color rojo aplica para obtener el factor K_{cd} si es que se quiere calcular la tensión soportada de coordinación fase-tierra. La norma (IEC 60071-2, 2018) en su página 42 indica que se deberá dividir el valor de U_{ps} entre el valor de U_{e2} (calculado en la tabla N° 2 el cual es 3.5, sin embargo, como este valor está en p.u se deberá multiplicar por la tensión base calculada en la ecuación N° 19).

$$\frac{U_{ps} (kV)}{U_{e2} (kV)} = \frac{239 \text{ kV}}{3.5 * 118.3920 \text{ kV}} = 0.58 \quad (30)$$

Interceptando el valor de 0.58 con la curva “a” (color rojo) obtenemos un valor de ***Kcd (fase-tierra) de 1.10.***

La curva “b” de color azul aplica para obtener el factor Kcd si es que se quiere calcular la tensión soportada de coordinación fase-fase. La norma (IEC 60071-2, 2018) en su página 42 indica que se deberá tomar el doble del valor de Ups y dividirlo entre el valor de Up2 (calculado en la tabla N° 3 el cual es 5.08, sin embargo, como este valor está en p.u se deberá multiplicar por la tensión base calculada en la ecuación N° 19).

$$\frac{2 * Ups (kV)}{Up2 (kV)} = \frac{2 * 239 kV}{5.08 * 118.3920 kV} = 0.80 \quad (31)$$

Interceptando el valor de 0.79 con la curva “b” (color azul) obtenemos un valor de ***Kcd (fase-fase) de 1.025.***

Entonces, las tensiones soportadas de coordinación para sobretensiones de frente lento en el ***extremo remoto*** de la subestación se calculan mediante las siguientes ecuaciones:

$$Ucw (p - e) = Kcd * Urp(p - e) \quad (32)$$

$$Ucw (p - e) = 1.10 * 239 kV$$

$$\mathbf{Ucw (p - e) = 262.9 kV}$$

$$Ucw (p - p) = Kcd * Urp(p - p) \quad (33)$$

$$Ucw (p - p) = 1.025 * 478 kV$$

$$\mathbf{Ucw (p - p) = 489.95 kV}$$

b) Extremo local:

El procedimiento es el mismo que realizamos para calcular las tensiones en el extremo remoto, la diferencia es que tendremos que utilizar los valores de Ue2 y Up2 para el extremo local, siendo así, tenemos lo siguiente:

$$\frac{U_{ps} (kV)}{U_{e2} (kV)} = \frac{239 kV}{2.5 * 118.3920 kV} = 0.81 \quad (34)$$

Interceptando el valor de 0.81 con la curva “a” (color rojo) obtenemos un valor de ***Kcd (fase-tierra) de 1.075.***

$$\frac{2 * U_{ps} (kV)}{U_{p2} (kV)} = \frac{2 * 239 kV}{3.95 * 118.3920 kV} = 1.02 \quad (35)$$

Interceptando el valor de 1.02 con la curva “b” (color azul) obtenemos un valor de ***Kcd (fase-fase) de 1.00.***

$$U_{cw} (p - e) = K_{cd} * U_{rp}(p - e) \quad (36)$$

$$U_{cw} (p - e) = 1.075 * 239 kV$$

$$\mathbf{U_{cw} (p - e) = 256.925 kV}$$

$$U_{cw} (p - p) = K_{cd} * U_{rp}(p - p) \quad (37)$$

$$U_{cw} (p - p) = 1.00 * 478 kV$$

$$\mathbf{U_{cw} (p - p) = 478 kV}$$

4.3.2.3 Sobretensiones de frente rápido

La norma (IEC 60071-2, 2018) en su página 94 indica que, para determinar las tensiones de coordinación ante sobretensiones de frente rápido se utiliza la siguiente ecuación:

$$U_{cw} = U_{pl} + \frac{A}{n} * \frac{L}{(L_{sp} + L_a)} \quad (38)$$

Donde:

U_{cw}: Tensión de coordinación al impulso tipo atmosférico (kV)

U_{pl}: Nivel de protección del descargador al impulso tipo atmosférico (kV), es decir, **296 kV.**

A: Factor del comportamiento de la línea ante las descargas eléctricas (kV)

n: Número mínimo de líneas conectadas a la subestación, es decir, **solo una (01).**

L: Separación equivalente entre el descargador de sobretensión y el equipo a proteger (m)

Lsp: Longitud del vano de la línea (m), *para este caso corresponde un valor de 300 m.*

La: Sección de línea aérea calculada a partir de una tasa de salida igual a una tasa de falla aceptable (m)

Para calcular el valor de “A” se utiliza la figura N° 13, entonces, *como la línea de transmisión Yaros-Amarilis de 1.8 km posee solo un conductor por fase el valor de A es 4500 kV.*

Table E.2 – Factor A for various overhead lines

Type of line	A (kV)
Distribution lines (phase-phase flashovers):	
– with earthed crossarms (flashover to earth at low voltage)	900
– wood-pole lines (flashover to earth at high voltage)	2 700
Transmission lines (single-phase flashover to earth)	
– single conductor	4 500
– double conductor bundle	7 000
– four conductor bundle	11 000
– six and eight conductor bundle	17 000
NOTE Values in this table are applicable in Equations (E.17) and (E.19).	

Figura 13. Factor “A” para diferentes tipos de líneas de transmisión

Fuente: Norma IEC 60071-2, 2018. Factor “A” para diferentes tipos de líneas de transmisión (p. 94), Coordinación de aislamiento

Para calcular “L” se debe tener en cuenta la figura N° 14, la cual, nos brinda el valor de L tomando en consideración todas las longitudes de conductores que se utilizan para conectar el descargador de sobretensión con el equipo a proteger.

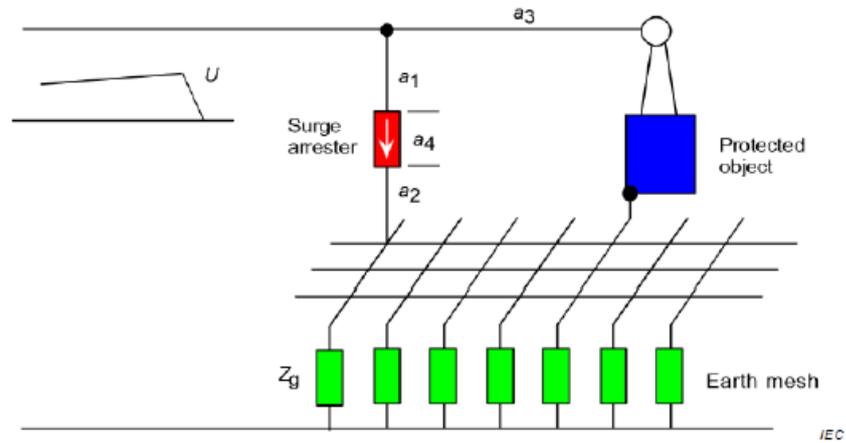


Figura 14. Diagrama de conexión del descargador de sobretensión al equipo protegido

Fuente: Norma IEC 60071-2, 2018. Diagrama de conexión del descargador de sobretensión al equipo protegido (p. 33), Coordinación de aislamiento

Donde:

a1: longitud del cable que conecta el descargador de sobretensión a la línea (recuadro de color rojo en la figura N° 15), este valor es de **9.24 m**.

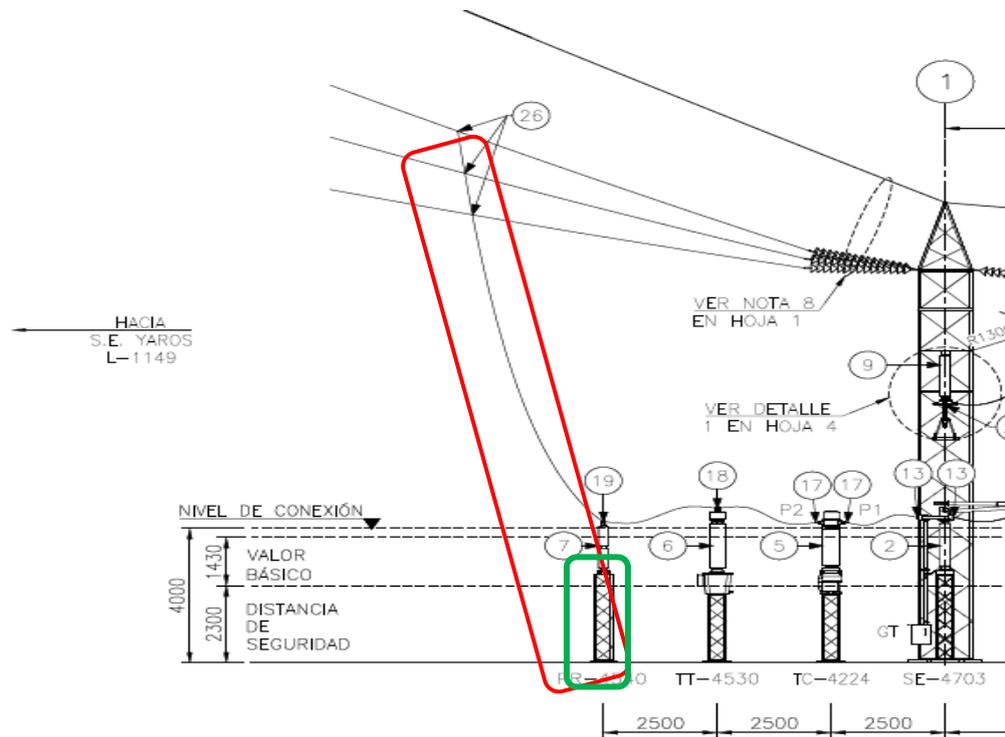


Figura 15. Ampliación de la SE Amarilis 138 kV. Disposición física - planta y cortes

Fuente: HVM Ingenieros, 2020. Ampliación de la SE Amarilis 138 kV. Disposición física – planta y cortes (p. 3), Enlace en 500 kV Nueva Yanango – Nueva Huánuco y Subestaciones Asociadas

a2: longitud del cable que conecta el descargador de sobretensión a tierra, utilizando la figura N° 15 (recuadro de color verde) se considera una distancia de **3 m.**

a3: longitud del conductor de fase entre el descargador y el equipo protegido

- **Para aislamiento externo** la distancia “a3” se considera desde el descargador de sobretensión a la entrada de la línea de transmisión hasta el equipo más lejano (seccionador de rotación central según la figura N° 16), esto equivale a **26 m.**
- **Para el aislamiento interno** como los que tienen los transformadores, reactores, equipos GIS, etc., se considera la distancia “a3” desde el descargador de sobretensión más cercano hacia el equipo a proteger. Como la ampliación de la SE Amarilis no posee equipos inductivos ni módulos GIS la distancia para aislamiento interno es igual al aislamiento externo, es decir, **26 m.**

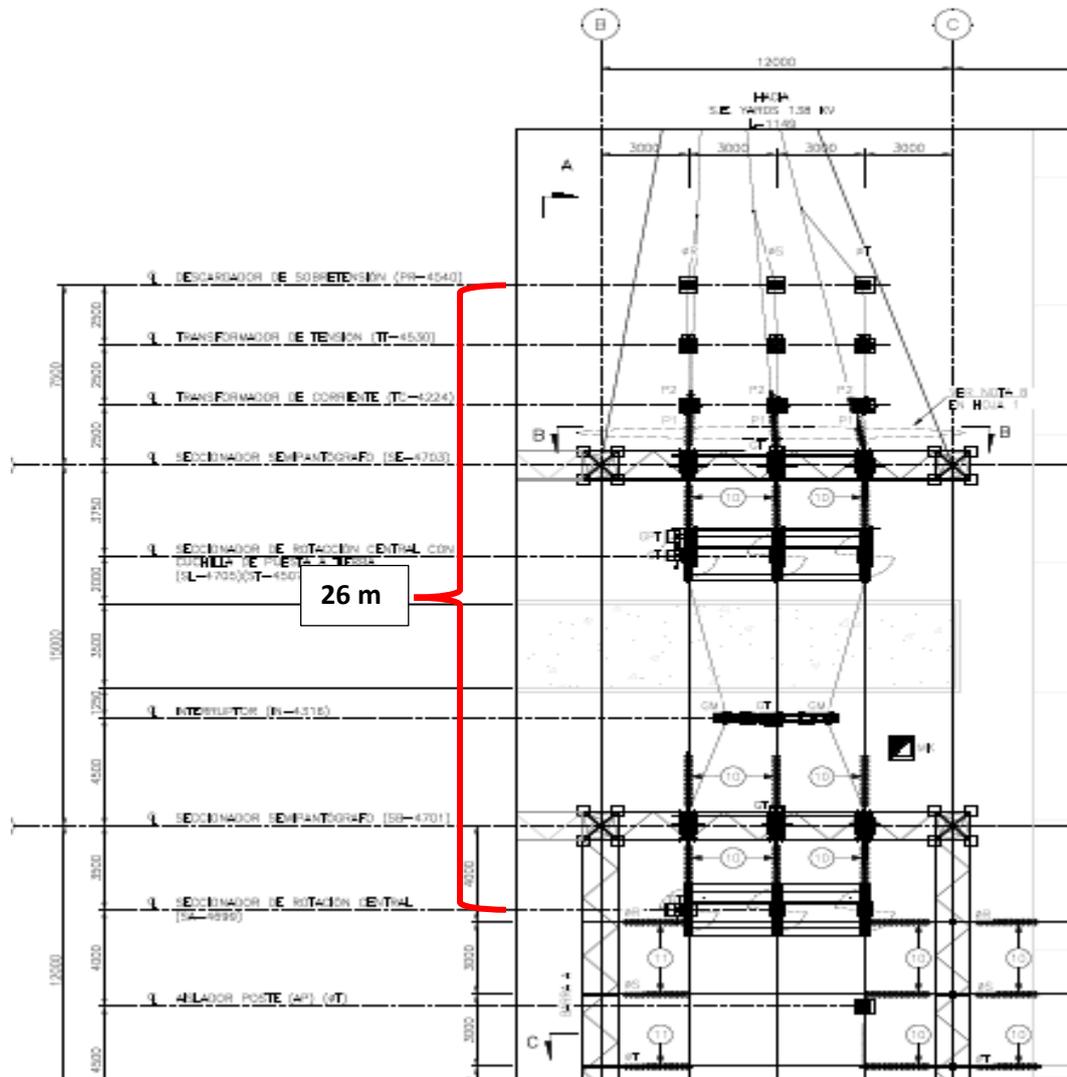


Figura 16. Ampliación de la SE Amarilis 138 kV. Disposición física - planta y cortes

Fuente: H.M.V Ingenieros, 2020. Ampliación de la SE Amarilis 138 kV. Disposición física – planta y cortes (p. 3), Enlace en 500 kV Nueva Yanango – Nueva Huánuco y Subestaciones Asociadas

a4: longitud de la parte activa del descargador de sobretensión, para el caso del descargador de sobretensión utilizado según el catálogo (Anexo N° 01) la longitud activa máxima es de 1146 mm o **1.146 m**.

Entonces, el valor de “L” es la suma de los valores a1, a2, a3 y a4.

$$L = a1 + a2 + a3 + a4 \tag{39}$$

$$L = 9.24 + 3 + 26 + 1.146$$

$$L = 39.386 \text{ m}$$

Por otro lado, la norma (IEC 60071-2, 2018) en su página 94 indica que, para calcular el valor de “La” se utilizará la siguiente ecuación:

$$La = \frac{Ra}{Rkm} \quad (40)$$

Donde:

Ra: Tasa de falla aceptable por el equipo, es decir, 1 cada 400 años (0.0025 fallas/año)

Rkm: Tasa de fallas por año del primer kilómetro de línea desde la subestación, se considera 1 falla cada 100 km. año.

$$La = \frac{\frac{0.0025 \text{ fallas}}{\text{año}}}{\frac{1}{100} * \frac{\text{falla}}{\text{km} * \text{año}}}$$

$$La = 0.25 \text{ km}$$

$$\mathbf{La = 250 \text{ m}}$$

Finalmente, reemplazando los valores en la ecuación N° 38, obtenemos lo siguiente:

$$U_{cw} = 296 \text{ kV} + \frac{4500 \text{ kV}}{1} * \frac{39.386 \text{ m}}{(300 + 250) \text{ m}}$$

$$\mathbf{U_{cw} = 618.2491 \text{ kV}}$$

Importante: Este último valor obtenido aplica para asilamiento interno como externo.

4.3.3 Tensiones requeridas (U_{rw})

Para calcular las tensiones soportadas requeridas se deben multiplicar las tensiones de coordinación por un factor de seguridad y un factor de corrección atmosférica que depende del nivel altitudinal en el que está ubicada la subestación eléctrica, este proceso se desarrolla de la siguiente manera:

Para aislamiento interno:

$$U_{rw} = U_{cw} * k_s \quad (41)$$

Donde “ks” es el factor de seguridad para aislamiento interno, la norma IEC 60071-2, 2018 en su numeral 6.3.5 recomienda que el valor sea de 1.15.

Para aislamiento externo:

$$U_{rw} = U_{cw} * k_s * k_a \quad (42)$$

Donde “ks” es el factor de seguridad para aislamiento externo, la norma IEC 60071-2, 2018 en su numeral 6.3.5 recomienda que el valor sea de 1.05.

Para calcular el valor de “ka” se utiliza la siguiente ecuación:

$$k_a = e^{m * \frac{H}{8150}} \quad (43)$$

Donde:

H: altura de la instalación en metros sobre el nivel del mar.

m: factor que para ser calculado deberá seguir los siguientes criterios

- m=1.0 para tensiones de coordinación ante impulsos tipo rayo.
- Para tensiones de coordinación ante impulsos tipo maniobra el valor de “m” será de acuerdo a la figura N° 17 de la presente investigación.
- m=1.0 para tensiones de coordinación a frecuencia industrial de corta duración en espacios libres y aisladores limpios, adicionalmente la norma indica que, si los aisladores están en zonas de alta contaminación el valor de “m” debe ser considerado 0.5 y, si los aisladores son del tipo anti-Fog el valor de “m” debe ser considerado 0.8.

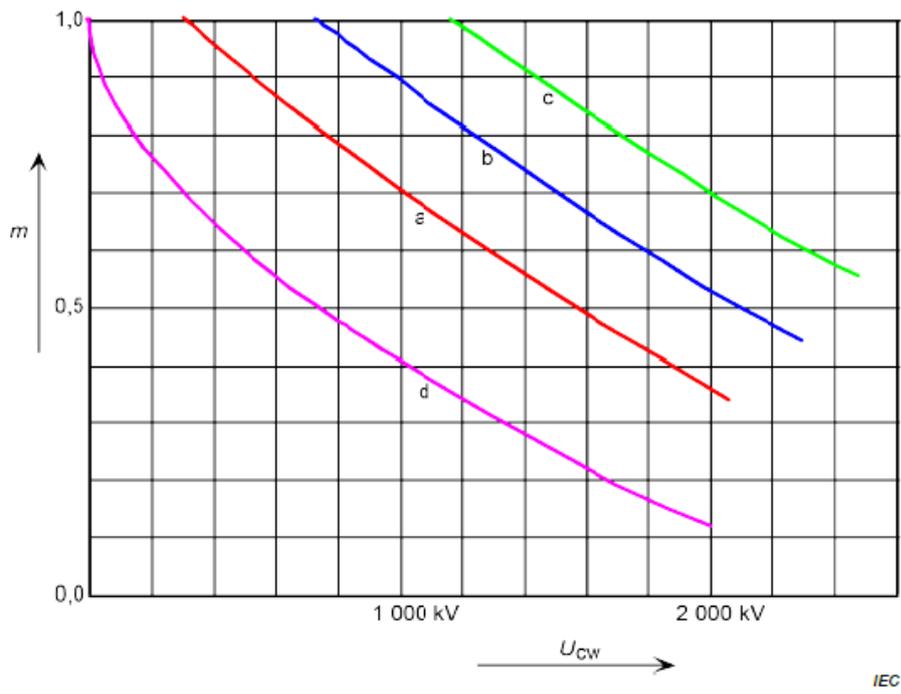


Figura 17. Dependencia del factor “m” ante tensiones de coordinación tipo maniobra

Fuente: Norma IEC 60071-2, 2018. Dependencia del factor “m” ante tensiones de coordinación tipo maniobra (p. 47), Coordinación de aislamiento

Donde:

- La curva “a” nos brinda el factor “m” para aislamiento fase-tierra
- La curva “b” nos brinda el factor “m” para aislamiento longitudinal
- La curva “c” nos brinda el factor “m” para aislamiento fase-fase
- La curva “d” nos brinda el factor “m” para aislamiento entre barras y estructuras

4.3.3.1 Sobretensiones temporales a frecuencia industrial

a) Fase-tierra (p-e)

Interno: U_{cw} obtenido de la ecuación N° 28, así mismo, k_s es 1.15 según las recomendaciones de la norma IEC 60071-2, 2018 en su numeral 6.3.5.

$$U_{rw} = U_{cw} * k_s$$

$$U_{rw} = 117.2021 \text{ kV} * 1.15$$

$$U_{rw} = 134.78242 \text{ kV}$$

Externo:

$$ka = e^{m \cdot \frac{H}{8150}}$$

$$ka = e^{0.5 \cdot \frac{2065}{8150}}$$

$$ka = 1.135$$

El valor de “m” de acuerdo a la norma se considera 0.5 porque la subestación se encuentra en un lugar de alta contaminación. Así mismo, se recuerda que la SE Amarilis se encuentra a una altura de 2065 msnm.

Ucw obtenido de la ecuación N° 28, así mismo, ks es 1.05 según las recomendaciones de la norma IEC 60071-2, 2018 en su numeral 6.3.5.

$$Urw = Ucw * ks * ka$$

$$Urw = 117.2021 \text{ kV} * 1.05 * 1.135$$

$$Urw = 139.6756 \text{ kV}$$

b) Fase-fase (p-p)

Interno: Ucw obtenido de la ecuación N° 29, así mismo, ks es 1.15 según las recomendaciones de la norma IEC 60071-2, 2018 en su numeral 6.3.5.

$$Urw = Ucw * ks$$

$$Urw = 174 \text{ kV} * 1.15$$

$$Urw = 200.10 \text{ kV}$$

Externo:

$$ka = e^{m \cdot \frac{H}{8150}}$$

$$ka = e^{0.5 \cdot \frac{2065}{8150}}$$

$$ka = 1.135$$

El valor de “m” de acuerdo a la norma se considera 0.5 porque la subestación se encuentra en un lugar de alta contaminación. Así mismo, se recuerda que la SE Amarilis se encuentra a una altura de 2065 msnm.

Ucw obtenido de la ecuación N° 29, así mismo, ks es 1.05 según las recomendaciones de la norma IEC 60071-2, 2018 en su numeral 6.3.5.

$$U_{rw} = U_{cw} * k_s * k_a$$

$$U_{rw} = 174 \text{ kV} * 1.05 * 1.135$$

$$U_{rw} = 207.3645 \text{ kV}$$

4.3.3.2 Sobretensiones de frente lento

Tabla 6. Tensiones soportadas de coordinación de frente lento

Tensiones soportadas de coordinación de frente lento		
Extremo remoto	Ucw (p-e)	262.9 kV
	Ucw (p-p)	489.95 kV
Extremo local	Ucw (p-e)	256.925 kV
	Ucw (p-p)	478 kV

Antes de calcular las tensiones requeridas de frente lento tengamos en cuenta lo siguiente:

- Para los equipos a la entrada de la línea (extremo remoto) *aplica únicamente el aislamiento externo* por lo que solo se multiplicará la tensión de coordinación fase-tierra y fase-fase por el factor “ks”.
- Para los equipos dentro de la subestación (extremo local) *aplica aislamiento externo e interno* por lo que se multiplicará la tensión de coordinación fase-tierra y fase-fase por el factor “ks” y “ka”.

Así mismo, para la corrección por altura se tendrá que calcular el nuevo valor de “m” considerando que las tensiones son de frente lento (tipo maniobra), para ello se tomarán los máximos valores fase-tierra y fase-fase en el extremo local y extremo remoto de la tabla N° 6 y se interceptarán con las curvas “a” y “c” de la figura N° 17.

En ese sentido, analizando la tabla N° 6 tenemos que la máxima tensión de coordinación fase-fase para impulsos tipo maniobra es: **Ucw (p-p) = 489.95 kV**, y que la máxima tensión de coordinación fase-tierra para impulsos tipo maniobra es: **Ucw (p-e) = 262.9 kV**.

Posterior a ello, interceptando los valores U_{cw} (p-p) y U_{cw} (p-e) con la figura N° 17 (curvas “a” y “c”) obtenemos que:

- Curva “a” aislamiento fase-tierra: $m_{p-e} = 1$
- Curva “c” aislamiento fase-fase: $m_{p-p} = 1$

Reemplazando el valor de “H” y “m” en la ecuación 43 obtenemos lo siguiente:

$$ka = e^{m \cdot \frac{H}{8150}}$$

$$ka = e^{1 \cdot \frac{2065}{8150}}$$

$$ka = 1.2884$$

Como el valor de “m” es 1 tanto para aislamiento fase-tierra como para aislamiento fase-fase, entonces el factor de corrección por altura “ka” para sobretensiones de maniobra es el mismo, es decir, **1.2884**.

a) Extremo remoto

Fase-tierra:

Como el valor de “m” es 1 tanto para aislamiento fase-tierra como fase-fase el factor de corrección por altura “ka” es el mismo considerando una altura de instalación de 2065 msnm.

$$U_{rw} = U_{cw} * k_s * ka$$

$$U_{rw} = 262.9 * 1.05 * 1.2884$$

$$U_{rw} (p - e) = 355.6564 \text{ kV}$$

Fase-fase:

Como el valor de “m” es 1 tanto para aislamiento fase-tierra como fase-fase el factor de corrección por altura “ka” es el mismo considerando una altura de instalación de 2065 msnm.

$$U_{rw} = U_{cw} * k_s * k_a$$

$$U_{rw} = 489.95 * 1.05 * 1.2884$$

$$U_{rw} (p - p) = 662.8142 \text{ kV}$$

b) Extremo local

Fase-tierra:

Aislamiento interno: tengamos en cuenta que el aislamiento interno no se ve afectado por el factor de corrección por altura “ka”.

$$U_{rw} = U_{cw} * k_s$$

$$U_{rw} = 256.925 * 1.15$$

$$U_{rw} (p - e) = 295.4638 \text{ kV}$$

Aislamiento externo: tengamos en cuenta que el aislamiento externo si se ve afectado por el factor de corrección por altura “ka”.

$$U_{rw} = U_{cw} * k_s * k_a$$

$$U_{rw} = 256.925 * 1.05 * 1.2884$$

$$U_{rw} (p - e) = 347.5733 \text{ kV}$$

Fase-fase:

Aislamiento interno: tengamos en cuenta que el aislamiento interno no se ve afectado por el factor de corrección por altura “ka”.

$$U_{rw} = U_{cw} * k_s$$

$$U_{rw} = 478 * 1.15$$

$$U_{rw} (p - p) = 549.7 \text{ kV}$$

Aislamiento externo: tengamos en cuenta que el aislamiento externo si se ve afectado por el factor de corrección por altura “ka”.

$$U_{rw} = U_{cw} * k_s * k_a$$

$$U_{rw} = 478 * 1.05 * 1.2884$$

$$U_{rw} (p - p) = 646.6479 \text{ kV}$$

4.3.3.3 Sobretensiones de frente rápido

Tabla 7. Tensiones soportadas de coordinación de frente rápido

Tensiones soportadas de coordinación de frente rápido	
Aislamiento externo	618.2491 kV
Aislamiento interno	618.2491 kV

En la página 48 de esta investigación indicamos que, de acuerdo a la norma IEC-60071-2 el valor de m para tensiones de coordinación ante impulsos tipo rayo es igual a 1, es por ello que el factor ka es **1.2884**, así mismo se aclara que los valores fase-tierra son iguales a los valores fase-fase por ser tensiones ante impulsos tipo rayo.

Fase-tierra:

Aislamiento interno: tengamos en cuenta que el aislamiento interno no se ve afectado por el factor de corrección por altura “ ka ”.

$$U_{rw} = U_{cw} * k_s$$

$$U_{rw} = 618.2491 * 1.15$$

$$U_{rw} (p - e) = \mathbf{710.9865 \text{ kV}}$$

Aislamiento externo: tengamos en cuenta que el aislamiento externo si se ve afectado por el factor de corrección por altura “ ka ”.

$$U_{rw} = U_{cw} * k_s * k_a$$

$$U_{rw} = 618.2491 * 1.05 * 1.2884$$

$$U_{rw} (p - e) = \mathbf{836.3797 \text{ kV}}$$

Fase-fase:

Aislamiento interno: tengamos en cuenta que el aislamiento interno no se ve afectado por el factor de corrección por altura “ ka ”.

$$U_{rw} = U_{cw} * k_s$$

$$U_{rw} = 618.2491 * 1.15$$

$$U_{rw} (p - p) = \mathbf{710.9865 \text{ kV}}$$

Aislamiento externo: tengamos en cuenta que el aislamiento externo si se ve afectado por el factor de corrección por altura “ka”.

$$U_{rw} = U_{cw} * k_s * k_a$$

$$U_{rw} = 657.70816 * 1.05 * 1.2884$$

$$U_{rw} (p - p) = 836.3797 \text{ kV}$$

4.3.4 Tensiones normalizadas (Uw)

Para calcular las tensiones normalizadas “Uw” utilizaremos la tabla I de la norma IEC 60071-2 2018, con esto se busca convertir las tensiones requeridas de frente lento a su equivalente de frecuencia industrial y tipo rayo, toda vez que, para el rango I las tensiones normalizadas consideradas para la coordinación de aislamiento son las tensiones normalizadas a frecuencia industrial y las tensiones normalizadas tipo rayo.

Table 1 – Test conversion factors for range I, to convert required SIWV to SDWV and LIWV

Insulation	Short-duration power-frequency withstand voltage ^a	Lightning impulse withstand voltage
External insulation		
– air clearances and clean insulators, dry:		
• phase-to-earth	$0,6 + U_{rw} / 8\ 500$	$1,05 + U_{rw} / 6\ 000$
• phase-to-phase	$0,6 + U_{rw} / 12\ 700$	$1,05 + U_{rw} / 9\ 000$
– clean insulators, wet	0,6	1,3
Internal insulation		
– GIS	0,7	1,25
– liquid-immersed insulation	0,5	1,10
– solid insulation	0,5	1,00
<i>U_{rw}</i> is the required switching impulse withstand voltage in kV.		
^a The test conversion factors include a factor of $1/\sqrt{2}$ to convert from peak to RMS value.		

Figura 18. Factores de conversión para el Rango I

Fuente: Norma IEC 60071-2, 2018. Factores de conversión para el Rango I (p. 51), Coordinación de aislamiento

Si queremos calcular aislamiento externo consideraremos la fila donde se indica que los aisladores estarán limpios y húmedos, esto debido que la SE Amarilis se encuentra en la ciudad de Huánuco la misma que durante el año presenta temporadas con mucha lluvia. Por

otro lado, para el aislamiento interno utilizaremos la fila donde se indica que el aislamiento será inmerso en líquido.

Finalmente, luego de realizar el proceso de conversión de tensiones de frente lento a sus equivalentes de frecuencia industrial y tipo rayo, procederemos a tomar los valores obtenidos y agruparlos en la siguiente tabla:

Tabla 8. Tensiones soportadas especificadas mínimas

Valores de Urw: - (kV eficaz) Frec. Industrial - (kV cresta) Impulso maniobra		Aislamiento Externo				Aislamiento Interno	
		Equipos en entrada de línea		Otros equipos			
		Urw(s)	Urw(c)	Urw(s)	Urw(c)	Urw(s)	Urw(c)
Corta duración a frecuencia industrial	fase - tierra						
	fase - fase						
Impulso tipo Switcheo	fase - tierra						
	fase - fase						
Impulso tipo Rayo	fase - tierra						
	fase - fase						

Los valores Urw(s) equivalen a las tensiones requeridas calculadas en el numeral 4.3.2 y los valores Urw(c) equivalen a las tensiones requeridas convertidas utilizando la figura N° 18 de la presente investigación.

Habiendo indicado el procedimiento líneas arriba primero procederemos a convertir las tensiones requeridas de frente lento a su equivalente de frecuencia industrial:

a) Extremo remoto:

Solo aplica aislamiento externo (factor de conversión 0,6 según figura N° 18)

Fase-tierra:

$$Urw(s) = 355.6564 \text{ kV}$$

$$Urw(c) = 355.6564 * 0.6 \text{ kV}$$

$$Urw(c) = 213.3938 \text{ kV}$$

Fase-fase:

$$U_{rw}(s) = 662.8142 \text{ kV}$$

$$U_{rw}(c) = 662.8142 * 0.6 \text{ kV}$$

$$U_{rw}(c) = \mathbf{397.6885 \text{ kV}}$$

b) Extremo local

Para este caso aplica aislamiento externo (factor de conversión 0,6 según figura N° 18) y aislamiento interno (factor de conversión 0,5 según figura N° 18)

Fase-tierra:

Aislamiento interno:

$$U_{rw}(s) = 295.4638 \text{ kV}$$

$$U_{rw}(c) = 295.4638 * 0.5 \text{ kV}$$

$$U_{rw}(c) = \mathbf{147.7319 \text{ kV}}$$

Aislamiento externo:

$$U_{rw}(s) = 347.5733 \text{ kV}$$

$$U_{rw}(c) = 347.5733 * 0.6 \text{ kV}$$

$$U_{rw}(c) = \mathbf{208.5439 \text{ kV}}$$

Fase-fase:

Aislamiento interno:

$$U_{rw}(s) = 549.70 \text{ kV}$$

$$U_{rw}(c) = 549.70 * 0.5 \text{ kV}$$

$$U_{rw}(c) = \mathbf{274.85 \text{ kV}}$$

Aislamiento externo:

$$U_{rw}(s) = 646.6479 \text{ kV}$$

$$U_{rw}(c) = 646.6479 * 0.6 \text{ kV}$$

$$U_{rw}(c) = \mathbf{387.9887 \text{ kV}}$$

Luego procederemos a convertir las tensiones requeridas de frente lento a su equivalente tipo rayo:

a) Extremo remoto:

Solo aplica aislamiento externo (factor de conversión 1,3 según figura N° 18)

Fase-tierra:

$$U_{rw}(s) = 355.6564 \text{ kV}$$

$$U_{rw}(c) = 355.6564 * 1.3 \text{ kV}$$

$$U_{rw}(c) = \mathbf{462.3533 \text{ kV}}$$

Fase-fase:

$$U_{rw}(s) = 662.8142 \text{ kV}$$

$$U_{rw}(c) = 662.8142 * 1.3 \text{ kV}$$

$$U_{rw}(c) = \mathbf{861.6585 \text{ kV}}$$

b) Extremo local

Para este caso aplica aislamiento externo (factor de conversión 1,3 según figura N° 18) y aislamiento interno (factor de conversión 1,1 según figura N° 18)

Fase-tierra:

Aislamiento interno:

$$U_{rw}(s) = 295.4638 \text{ kV}$$

$$U_{rw}(c) = 295.4638 * 1.1 \text{ kV}$$

$$U_{rw}(c) = \mathbf{325.0102 \text{ kV}}$$

Aislamiento externo:

$$U_{rw}(s) = 347.5733 \text{ kV}$$

$$U_{rw}(c) = 347.5733 * 1.3 \text{ kV}$$

$$U_{rw}(c) = \mathbf{451.8453 \text{ kV}}$$

Fase-fase:**Aislamiento interno:**

$$U_{rw}(s) = 549.70 \text{ kV}$$

$$U_{rw}(c) = 549.70 * 1.1 \text{ kV}$$

$$U_{rw}(c) = \mathbf{604.67 \text{ kV}}$$

Aislamiento externo:

$$U_{rw}(s) = 646.6479 \text{ kV}$$

$$U_{rw}(c) = 646.6479 * 1.3 \text{ kV}$$

$$U_{rw}(c) = \mathbf{840.64 \text{ kV}}$$

Finalmente procederemos a llenar la tabla N° 7 con las tensiones soportadas requeridas y las tensiones soportadas convertidas anteriormente, con esto, obtenemos lo siguiente:

Tabla 9. Tensiones soportadas especificadas mínimas SE Amarilis 138 kV (Método determinístico)

Valores de Urw: - (kV eficaz) Frec. Industrial - (kV cresta) Impulso maniobra		Aislamiento Externo				Aislamiento Interno	
		Equipos en entrada de línea		Otros equipos			
		Urw(s)	Urw(c)	Urw(s)	Urw(c)	Urw(s)	Urw(c)
Corta duración a frecuencia industrial	fase - tierra	139	213	139	209	135	148
	fase - fase	207	398	207	388	200	275
Impulso tipo Switcheo	fase - tierra	356	-	348	-	295	-
	fase - fase	663	-	647	-	550	-
Impulso tipo Rayo	fase - tierra	837	462	837	452	711	325
	fase - fase	837	862	837	841	711	605

Utilizando el método determinístico las tensiones normalizadas que deben definirse para los ensayos de corta duración a frecuencia industrial, impulso tipo maniobra e impulso tipo rayo, deben elegirse en base a los valores más altos obtenidos (tensiones mínimas Urw(s) o valores convertidos Urw(c)) y los valores normalizados propuestos en la tabla 2 de la norma IEC-60071-1. *Para este caso se obtiene una sobretensión de frecuencia industrial de 395 kV y al impulso tipo rayo de 950.*

4.3.5 Distancias mínimas en el aire

Para obtener las distancias mínimas en el aire nos dirigimos a la tabla A.1 de la norma IEC 60071-1 en donde, a partir de la tensión soportada ante impulsos tipo rayo se pueden calcular las distancias punta-estructura y conductor estructura para el rango I (tensiones de hasta 245 kV).

Table A.1 – Correlation between standard rated lightning impulse withstand voltages and minimum air clearances

Standard rated lightning impulse withstand voltage kV	Minimum clearance mm	
	Rod-structure	Conductor-structure
20	60	-
40	60	-
60	90	-
75	120	-
95	160	-
125	220	-
145	270	-
170	320	-
200	380	-
250	480	-
325	630	-
380	750	-
450	900	-
550	1 100	-
650	1 300	-
750	1 500	-
850	1 700	1 600
950	1 900	1 700
1 050	2 100	1 900

Figura 19. Correlación entre las tensiones soportadas ante impulsos tipo rayo y las distancias mínimas en aire para el Rango I

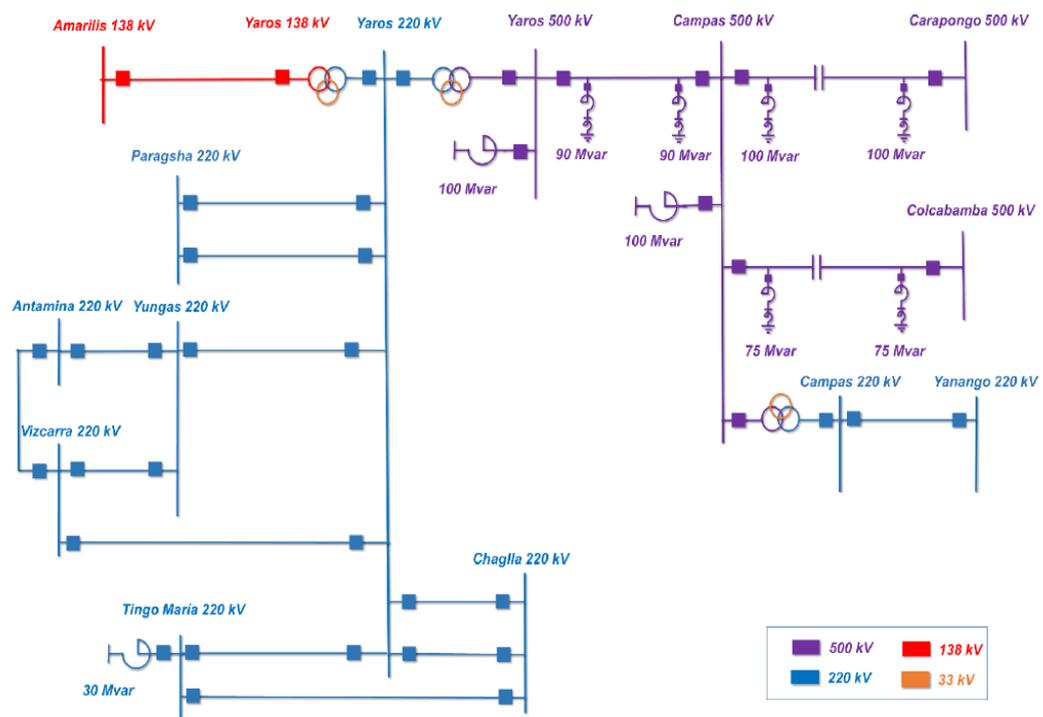
Fuente: Norma IEC 60071-1, 2019. Correlación entre las tensiones soportadas ante impulsos tipo rayo y las distancias mínimas en aire para el Rango I (p. 30), Coordinación de aislamiento

Discusión: Para obtener las distancias mínimas de aislamiento en aire analizamos la figura 19 de la presente investigación, específicamente en la columna de “*tensión soportada estándar de impulsos tipo rayo*”, como en nuestro estudio de coordinación de aislamiento usando el método determinístico la máxima tensión ante impulsos tipo rayo es 862 kV

entonces *elegimos la tensión normalizada de 950 kV* la misma que nos brinda unas distancias de aislamiento en aire de *1900 mm (punta-estructura)* y *1700 mm (conductor-estructura)*.

4.4 Método estadístico (ATP)

Para realizar el siguiente método primeramente se tiene que modelar en el programa ATP el área de influencia que comprende la SE Amarilis 138 kV y la línea en 138 kV Yaros-Amarilis de manera que podamos obtener los valores de sobretensiones ante fallas temporales, sobretensiones del tipo maniobra y por último del tipo rayo, sin embargo, para realizar esta labor se tiene que tener en cuenta la norma IEC 60071-4 “Guía computacional para la coordinación de aislamiento y modelado de redes eléctricas” la misma que nos brinda todos los criterios a considerar para poder modelar nuestra red, no obstante, el proceso de modelado no forma parte del alcance de esta investigación por lo que se partirá de una red ya modelada y solo se analizarán los resultados obtenidos “tensiones representativas” para luego ser ingresados a la plantilla Excel de coordinación de aislamiento siguiendo la metodología del numeral 3.



Con esto obtenemos los siguientes resultados:

Caso	Yaros 500 kV		Campas 500 kV		Carapongo 500 kV		Colcabamba 500 kV		Yaros 220 kV		Yungas 220kV		Campas 220 kV		Yanango 220kV		Tingo María 220 kV		Chaglla 220 kV		Antamina 220 kV		Yaros 138 kV		Amarillos 138 kV	
	VFT rms	FFT	VFT rms	FFT	VFT rms	FFT	VFT rms	FFT	VFT rms	FFT	VFT rms	FFT	VFT rms	FFT	VFT rms	FFT	VFT rms	FFT	VFT rms	FFT	VFT rms	FFT	VFT rms	FFT	VFT rms	FFT
	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.
1	1,08	1,07	1,02	1,01	0,99	0,99	0,98	0,99	1,03	1,02	1,01	0,99	1,01	1,00	1,01	0,99	0,98	0,96	0,97	0,95	1,01	1,01	0,97	0,99	0,96	0,98
2	1,02	1,01	1,12	1,11	0,98	0,98	1,00	1,00	1,01	0,99	1,00	0,98	1,06	1,05	1,03	1,02	0,98	0,97	0,97	0,96	0,99	0,99	0,96	0,98	0,96	0,98
3	0,96	0,95	0,96	0,96	1,00	1,00	0,94	0,94	0,97	0,95	0,97	0,95	0,97	0,95	0,97	0,96	0,97	0,95	0,96	0,95	0,96	0,96	0,94	0,96	0,94	0,96
4	1,00	0,98	1,02	1,01	0,98	0,98	1,11	1,11	1,00	0,98	1,00	0,98	1,01	0,99	1,01	0,99	1,00	0,98	0,99	0,97	0,99	0,99	0,97	0,98	0,96	0,98
5	1,04	1,02	1,01	1,00	0,99	0,99	0,98	0,99	1,00	0,99	0,99	0,97	1,01	0,99	1,01	0,99	0,95	0,93	0,93	0,92	0,99	0,99	0,94	0,96	0,94	0,95
6	1,01	1,00	1,01	1,00	1,00	1,00	0,99	1,00	1,00	0,99	1,12	1,10	1,01	1,00	1,01	1,00	0,99	0,97	0,98	0,97	1,10	1,10	0,96	0,98	0,96	0,98
7	1,01	0,99	1,04	1,03	0,99	0,99	0,99	0,99	1,01	0,99	1,01	0,99	1,00	0,98	0,99	0,97	1,00	0,98	0,99	0,98	0,99	0,99	0,97	0,99	0,97	0,99
8	1,01	0,99	1,02	1,01	0,99	0,99	0,99	0,99	1,01	0,99	1,01	0,99	0,99	0,98	1,07	1,05	1,00	0,98	1,00	0,98	0,99	0,99	0,97	0,99	0,97	0,99
9	1,00	0,98	1,00	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,97	0,99	0,97	1,01	0,99	1,01	0,99	1,19	1,17	0,99	0,97	0,98	0,98	0,95	0,97	0,95	0,97
10	0,98	0,96	1,00	0,99	0,99	0,99	0,98	0,99	0,95	0,93	0,96	0,94	1,00	0,99	1,00	0,99	0,95	0,94	0,95	0,93	0,95	0,95	0,92	0,94	0,92	0,94
11	1,02	1,00	1,01	1,00	1,00	1,00	0,99	1,00	1,01	0,99	1,08	1,05	1,01	1,00	1,01	0,99	1,00	0,98	1,00	0,99	1,16	1,16	0,97	0,99	0,97	0,99
12	1,01	1,00	1,01	1,00	1,00	1,00	0,99	1,00	1,01	0,99	1,01	0,99	1,01	1,00	1,01	1,00	0,99	0,98	0,99	0,98	0,99	0,99	0,97	0,98	0,96	0,98
13	1,01	1,00	1,01	1,00	1,00	1,00	0,99	1,00	1,00	0,99	1,01	0,99	1,01	1,00	1,01	1,00	1,00	0,98	0,99	0,98	0,99	0,99	0,96	0,97	0,98	1,00

Figura 23. Resultados de fallas a tierra

Fuente: ISA, 2018. Resultados de fallas a tierra (p. 65), Estudio de sobretensiones de líneas y subestaciones.

Analizando la figura 23 nos damos cuenta que el máximo valor de falla a tierra es **1.19 p.u.** correspondiente a una falla en la SE Tingo María 220 kV por lo que, utilizando la ecuación 14 la tensión representativa es:

$$U_{rp} = 1.19 * \frac{145}{\sqrt{3}}$$

$$U_{rp} = 99.6218 \text{ kV}$$

b) Rechazo de carga

Para este caso se tendrán que realizar las simulaciones en demanda mínima y tener en consideración las tensiones en barras previas a eventos, posterior a eso se realizarán las siguientes simulaciones:

- ✓ Apertura en reactor de barra de la SE Yaros 500 kV.
- ✓ Apertura en reactor de barra de la SE Campas 500 kV.
- ✓ Apertura del autotransformador de la SE Yaros 500/220 kV.
- ✓ Apertura del reactor de barras de la SE Tingo María 220 kV.

Para las demás subestaciones no es posible realiza maniobras de rechazo de carga debido a la topología del sistema eléctrico.

Las variables a determinar son:

- ✓ Tensiones máximas fase-tierra en rms p.u (VFT rms p.u) en barras.
- ✓ Factor de deslastre de carga en barras (FDC), para hallar el factor se tiene que dividir el valor obtenido de la simulación entre la tensión previa al evento.

Con esto obtenemos los siguientes resultados:

Casos	Subestación	VFT rms	FDC
		p.u.	p.u.
1	Yaros 500 kV	1,04	1,03
	Campas 500 kV	1,03	1,02
	Campas 220 kV	1,03	1,01
	Yanango 220 kV	1,03	1,01
2	Yaros 220 kV	1,04	1,02
	Yungas 220 kV	1,03	1,00
	Tingo María 220 kV	1,04	1,02
	Chaglla 220 kV	1,03	1,02

Figura 24. Resultados – Rechazo de carga

Fuente: ISA, 2018. Resultados – Rechazo de carga (p. 66), Estudio de sobretensiones de líneas y subestaciones.

Analizando la figura 24 nos damos cuenta que el máximo valor de rechazo de carga es **1.04 p.u.** correspondiente a una apertura del reactor de barra en la SE Yaros 500 kV, utilizando las ecuaciones 17 y 18 las tensiones representativas son:

$$U_{rp} (fase - tierra) = 1.04 * \frac{145 \text{ kV}}{\sqrt{3}}$$

$$U_{rp} (fase - tierra) = \mathbf{87.0644 \text{ kV}}$$

$$U_{rp} (fase - fase) = 1.04 * 145 \text{ kV}$$

$$U_{rp} (fase - fase) = \mathbf{150.80 \text{ kV}}$$

Finalmente, las sobretensiones temporales representativas a frecuencia industrial se obtienen de la siguiente manera:

- Para la sobretensión fase-tierra Urp (fase-tierra): se toma el máxima valor calculado producto de las sobretensiones por fallas a tierra y por rechazo de carga, obteniendo un valor de **99.6218 kV**.
- Para la sobretensión fase-fase Urp (fase-fase): obteniendo un valor de **150.80 kV**.

4.4.1.2 Sobretensiones de frente lento

a) Energización de líneas de transmisión

Para este caso se tendrán que realizar las simulaciones en demanda mínima y con la barra local de la línea a energizar en la máxima tensión operativa (1.05 p.u.). Además, la barra remota deberá estar desenergizada. Por otro lado, para las simulaciones deberán estar en servicio los descargadores de sobretensión, así mismo, no se tendrán en consideración las resistencias de pre inserción en los interruptores.

Para el caso de la subestación Amarilis 138 kV, esta se encuentra conectada a la SE Yaros 138 kV mediante una línea de transmisión aproximadamente de 1.8 km de longitud. Por lo que para este caso se tendrán que realizar dos simulaciones: la primera simulación considerando la barra de Yaros 138 kV desenergizada con la barra de Amarilis 138 kV en 1.05 p.u.; y la segunda simulación considerando la barra de Amarilis 138 kV des energizada con la barra de Yaros 138 kV en 1.05 p.u.

Las variables a determinar son:

- ✓ Tensiones máximas fase-tierra y fase-fase pico en p.u (VFT pico p.u. y VFF pico p.u.) del extremo local de la línea a energizar.

- ✓ Tensiones máximas fase – tierra y fase – fase pico en p.u. (VFT pico p.u. y VFF pico p.u.) al 25%, 50% y 75% de la línea a energizar en las líneas de 220 kV y 138 kV.
- ✓ Tensiones máximas fase-tierra y fase-fase pico en p.u (VFT pico p.u. y VFF pico p.u.) del extremo remoto de la línea a energizar.
- ✓ Máxima energía absorbida del descargador de sobretensiones en % de la capacidad nominal (MEA %) del extremo remoto de la línea a energizar.

Con esto obtenemos los siguientes resultados:

Caso	Extremo local		25% de la línea		50% de la línea		75% de la línea		Extremo remoto		MEA
	VFT pico	VFF pico	VFT pico	VFF pico	VFT pico	VFF pico	VFT pico	VFF pico	VFT pico	VFF pico	
	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	
C28_ENYUMA220_01	1,68	1,61	1,88	1,75	1,97	1,91	2,06	1,94	1,97	2,04	1,58
C29_ENCHTI220_01	1,36	1,25	1,62	1,43	1,72	1,46	1,79	1,49	1,79	1,59	0,33
C30_ENTICH220_01	1,60	1,47	1,88	1,69	1,89	1,73	1,88	1,76	1,87	1,75	0,59
C31_ENMAAM138_01	1,79	1,89	1,97	1,79	1,95	1,81	1,92	1,82	1,89	1,82	0,11
C32_ENAMMA138_01	1,80	1,82	1,86	1,81	1,90	1,82	1,88	1,83	1,84	1,83	0,15

Figura 25. Resultados – Energización de líneas

Fuente: ISA, 2018. Resultados – Energización de líneas (p. 68), Estudio de sobretensiones de líneas y subestaciones.

b) Recierre trifásico de líneas de transmisión

Para este caso se tendrán que realizar las simulaciones en demanda mínima teniendo en consideración las tensiones en barras previas a eventos; por otro lado, se tendrán en servicio los descargadores de sobretensión y no se contempla el uso de resistencias de pre inserción en los interruptores.

Luego de eso, se verifica la duración de un ciclo de carga atrapada en cada tramo entre subestaciones y se hace el recierre cubriendo todo el ciclo, posterior a eso se realiza la siguiente secuencia de eventos: aplicación de la falla bifásica a tierra a los 20 ms, apertura

trifásica en ambos extremos de la línea fallada a los 100 ms, extinción de la falla a los 220 ms y por último un recierre trifásico en un tiempo cercano a los 600 ms (500 ms después de la apertura trifásica).

Las variables a determinar son:

- ✓ Tensiones máximas fase-tierra y fase-fase pico en p.u (VFT pico p.u. y VFF pico p.u.) del extremo local de la línea a energizar.
- ✓ Tensiones máximas fase – tierra y fase – fase pico en p.u. (VFT pico p.u. y VFF pico p.u.) al 25%, 50% y 75% de la línea a energizar en las líneas de 220 kV y 138 kV.
- ✓ Tensiones máximas fase-tierra y fase-fase pico en p.u (VFT pico p.u. y VFF pico p.u.) del extremo remoto de la línea a energizar.
- ✓ Máxima energía absorbida del descargador de sobretensiones en % de la capacidad nominal (MEA %) del extremo remoto de la línea a energizar.

Con esto obtenemos los siguientes resultados:

Caso	Extremo local		25% de la línea		50% de la línea		75% de la línea		Extremo remoto		MEA
	VFT pico	VFF pico	VFT pico	VFF pico	VFT pico	VFF pico	VFT pico	VFF pico	VFT pico	VFF pico	
	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	
C28_RTYUMA220_01	1,69	1,49	1,81	1,62	1,79	1,64	1,87	1,82	1,84	1,87	1,32
C29_RTCHTI220_01	1,35	1,25	1,55	1,33	1,69	1,38	1,73	1,42	1,75	1,45	0,10
C30_RTTICH220_01	1,58	1,43	1,76	1,57	1,77	1,60	1,78	1,62	1,78	1,64	0,23
C31_RTMAAM138_01	1,15	1,11	1,23	1,13	1,22	1,15	1,20	1,15	1,19	1,15	0,06
C32_RTAMMA138_01	1,14	1,16	1,17	1,17	1,19	1,17	1,18	1,18	1,16	1,19	0,16

Figura 26. Resultados – Recierre trifásico de líneas

Fuente: ISA, 2018. Resultados – Recierre trifásico de líneas (p. 73), Estudio de sobretensiones de líneas y subestaciones.

c) Recierre monofásico de líneas de transmisión

Para este caso se tendrán que realizar las simulaciones en demanda mínima teniendo en consideración las tensiones en barras previas a eventos; por otro lado, se tendrán en servicio

los descargadores de sobretensión y no se contempla el uso de resistencias de pre inserción en los interruptores.

Luego de eso, se verifica la duración de un ciclo de carga atrapada en cada tramo entre subestaciones y se hace el recierre cubriendo todo el ciclo, posterior a eso se realiza la siguiente secuencia de eventos: aplicación de la falla monofásica a los 20 ms, apertura monofásica en ambos extremos de la línea fallada a los 100 ms, extinción de la falla a los 220 ms y por último un recierre monofásico en un tiempo cercano a los 600 ms (500 ms después de la apertura monofásica).

Las variables a determinar son:

- ✓ Tensiones máximas fase-tierra y fase-fase pico en p.u (VFT pico p.u. y VFF pico p.u.) del extremo local de la línea a energizar.
- ✓ Tensiones máximas fase – tierra y fase – fase pico en p.u. (VFT pico p.u. y VFF pico p.u.) al 25%, 50% y 75% de la línea a energizar en las líneas de 220 kV y 138 kV.
- ✓ Tensiones máximas fase-tierra y fase-fase pico en p.u (VFT pico p.u. y VFF pico p.u.) del extremo remoto de la línea a energizar.
- ✓ Máxima energía absorbida del descargador de sobretensiones en % de la capacidad nominal (MEA %) del extremo remoto de la línea a energizar.

Con esto obtenemos los siguientes resultados:

Caso	Extremo local		25% de la línea		50% de la línea		75% de la línea		Extremo remoto		MEA %
	VFT pico	VFF pico	VFT pico	VFF pico	VFT pico	VFF pico	VFT pico	VFF pico	VFT pico	VFF pico	
	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	
C01_RMMACA500_01	1,74	1,69	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A	1,98	1,74	5,16
C02_RMMACA500_02	1,67	1,60	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A	1,87	1,69	2,82
C03_RMMACA500_03	1,69	1,65	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A	1,84	1,66	2,15
C04_RMMACA500_04	1,59	1,54	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A	1,71	1,56	0,42
C05_RMCAMA500_01	1,58	1,47	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A	1,90	1,89	0,84
C06_RMCAMA500_02	1,55	1,45	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A	1,85	1,87	0,51
C07_RMCAMA500_03	1,54	1,45	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A	1,82	1,84	0,31
C08_RMCAMA500_04	1,47	1,39	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A	1,76	1,75	0,13
C09_RMCRCA500_01	1,67	1,48	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A	2,22	1,83	5,40
C10_RMCRCA500_02	1,73	1,51	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A	2,28	1,88	5,74
C11_RMCRCA500_03	1,62	1,41	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A	2,15	1,75	2,95
C12_RMCRCA500_04	1,68	1,47	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A	2,19	1,81	3,81
C13_RMCA500_01	1,53	1,50	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A	1,88	1,67	1,13
C14_RMCA500_02	1,43	1,43	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A	1,78	1,58	0,43
C15_RMCA500_03	1,48	1,49	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A	1,82	1,62	0,42
C16_RMCA500_04	1,42	1,44	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A	1,76	1,58	0,16
C17_RMCOCA500_01	1,68	1,57	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A	2,09	1,81	4,26
C18_RMCOCA500_02	1,62	1,53	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A	2,03	1,78	3,06
C19_RMCOCA500_03	1,66	1,58	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A	2,08	1,83	3,70
C20_RMCOCA500_04	1,68	1,56	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A	2,11	1,81	3,19
C21_RMCA500_01	1,41	1,75	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A	1,79	1,42	0,16
C22_RMCA500_02	1,37	1,73	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A	1,74	1,40	0,07
C23_RMCA500_03	1,34	1,64	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A	1,68	1,36	0,02
C24_RMCA500_04	1,37	1,69	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A	1,72	1,34	0,04
C25_RMYACA220_01	1,81	1,58	1,85	1,59	1,89	1,60	1,91	1,60	1,92	1,58	0,46
C26_RMCA220_01	1,75	1,45	2,08	1,56	2,15	1,65	2,12	1,68	2,11	1,70	0,36
C27_RMMAYU220_01	1,20	1,19	1,78	1,41	1,96	1,52	1,95	1,54	1,94	1,56	1,12
C28_RMYUMA220_01	1,65	1,41	1,75	1,47	1,71	1,45	1,81	1,48	1,79	1,53	0,17
C29_RMCHTI220_01	1,36	1,25	1,61	1,27	1,67	1,31	1,68	1,36	1,68	1,39	0,04
C30_RMTICH220_01	1,60	1,38	1,82	1,52	1,87	1,52	1,85	1,53	1,83	1,54	0,30
C31_RMMAAM138_01	1,13	1,14	1,21	1,17	1,19	1,19	1,18	1,19	1,17	1,18	0,52
C32_RMAMMA138_01	1,18	1,18	1,20	1,19	1,22	1,19	1,22	1,20	1,21	1,19	0,24

Figura 27. Resultados – Recierre monofásico de líneas

Fuente: ISA, 2018. Resultados – Recierre monofásico de líneas (p. 77), Estudio de sobretensiones de líneas y subestaciones.

Posteriormente, para hallar los factores que serán utilizados para el cálculo de las tensiones representativas de frente lento solo basta con dividir los resultados de las figuras N° 25, 26 y 27 entre las tensiones operativas previas a eventos, es decir 1.05 p.u.; para el caso de las máximas tensiones fase-fase se tiene que multiplicar el resultado por raíz de tres.

Finalmente, analizando los tres tipos de maniobras de frente lento (energización, recierre trifásico y recierre monofásico) tenemos que seleccionar los valores más altos de manera

que estos sean los que serán ingresados al cálculo de la coordinación de aislamiento, siendo así, verificamos que los máximos valores de sobretensiones se dan en una maniobra de energización de líneas las cuales me brindan los siguientes resultados:

Tipo Sobretensión	Caso	Subestación							
		Yaros				Amarilis			
		Extremo Local		Extremo Remoto		Extremo Local		Extremo Remoto	
		VFT pico	VFF pico	VFT pico	VFF pico	VFT pico	VFF pico	VFT pico	VFF pico
Energización de líneas	C31_ENMAAM138_01	1,70	3,12			-	-	1,80	3,00
	C32_ENAMMA138_01	-	-	1,75	3,02	1,71	3,00	-	-

Figura 28. Sobretensiones máximas de frente lento en p.u. – Subestaciones a 138 kV

Fuente: ISA, 2018. Sobretensiones máximas de frente lento en p.u. – Subestaciones a 138 kV (p. 100), Estudio de sobretensiones de líneas y subestaciones.

Tipo Sobretensión	Caso	Subestación							
		Yaros				Amarilis			
		Extremo Local		Extremo Remoto		Extremo Local		Extremo Remoto	
		VFT pico	VFF pico	VFT pico	VFF pico	VFT pico	VFF pico	VFT pico	VFF pico
Energización de líneas	C31_ENMAAM138_01	202	369	-	-	-	-	213	355
	C32_ENAMMA138_01	-	-	207	357	203	355	-	-

Figura 29. Sobretensiones máximas de frente lento en kV– Subestaciones a 138 kV

Fuente: ISA, 2018. Sobretensiones máximas de frente lento en kV– Subestaciones a 138 kV (p. 100), Estudio de sobretensiones de líneas y subestaciones.

Tengamos presente que, para obtener los valores de la figura 29 debemos tomar los resultados de la figura 28 y multiplicarlos por la tensión base, es decir, tomar la máxima tensión del sistema (para este caso 145 kV) y multiplicarle por raíz de dos y dividirlo entre raíz de tres (Ubase: 118.3920 kV).

4.4.1.3 Sobretensiones de frente rápido

a) Impacto en el cable de guarda de la línea de transmisión

Para esta simulación se tendrán que tener en servicio los descargadores de sobretensión de la subestación en análisis (SE Amarilis 138 kV), también se tiene que considerar una

resistencia de puesta a tierra de 1 ohmio para la subestación, una resistencia de puesta a tierra de 25 ohmios para las estructuras de la línea de transmisión Yaros-Amarilis.

Las tensiones operativas previas a eventos serán consideradas como las tensiones nominales de las barras en análisis y finalmente la simulación se realiza en condiciones normales de operación teniendo en consideración la caída de un rayo en el cable de guarda del primer vano de la línea de transmisión Yaros-Amarilis (vano más cercano a la SE Amarilis).

Las variables a determinar son:

- ✓ Tensiones máximas fase-tierra pico en p.u (VFT pico kV) del equipo con aislamiento externo.
- ✓ Tensiones máximas fase-tierra pico en p.u. (VFT pico kV) del equipo con aislamiento interno.
- ✓ Máxima energía absorbida del descargador de sobretensiones en % de la capacidad nominal (MEA %).

Con esto obtenemos los siguientes resultados:

Caso	Archivo	Aislamiento externo	Aislamiento interno	MEA	Aislamiento del neutro
		VFT pico	VFT pico		VNT pico
		kV	kV		kV
1	C01_RYYR500_01	1212	917	0,37	90,33
2	C02_RYCA500_01	1213	954	0,21	50,98
3	C03_RYCR500_01	1029	1275	0,69	N.A.
4	C04_RYCO500_01	1206	1206	0,11	N.A.
5	C05_RYYR220_01	553	547	3,59	103,13
6	C06_RYCA220_01	625	625	6,31	N.A.
7	C07_RYYU220_01	611	611	4,00	N.A.
8	C08_RYTI220_01	788	788	3,02	N.A.
9	C09_RYCH220_01	572	572	0,57	N.A.
10	C10_RYYA220_01	763	763	1,67	N.A.
11	C11_RYYR138_01	402	402	9,17	N.A.
12	C12_RYAM138_01	443	443	3,50	N.A.
13	C13_RYYR033_01	126	126	0,04	N.A.
14	C14_RYCA033_01	130	130	0,01	N.A.

Figura 30. Resultados – Impacto en el cable de guarda

Fuente: ISA, 2018. Resultados – Impacto en el cable de guarda (p. 91), Estudio de sobretensiones de líneas y subestaciones.

Finalmente, los valores que serán ingresados al estudio de coordinación de aislamiento son 443 kV para aislamiento externo y 443 kV para aislamiento interno.

4.4.2 Tensiones soportadas de coordinación (U_{cw})

Habiendo obtenido las tensiones representativas en kV mediante el método probabilístico (simulaciones en ATP Draw), para calcular las tensiones soportadas de coordinación el procedimiento y criterios son iguales a los realizados en el numeral 4.3.2 de la presente investigación, en consecuencia, y luego de insertar los valores en la hoja de cálculo Excel presente en el Anexo 4 obtenemos los siguientes resultados:

4.4.2.1 Tensiones soportadas de coordinación a frecuencia industrial

a) Fase-tierra (p-e)

$$U_{cw} (p - e) = 99.6218 \text{ kV}$$

b) Fase-fase (p-p)

$$U_{cw} (p - p) = 150.80 \text{ kV}$$

4.4.2.2 Tensiones soportadas de coordinación de frente lento

a) Extremo remoto:

$$U_{cw} (p - e) = 213.00 \text{ kV}$$

$$U_{cw} (p - p) = 355.00 \text{ kV}$$

b) Extremo local:

$$U_{cw} (p - e) = 203.00 \text{ kV}$$

$$U_{cw} (p - p) = 355.00 \text{ kV}$$

4.4.2.3 Tensiones soportadas de coordinación de frente rápido

$$U_{cw} = 443.00 \text{ kV}$$

Importante: El valor obtenido aplica para asilamiento interno como externo.

4.4.3 Tensiones requeridas (U_{rw})

Habiendo obtenido las tensiones de coordinación en el numeral anterior, para calcular las tensiones requeridas (U_{rw}) el procedimiento y criterios son iguales a los realizados en el numeral 4.3.3 de la presente investigación, en consecuencia, y luego de insertar los valores en la hoja de cálculo Excel presente en el Anexo 4 obtenemos los siguientes resultados:

4.4.3.1 Sobretensiones temporales a frecuencia industrial

a) Fase-tierra (p-e)

Interno:

$$U_{rw} (p - e) = 114.56 \text{ kV}$$

Externo:

$$U_{rw} (p - e) = 118.72 \text{ kV}$$

b) Fase-fase (p-p)

Interno:

$$U_{rw} (p - p) = 173.42 \text{ kV}$$

Externo:

$$U_{rw} (p - p) = 179.72 \text{ kV}$$

4.4.3.2 Sobretensiones de frente lento

a) Extremo remoto

Fase-tierra:

$$U_{rw} (p - e) = 288.15 \text{ kV}$$

Fase-fase:

$$U_{rw} (p - p) = 480.25 \text{ kV}$$

b) Extremo local

Fase-tierra:

Aislamiento interno:

$$U_{rw} (p - e) = 233.45 \text{ kV}$$

Aislamiento externo:

$$U_{rw} (p - e) = 274.62 \text{ kV}$$

Fase-fase:

Aislamiento interno:

$$U_{rw} (p - p) = 408.25 \text{ kV}$$

Aislamiento externo:

$$U_{rw} (p - p) = 480.25 \text{ kV}$$

4.4.3.3 Sobretensiones de frente rápido

Fase-tierra:

Aislamiento interno:

$$U_{rw} (p - e) = 509.45 \text{ kV}$$

Aislamiento externo:

$$U_{rw} (p - e) = 599.11 \text{ kV}$$

Fase-fase:

Aislamiento interno:

$$U_{rw} (p - p) = 509.45 \text{ kV}$$

Aislamiento externo:

$$U_{rw} (p - p) = 599.11 \text{ kV}$$

4.4.4 Tensiones normalizadas (U_w)

Habiendo obtenido las tensiones requeridas en el numeral anterior, para calcular las tensiones normalizadas (U_w) el procedimiento y criterios son iguales a los realizados en el numeral 4.3.4 de la presente investigación, en consecuencia, y luego de insertar los valores en la hoja de cálculo Excel presente en el Anexo 4 obtenemos los siguientes resultados:

Tabla 10. Tensiones soportadas especificadas mínimas SE Amarilis 138 kV (Método probabilístico)

Valores de U _{rw} : - (kV eficaz) Frec. Industrial - (kV cresta) Impulso maniobra		Aislamiento Externo				Aislamiento Interno	
		Equipos en entrada de línea		Otros equipos			
		U _{rw} (s)	U _{rw} (c)	U _{rw} (s)	U _{rw} (c)	U _{rw} (s)	U _{rw} (c)
Corta duración a frecuencia industrial	fase - tierra	119	173	119	165	115	117
	fase - fase	180	288	180	288	173	204
Impulso tipo Switcheo	fase - tierra	288	-	275	-	233	-
	fase - fase	480	-	480	-	408	-
Impulso tipo Rayo	fase - tierra	599	375	599	357	509	257
	fase - fase	599	624	599	624	509	449

Utilizando el método estadístico las tensiones normalizadas que deben definirse para los ensayos de corta duración a frecuencia industrial, impulso tipo maniobra e impulso tipo rayo, deben elegirse en base a los valores más altos obtenidos (tensiones mínimas U_{rw}(s) o valores convertidos U_{rw}(c)) y los valores normalizados propuestos en la tabla 2 de la norma IEC-60071-1. *Para este caso se obtiene una sobretensión de frecuencia industrial de 275 kV y al impulso tipo rayo de 650.*

4.4.5 Distancias mínimas en el aire

Para obtener las distancias mínimas en el aire nos dirigimos a la tabla A.1 de la norma IEC 60071-1 en donde, a partir de la tensión soportada ante impulsos tipo rayo se pueden calcular las distancias punta-estructura y conductor estructura para el rango I (tensiones de hasta 245 kV).

Table A.1 – Correlation between standard rated lightning impulse withstand voltages and minimum air clearances

Standard rated lightning impulse withstand voltage kV	Minimum clearance mm	
	Rod-structure	Conductor-structure
20	60	-
40	60	-
60	90	-
75	120	-
95	160	-
125	220	-
145	270	-
170	320	-
200	380	-
250	480	-
325	630	-
380	750	-
450	900	-
550	1 100	-
650	1 300	-
750	1 500	-
850	1 700	1 600
950	1 900	1 700
1 050	2 100	1 900

Figura 31. Correlación entre las tensiones soportadas ante impulsos tipo rayo y las distancias mínimas en aire para el Rango I

Fuente: Norma IEC 60071-1, 2019. Correlación entre las tensiones soportadas ante impulsos tipo rayo y las distancias mínimas en aire para el Rango I (p. 30), Coordinación de aislamiento

Discusión: Para obtener las distancias mínimas de aislamiento en aire analizamos la figura 31 de la presente investigación, específicamente en la columna de “*tensión soportada estándar de impulsos tipo rayo*”, como en nuestro estudio de coordinación de aislamiento

utilizando el método probabilístico la máxima tensión ante impulsos tipo rayo es 624 kV entonces *elegimos la tensión normalizada de 650 kV* la misma que nos brinda unas distancias de aislamiento en aire de *1300 mm (punta-estructura)*.

CAPITULO V
CONCLUSIONES Y
RECOMENDACIONES

5.1 Conclusiones

- Analizando los parámetros eléctricos de la SE Amarilis 138 kV se determinaron las características del descargador de sobretensión clase 4 que se ubicará en la entrada de la subestación las cuales son: Ur: 120 kV, Ups: 239 kV, Upl: 296 kV y una capacidad de disipación de energía específica de 11 kJ/kV.
- Utilizando el método determinístico para la coordinación de aislamiento en la SE Amarilis 138 kV se determinaron que las tensiones normalizadas ante ensayos de corta duración del tipo frecuencia industrial e impulsos tipo rayo son 395 kV y 950 kV respectivamente.
- Utilizando el método estadístico para la coordinación de aislamiento en la SE Amarilis 138 kV se determinaron que las tensiones normalizadas ante ensayos de corta duración del tipo frecuencia industrial e impulsos tipo rayo son 275 kV y 650 kV respectivamente.
- Utilizando el método determinístico para la coordinación de aislamiento en la SE Amarilis 138 kV se determinaron que las distancias mínimas de aislamiento en aire fase-tierra para los equipos primarios son: 1900 mm punta estructura y 1700 mm conductor-estructura y las distancias mínimas de aislamiento en aire fase-fase son 1900 mm punta estructura.
- Utilizando el método estadístico para la coordinación de aislamiento en la SE Amarilis 138 kV se determinaron que las distancias mínimas de aislamiento en aire fase-tierra y fase-fase para los equipos primarios son: 1300 mm punta estructura.
- Comparando ambas metodologías se concluye que utilizando el método estadístico se obtiene un ahorro del 46% tanto en los niveles de aislamiento de los equipos, así como también en las distancias de aislamiento en aire. En consecuencia, el método estadístico es el más óptimo si se quiere ahorrar costos al momento de adquirir los equipos, así como también en la obtención del área de terreno para el patio de llaves de la subestación.

5.2 Recomendaciones

- Se recomienda realizar un análisis minucioso previo de la subestación que se desea estudiar de manera que se obtenga datos importantes como las líneas de transmisión que se van a conectar, los tipos de maniobra que va a realizar, los equipos que van a ser instalados, la altura sobre el nivel del mar y por último el área de terreno de la subestación con la que se cuenta.
- Al momento de dimensionar el descargador de sobretensión se recomienda considerar un margen del 10% del valor obtenido de U_r de manera que pueda estar cubierto ante contingencias de sobretensiones del tipo frecuencia industrial, maniobra y rayo
- Al momento de realizar la coordinación de aislamiento mediante el método determinístico se recomienda realizar un análisis exacto al momento de determinar las tensiones representativas de frente lento y frente rápido ya que estos podrían sobredimensionar el aislamiento de los equipos y la separación entre ellos.
- Al momento de realizar la coordinación de aislamiento mediante el método estadístico se recomienda seguir cada uno de los lineamientos de la norma IEC-60071-4 debido que estos ocasionan que las simulaciones y tensiones representativas obtenidas se asemejen más a la realidad.
- Se recomienda al diseñador que al momento de escoger la tensión de soportabilidad ante impulsos tipo rayo se garantice que esta cubrirá los requerimientos de soportabilidad a frecuencia industrial.

**CAPITULO VI
REFERENCIAS
BIBLIOGRAFICAS Y
VIRTUALES**

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- Alarcon Moreno, R. (2020). Estudio de coordinación de aislamiento para la subestación eléctrica Yungas 220 kV. Trujillo.
- Cadrasco de la Rosa, D., & Ropain Segura, G. (2019). Diseño de Software para la coordinación de aislamiento en subestaciones de alta y extra alta tensión. Barranquilla: Universidad del Norte.
- Escobar Apasi, R. (2017). "Control de sobretensión aplicado a equipos de cómputo y telecomunicaciones, para prevenir su deterioro, en el distrito de Pampas". Huancavelica: Universidad Nacional de Huancavelica.
- G. Bruno, L. (6 de Octubre de 2009). Descargador de sobretensión y Capacitor de acoplamiento en una subestación. Obtenido de Ingeniería Eléctrica Explicada: <http://ingenieriaelectricaexplicada.blogspot.com/2009/10/descargador-de-sobretension-y-capacitor.html>
- Huaman Medrano, A. (2016). "Estudio de la protección contra sobretensiones del sistema eléctrico en 50 kv, entre la ss.ee. Smelter y ss.ee. Cinco mantantiales, cerro de pasco-marzo de 2015". Huancayo: Universidad Continental.
- IEB. (2020). Enlace 500 kV Nueva Yanango-Nueva Huánuco y Subestaciones Asociadas. Huánuco.
- IEC-60071-2. (2018). Coordinación de aislamiento. Ginebra.
- INEL ENGINEERING EDUCATION. (2020). Coordinación de aislamiento. Lima, Lima, Perú.
- KWZ-KLEV. (8 de Junio de 2011). Subestación eléctrica. Obtenido de Mecanica industrial: <http://kwzmecanica17.blogspot.com/2011/06/subestacion-electrica.html>
- León Astuhuaman, A. (2020). Coordinación de aislamiento para la subestación eléctrica Satipo de 15 MVA en 60/22,9 KV de la empresa Electrocentro. Huancayo: Universidad Nacional del Centro del Perú.
- M. Villegas S.A. (2003). Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión. Colombia: Impresiones Gráficas Ltda.
- Morales Mariño, N. E. (2008). Coordinación de aislamiento en subestaciones a nivel de 500 kV. Quito: Escuela Politécnica Nacional.
- Paredes Quito, S. R. (2011). Simulación de Transitorios Electromagnéticos de Línea Cuenca-Macas con la aplicación del simulador ATP para la empresa eléctrica regional centro sur C.A. Cuenca.
- Ramirez, J. (17 de Septiembre de 2013). Configuraciones de subestaciones eléctricas. Obtenido de Slideshare: <https://es.slideshare.net/jhoonyrx/configuraciones-subestacioneselectricas>

CAPITULO VII

ANEXOS

Anexo 1: Datos técnicos del aislador tipo poste

Solid Core Post Insulators		Type BIL 450-650 kV							
IEC POST INSULATOR DESIGNATION	C2-650	C4-650	C6-650	C8-650	C10-650	C12.5-650	C16-650	C20-650	
Dimensions									
Height H [mm]	1500 ± 2.5	1500 ± 2.5	1500 ± 2.5	1500 ± 2.5	1500 ± 2.5	1500 ± 2.5	1500 ± 2.5	1500 ± 2.5	
Max. nom. diameter of insulating part d1 [mm]	170	195	210	220	230	240	250	265	
Top fitting p.c.d. d2 [mm] / hole pattern	127/4x M16	127/4x M16	127/4x M16	127/4x M16	127/4x M16	127/4x M16	127/4x M16	127/4x M16	
Bottom fitting p.c.d. d3 [mm] / hole pattern	127/4x M16	127/4x M16	127/4x M16	127/4x M16	127/4x M16	127/4x M16	127/4x M16	127/4x M16	
Mechanical Values									
Min. failing load - Bending [kN]	2	4	6	8	10	12.5	16	20	
Min. failing load - Bending moment underhung [kNm]	1.5	3	4.5	6	7.5	9.33	12	15	
Min. failing load - Bending moment upright [kNm]	3	6	9	12	15	18.75	24	30	
Min. failing load - Torsion [kNm]	2	3	3	4	4	6	6	6	
Electrical Values									
Lightn. impulse withst. voltage, dry [kV peak value]	650	650	650	650	650	650	650	650	
Power frequency withst. voltage, wet [kV r.m.s.]	275	275	275	275	275	275	275	275	

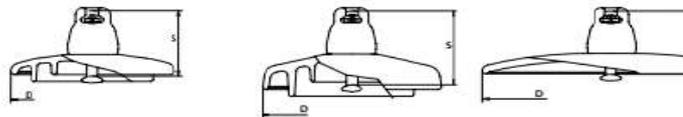
Anexo 2: Datos técnicos del aislador típico de suspensión

Sediver toughened glass suspension insulators

Ball & Socket type

120 kN

IEC



CATALOG N°	Standard Profile		Fog Type Profile		Open Type Profile	
	F12/127	F12/146	F12P-A/146	F120P/146	F12D/127	
IEC class (1)	U120B		U120BP			
MECHANICAL CHARACTERISTICS						
Minimum mechanical failing load	kN	120	120	120	120	
DIMENSIONS						
Diameter (D)	mm	255	255	255	280	
Spacing (S)	mm	127	146	146	146	
Creepage distance	mm	320	320	390	445	
Metal fitting size (Z)		16A	16A	16A	16A	
ELECTRICAL CHARACTERISTICS						
Power frequency withstand voltage						
- Dry one minute	kV	70	70	72	80	
- Wet one minute	kV	40	40	42	50	
Dry lightning impulse withstand volt.	kV	100	100	110	125	
Puncture withstand voltage	kV	130	130	130	130	
PACKING AND SHIPPING DATA						
Approx. net weight	kg	4	4	4.6	5.8	
N° of insulators per crate		6	6	6	6	
Volume per crate	m³	0.05	0.05	0.06	0.074	
Gross weight per crate	kg	31.29	33.09	33.7	45.36	
N° of insulators per pallet		90	90	90	72	
Volume per pallet	m³	1.3	1.34	1.34	1.24	
Gross weight per pallet	kg	447	452	557	524	
Int.ref:		UF120CB127 CC16ANI	UF120CB146 CC16ANI	UF120PG146 CC16ANI	UF120PB146 CC16ANI	UF120AB127 CC16ANI

Zinc Oxide Surge Arrester PEXLIM P-Z

Protection of switchgear, transformers and other equipment in high voltage systems against atmospheric and switching overvoltages.

- in areas with very high lightning intensity
- where grounding or shielding conditions are poor or incomplete
- for important installations
- where energy requirements are very high (e.g. very long lines, capacitor protection).

Superior where low weight, reduced clearances, flexible mounting, non-fragility and additional personnel safety is required.

Major component in PEXLINK™ concept for transmission line protection.



Other data can be ordered on request. Please contact your local sales representative.

Brief performance data



Arrester classification as per IEC 60099-4 Ed 3.0	Station; SH
Arrester classification as per IEEE Std C62.11-2012	Station
System voltages (U_s)	52 - 420 kV
Rated voltages (U_r)	42 - 360 kV
Nominal discharge current (IEC)	20 kA _{peak}
Lightning impulse classifying current (ANSI/ IEEE)	10/ 15 kA _{peak}
Charge, energy and current withstand:	
Repetitive charge transfer rating, Q_{rt} (IEC)	3.2 C
Thermal energy rating, W_{th} (IEC)	11 kJ/ kV (U_r)
Single impulse energy capability (2 ms to 4 ms impulse)	7.0 kJ/ kV (U_r)
Discharge current withstand strength:	
• High current 4/ 10 μ s	100 kA _{peak}
• Low current 2000 μ s, (based on Q_{rt})	1600 A _{peak}
Single-impulse withstand rating as per IEEE standard	G
Repetitive charge transfer test value - sample tests on all manufactured block batches	3.2 C
Short-circuit/ Pressure relief capability	4.0 C
Short-circuit/ Pressure relief capability	65 kA _{max(sym)}
Mechanical strength:	
Specified long-term load (SLL)	3000 Nm
Specified short-term load (SSL)	6000 Nm
Service conditions:	
Ambient temperature	-50°C to +45°C
Design altitude	max. 1000 m
Frequency	15-62 Hz
Line discharge class (as per IEC60099-4, Ed. 2.2)	Class 4

Further data according to the IEEE standard can be supplied on request

PEXLIM P-Z

Guaranteed protective data 24 - 145 kV

Max. system voltage U_i	Rated voltage U_r	Max. continuous operating voltage ⁽¹⁾		TOV capability ⁽²⁾								Max. residual voltage with current wave			
								30/ 60 μ s				8/ 20 μ s			
		as per IEC	as per ANSI/IEEE	1 s	10 s	1 kA	2 kA	3 kA	5 kA	10 kA	20 kA	40 kA			
U_c	U_c	MCOV	1 s	10 s	1 kA	2 kA	3 kA	5 kA	10 kA	20 kA	40 kA				
kV_{rms}	kV_{rms}	kV_{rms}	kV_{rms}	kV_{rms}	kV_{peak}	kV_{peak}	kV_{peak}	kV_{peak}	kV_{peak}	kV_{peak}	kV_{peak}	kV_{peak}			
24 ⁽¹⁾	24	19.2	19.5	26.5	25.2	46.1	47.7	49.1	51.3	54.0	59.2	64.8			
36 ⁽¹⁾	30	24.0	24.4	33.1	31.5	57.6	59.7	61.3	64.2	67.5	74.0	81.0			
	33	26.4	26.7	36.4	34.6	63.4	65.6	67.5	70.6	74.3	81.4	89.1			
	36	28.8	29.0	39.7	37.8	69.1	71.6	73.6	77.0	81.0	88.7	97			
52	42	34	34.0	46.4	44.1	80.7	83.5	85.9	89.8	94.5	104	114			
	48	38	39.0	53.0	50.4	92.2	95.4	98	103	108	119	130			
	51	41	41.3	56.3	53.5	98	102	105	110	115	126	138			
	54	43	43.0	59.6	56.7	104	108	111	116	122	134	146			
	60	48	48.0	66.3	63.0	116	120	123	129	135	148	162			
	66	53	53.4	72.9	69.3	127	132	135	142	149	163	179			
	72	58	58.0	79.5	75.6	139	144	148	154	162	178	195			
72	54	43	43.0	59.6	56.7	104	108	111	116	122	134	146			
	60	48	48.0	66.3	63.0	116	120	123	129	135	148	162			
	66	53	53.4	72.9	69.3	127	132	135	142	149	163	179			
	72	58	58.0	79.5	75.6	139	144	148	154	162	178	195			
	75	60	60.7	82.8	78.7	144	150	154	161	169	185	203			
	78	62	63.1	86.1	81.9	150	155	160	167	176	193	211			
	81	65	65.6	89.5	85.0	156	161	166	174	183	200	219			
100	84	67	68.0	92.8	88.2	162	167	172	180	189	207	227			
	75	60	60.7	82.8	78.7	144	150	154	161	169	185	203			
	78	62	63.1	86.1	81.9	150	155	160	167	176	193	211			
	81	65	65.6	89.5	85.0	156	161	166	174	183	200	219			
	84	67	68.0	92.8	88.2	162	167	172	180	189	207	227			
	90	72	72.0	99.4	94.5	173	179	184	193	203	222	243			
	96	77	77.0	106	100.3	185	191	197	206	216	237	260			
123	90	72	72.0	99.4	94.5	173	179	184	193	203	222	243			
	96	77	77.0	106	100.3	185	191	197	206	216	237	260			
	102	78	82.6	112	107	196	203	209	219	230	252	276			
	108	78	84.0	119	113	208	215	221	231	243	267	292			
	120	78	98.0	132	126	231	239	246	257	270	296	324			
	129	78	104	142	135	248	257	264	276	291	318	349			
	132	78	106	145	138	254	263	270	283	297	326	357			
	138	78	111	152	144	265	275	282	295	311	340	373			
	144	78	115	159	151	277	287	295	308	324	355	389			
	150	78	121	165	157	288	299	307	321	338	370	405			
145	108	86	86.0	119	113	208	215	221	231	243	267	292			
	114	91	92.3	125	119	219	227	233	244	257	281	308			
	120	92	98.0	132	126	231	239	246	257	270	296	324			
	132	92	106	145	138	254	263	270	283	297	326	357			

1. The continuous operating voltages U_c (as per IEC) and MCOV (as per IEEE) differ only due to deviations in type test procedures. U_c has to be considered only when the actual system voltage is higher than the tabulated. Any arrester with U_c higher than or equal to the actual system voltage divided by $\sqrt{3}$ can be selected.

2. With prior duty equal to the thermal energy rating of 11 kJ/kV (U_r)

Anexo 4: Plantilla de cálculo Excel para coordinación de aislamiento

MÉTODO DETERMINÍSTICO COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO

I. Determinación de las sobretensiones representativas (Urp)

1.1 Tensión mas elevada de la red (Us) = Tensión Base= $\sqrt{2}/3 \cdot Us$		145 kV	fase-fase
		118 kV	1.0pu (cresta)
1.2 Sobretensiones temporales			
Fallas a tierra factor de falla tierra = 1.40	Urp(p-e) = $k \cdot Us / \text{raiz}(3)$	117 kV	fase-tierra
Rechazo de carga sobretensión máx = 1.20 pu	Urp(p-e) = $k \cdot Us / \text{raiz}(3)$	100 kV	fase-tierra
	Urp(p-p) = $k \cdot Us$	174 kV	fase-fase
Sobretensiones resultantes:	Urp (p-e) = 117 Urp (p-p) = 174		
1.3 Sobretensiones de frente lento			
Extremo Remoto Uet=1,25Ue2-0,25	Ue2 = 3.5	488 kV	Fase - tierra
Upt=1,25Up2-0,43	Up2 = 5.08	700 kV	Fase - Fase
Extremo local Uet=1,25Ue2-0,25	Ue2 = 2.5	340 kV	Fase - tierra
Upt=1,25Up2-0,43	Up2 = 3.95	534 kV	Fase - Fase
1.4 Pararrayos en entrada de línea y cerca de los transformadores:	Ups = 239 kV	239 kV	
	Upf = 296 kV	296 kV	
Equipos en entrada de línea:	Urp (p-e) = 239 kV	239 kV	
	Urp (p-p) = 478 kV	478 kV	
Otros equipos:	Urp (p-e) = 239 kV	239 kV	
	Urp (p-p) = 478 kV	478 kV	

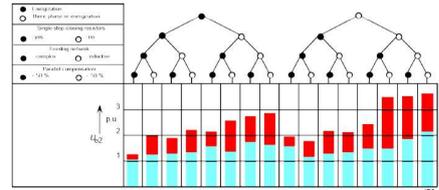


Figure 1 – Range of 2 % slow-front overvoltages at the receiving end due to line energization and re-energization

The 2 % phase-to-phase overvoltage value can approximately be determined from the phase-to-earth overvoltage. Figure 2 shows the range of possible ratios between the 2 % values phase-to-phase and phase-to-earth. The upper limit of the ratio applies to full three-phase re-energization overvoltages, the lower limit to three phase energization overvoltages.

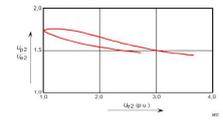


Figure 2 – Ratio between the 2 % value of slow-front overvoltages phase-to-phase and phase-to-earth

II. Determinación de las tensiones soportadas de coordinación (Ucw)

2.1 Sobretensiones temporales	Ucw (p-e) = $kc \cdot Urp (p-e)$	kc = 1.0	117 kV
	Ucw (p-p) = $kc \cdot Urp (p-p)$	kc = 1.0	174 kV
2.2 Sobretensiones de frente lento			
Equipos en entrada de línea:	Ups/Ue2 = 0.58	Kcd = 1.1	fase-tierra
	2Ups/Up2 = 0.80	Kcd = 1.0	fase-fase
	Ucw(p-e) = $Kcd \cdot Urp(p-e)$		263 kV
	Ucw(p-p) = $Kcd \cdot Urp(p-p)$		490 kV
Otros equipos:	Ups/Ue2 = 0.81	Kcd = 1.075	fase-tierra
	2Ups/Up2 = 1.02	Kcd = 1.0	fase-fase
	Ucw(p-e) = $Kcd \cdot Urp(p-e)$		257 kV
	Ucw(p-p) = $Kcd \cdot Urp(p-p)$		478 kV
2.3 Sobretensiones de frente rápido			
A = 4500	Tabla E.2 IEC 60071-2:2018		
L = 39.386	39.386 (Reconido)	L ext	Lint
a1: distancia vertical pararrayos-barras (m)	9.24	9.24	n = número mínimo de líneas conectadas a la SE
a2: distancia pararrayos a malla PT (m)	3	3	La = 1000 * (Ra/Rkm) (m) = valor máximo esperado para LI = 1 (1 o 2)
a3: distancia pararrayos-equipos (m)	26.0	26.0	Ra: tasa de falla equipos
a4: longitud vertical del pararrayos (m)	1.146	1.146	Rkm: tasa de fallas anuales LT (para 1er km)
			0.0025
			0.0100

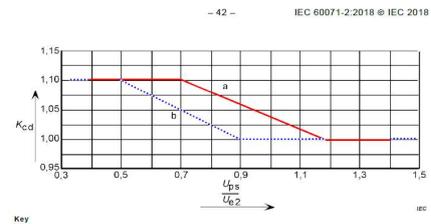


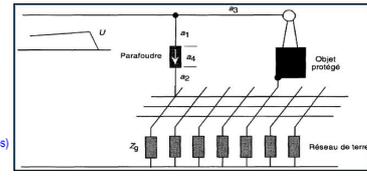
Figure 6 – Evaluation of deterministic co-ordination factor K_{cd}

$$Ucw = Upl + A/n \times L / (Lsp + La)$$

Aislamiento externo 618 Ucw
Aislamiento interno 618 Ucw

III. Determinación de las tensiones soportadas especificadas (Urw)

Aislamiento interno: $Urw = Ucw \cdot Ks$	Aislamiento externo: $Urw = Ucw \cdot Ks \cdot Ka$				
FS aislamiento interno $Ks = 1.15$	FS aislam externo $Ks = 1.05$	Ka TOV	Ka (Switcho F-T)	Ka (Switcho F-F)	Ka (rayos)
Factor de corrección atmosférica: $H = 2065$		1.135	1.29	1.29	1.290
3.1 Tensión soportada a las sobretensiones temporales	Fase-tierra	Interno 135 kV	m = 0.5	Sobretensiones temporales (Fase-tierra y Fase-Fase)	
	Fase-fase	Externo 139 kV	m = 1	Sobretensiones frente lento (fase-tierra)	
		Interno 200 kV	m = 1	Sobretensiones frente lento (fase-fase)	
		Externo 207 kV	m = 1	Sobretensiones frente rápido (fase-tierra y fase-fase)	
3.2 Tensión soportada al impulso tipo maniobra	Fase-tierra	Externo 356 kV			
	Fase-fase	Externo 663 kV			
	Fase-tierra	Interno 295 kV			
	Fase-fase	Externo 348 kV			
		Interno 550 kV			
		Externo 647 kV			
3.3 tensión soportada al impulso tipo rayo	Fase-tierra	Externo 837 kV			
	Fase-Fase	Interno 711 kV			
		Externo 837 kV			
		Interno 711 kV			



IV. Conversión hacia las tensiones soportadas normalizadas para la gama I

4.1 Tensión soportada a las sobretensiones temporales - frecuencia industrial	FC a kV FI: Externo = 0.6 F-T (Entrada de Línea)	Interno = 0.5			
	Externo = 0.6 F-F (Entrada de Línea)				
	Externo = 0.6 F-T (otros equipos)	Fase tierra	Entrada línea	Externo 213 kV	
	Externo = 0.6 F-F (otros equipos)	Fase-fase	Entrada línea	Externo 398 kV	
		Fase-tierra	Otros equipos	Interno 148 kV	
		Fase-fase	Otros equipos	Externo 209 kV	
				Interno 275 kV	
				Externo 388 kV	
4.3 Tensión soportada al impulso tipo rayo - BIL	FC PF a BIL: Externo = 1.3 F-T (Entrada de Línea)	Interno = 1.1			
	Externo = 1.3 F-F (Entrada de Línea)				
	Externo = 1.3 F-T (otros equipos)	Interno	Fase-tierra	325 kV	
	Externo = 1.3 F-F (otros equipos)	Externo (otros equipos)	Fase-fase	605 kV	
			Fase-tierra	452 kV	
			Fase-fase	841 kV	
		Externo (Entrada línea)	Fase-tierra	462 kV	
			Fase-fase	862 kV	

$$K_{cb} = e^{-m \cdot H/1000} \quad (11)$$

where H is the altitude above sea level (in meters); m is as follows:
 $m = 1.0$ for co-ordination lightning impulse withstand voltages;
 m is according to Figure 9 for co-ordination switching impulse withstand voltages;
 $m = 1.0$ for short-duration power-frequency withstand voltages of air-clearances and clean insulators.

NOTE The exponent m depends on various parameters, including minimum discharge path which is generally unknown at the specification stage. However, for insulation co-ordination purposes, the conservative estimate of m shown in Figure 9 may be used for the correction of co-ordination switching impulse withstand voltages. The determination of the exponent m is based on IEC 60060-1. In addition, for all types of insulation response, conservative gap factor values have been used (refer to Annex G).

For polluted insulators, the value of the exponent m is tentative. For the purposes of the long duration test and, if required, the short-duration power-frequency withstand voltage of polluted insulators, m may be as low as 0.5 for normal insulators and as high as 0.8 for anti-fog design.

Table 1 – Test conversion factors for range I, to convert required SWV to SDVV and L1WV

Insulation	Short-duration power-frequency withstand voltage	Lightning impulse withstand voltage
External insulation		
- air clearances and clean insulators, dry:		
+ phase-to-earth	$0.6 \cdot U_{50} / 8 \cdot 500$	$1.05 \cdot U_{50} / 8 \cdot 500$
+ phase-to-phase	$0.6 \cdot U_{50} / 12 \cdot 700$	$1.05 \cdot U_{50} / 8 \cdot 500$
- clean insulators, wet	0.5	1.3
Internal insulation		
- GIS	0.7	1.25
- liquid-immersed insulation	0.5	1.10
- solid insulation	0.5	1.30

VI. Conclusiones

Las tensiones normalizadas que deben definirse para los ensayos de corta duración a frecuencia industrial, impulso tipo maniobra e impulso tipo rayo, deben elegirse en base a los valores más altos obtenidos (tensiones mínimas $Urw(s)$ o valores convertidos $Urw(c)$) y los valores normalizados propuestos en la tabla 4.6 y 4.7 de la norma IEC 60071-1 y en la Tabla 2 y 3. Para este caso se obtiene una sobretensión de frecuencia industrial de 395 kV y al impulso tipo rayo de 950.

MÉTODO PROBABILÍSTICO
COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO

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

1.1 Tensión mas elevada de la red (Us) = Tension Base= $\sqrt{2}/\sqrt{3} * Us$	145 kV	fase-fase
	118 kV	1.0pu (cresta)
1.2 Sobretensiones temporales		
Fallas a tierra factor de falla tierra = 1.19	U _{rp} (p-e) = k*Us/raiz(3)	99.62 kV fase-tierra
Rechazo de carga sobretensión máx = 1.04 pu	U _{rp} (p-e) = kd*Us/raiz(3)	87 kV fase-tierra
	U _{rp} (p-p) = kd*Us	150.8 kV fase-fase
Sobretensiones resultantes : U_{rp} (p-e) = 99.62 U_{rp} (p-p) = 150.80		
1.3 Sobretensiones de frente lento		
Extremo Remoto U _{let} = 1,25U _{e2} -0,25	U _{e2} = 0	213 kV Fase - tierra
U _{pt} = 1,25U _{p2} -0,43	U _{p2} = 0.00	355 kV Fase - Fase
Extremo local U _{let} = 1,25U _{e2} -0,25	U _{e2} = 0	203 kV Fase - tierra
U _{pt} = 1,25U _{p2} -0,43	U _{p2} = 0.00	355 kV Fase - Fase
1.4 Pararrayos en entrada de línea y cerca de los transformadores :	U _{ps} = 239 kV	
Equipos en entrada de línea :	U _{pt} = 295 kV	
Otros equipos :	U _{rp} (p-e) = 213 kV	
	U _{rp} (p-p) = 358 kV	
	U _{rp} (p-e) = 203 kV	
	U _{rp} (p-p) = 358 kV	

formular el minimo valor entre U_{pt} y 2*U_{ps} IEC 60076-2

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

2.1 Sobretensiones temporales				
U _{ow} (p-e) = kc*U _{rp} (p-e)	kc = 1.0	99.62 kV		
U _{ow} (p-p) = kc*U _{rp} (p-p)	kc = 1.0	150.80 kV		
2.2 Sobretensiones de frente lento				
Equipos en entrada de línea :	U _{ps} /U _{e2} = 0.00	K _{cd} = 1.0	fase-tierra	
	2U _{ps} /U _{p2} = 0.00	K _{cd} = 1.0	fase-fase	
	U _{ow} (p-e) = K _{cd} *U _{rp} (p-e)			213.00 kV
	U _{ow} (p-p) = K _{cd} *U _{rp} (p-p)			355.00 kV
Otros equipos :	U _{ps} /U _{e2} = 0.00	K _{cd} = 1.0	fase-tierra	
	2U _{ps} /U _{p2} = 0.00	K _{cd} = 1.0	fase-fase	
	U _{ow} (p-e) = K _{cd} *U _{rp} (p-e)			203.00 kV
	U _{ow} (p-p) = K _{cd} *U _{rp} (p-p)			355.00 kV

2.3 Sobretensiones de frente rápido

A = 0 Tabla E.2 IEC 60071-2-2018

L = 0 (Recorrido)

a1 : distancia vertical pararrayos-barras (m)

a2 : distancia pararrayos a malla PT (m)

a3 : distancia pararrayos-equipos (m)

a4 : longitud vertical del pararrayos (m)

L_{ext} L_{int} L_{sp} = 0 (vano)

n = número mínimo de líneas conectadas a la SE

La = 1000* (Ra/Rkm) (m) = valor máximo esperado para Lt = 0 (1 o 2)

Ra : tasa de falla equipos 0.0000

Rkm : tasa de fallas anuales LT (para 1er km) 0.0000

IEC 60071-2:2018 © IEC 2018

- 47 -

$$K_d = e^{-\frac{m}{2000}}$$

where

m is the altitude above sea level (in meters);

m is as follows:

m = 1.0 for co-ordination lightning impulse withstand voltages;

m is according to Figure 9 for co-ordination switching impulse withstand voltages;

m = 1.0 for short-duration power-frequency withstand voltages of air-clearances and clean insulators.

NOTE: The exponent m depends on various parameters, including minimum discharge path which is generally chosen as the switching surge clearance. The factor m is also dependent on the coordination strategy. The conversion factors of determination of the exponent m is based on IEC 60050-1. In addition, for all types of insulation response, conversion gap factor values have been used (see 0).

For polluted insulators, the value of the exponent m is tentative. For the purposes of the long duration test and, if required, the short-duration power frequency withstand voltage of polluted insulators, m may be as low as 0.5 for normal insulators and as high as 0.8 for anti-fog design.

Aislamiento externo 443 U_{cw}
Aislamiento interno 443 U_{cw}

III. Determinación de las tensiones soportadas especificadas (U_{rw})

Aislamiento interno : U_{rw} = U_{ow}*K_s

Aislamiento externo : U_{rw} = U_{ow}*K_s*Ka

FS aislamiento interno K_s 1.15

FS aislam externo K_s = 1.05

Ka TOV 1.135

Ka (Switcho F-T) 1.288

Ka (Switcho F-F) 1.288

Ka (rayos) 1.288

Factor de corrección atmosférica : H = 2065

3.1 Tensión soportada a las sobretensiones temporales	Fase-tierra	Interno 114.56 kV	m = 0.5	Sobretensiones temporales (Fase- tierra y Fase -Fase)
	Fase-fase	Externo 118.72 kV	m = 1	Sobretensiones frente lento (fase - tierra)
		Interno 173.42 kV	m = 1	Sobretensiones frente lento (fase - fase)
		Externo 179.72 kV	m = 1	Sobretensiones frente rapido (fase - tierra y fase - fase)
3.2 Tensión soportada al impulso tipo maniobra	Fase tierra	Entrada línea Externo 288.15 kV		
	Fase-fase	Entrada línea Externo 480.25 kV		
	Fase-tierra	Otros equipos Interno 233.45 kV		
	Fase-fase	Otros equipos Externo 274.62 kV		
		Interno 408.25 kV		
		Externo 480.25 kV		
3.3 tensión soportada al impulso tipo rayo	Fase-tierra	Externo 599.11 kV		
	Fase-Fase	Interno 509.45 kV		
		Externo 599.11 kV		
		Interno 509.45 kV		

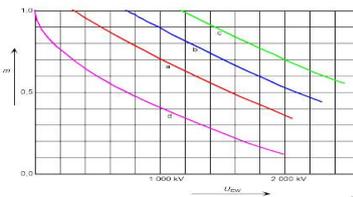


Figure 9 – Dependence of exponent m on the co-ordination switching impulse withstand voltage

IEC 60071-2:2018 © IEC 2018 - 51 -

Table 1 – Test conversion factors for range 1, to convert required SIWV to SDWV and LIWV

Insulation	Short-duration power-frequency withstand voltage	Lightning impulse withstand voltage
External insulation		
- air clearances and clean insulators, dry:		
• phase-to-earth	$0.8 * U_{sw} / 8 500$	$1.05 * U_{sw} / 6 000$
• phase-to-phase	$0.8 * U_{sw} / 12 700$	$1.05 * U_{sw} / 9 200$
- clean insulators, wet	0.8	1.3
Internal insulation		
- GIS	0.7	1.25
- liquid-immersed insulation	0.5	1.10
- solid insulation	0.5	1.05

* The test conversion factors include a factor of $1/\sqrt{2}$ to convert from peak to RMS value.

V. Resumen de las tensiones soportadas especificadas mínimas

Valores de U _{rw} : - (kV eficaz) Frec. Industrial - (kV cresta) Impulso maniobra	Aislamiento Externo				Aislamiento Interno		
	Equipos en entrada de línea		Otros equipos		Interno		
	U _{rw} (s)	U _{rw} (c)	U _{rw} (s)	U _{rw} (c)	U _{rw} (s)	U _{rw} (c)	
Corta duración a frecuencia industrial	fase - tierra	119	173	119	165	115	117
	fase - fase	180	288	180	288	173	204
Impulso tipo Switcheo	fase - tierra	288	-	275	-	233	-
	fase - fase	480	-	480	-	408	-
Impulso tipo Rayo	fase - tierra	599	375	599	357	509	257
	fase - fase	599	624	599	624	509	449

VI. Conclusiones

Las tensiones normalizadas que deben definirse para los ensayos de corta duración a frecuencia industrial, impulso tipo maniobra e impulso tipo rayo, deben elegirse en base a los valores más altos obtenidos (tensiones mínimas U_{rw}(s) o valores convertidos U_{rw}(c)) y los valores normalizados propuestos en la tabla 4.6 y 4.7 de la norma EN 60071-1 y en la Tabla 2 y 3. Para este caso se obtiene una sobretensión de frecuencia industrial de 275 kV y al impulso tipo rayo de 650.

EVALUACIÓN COMPARATIVA ENTRE LOS MÉTODOS DETERMINÍSTICO Y ESTADÍSTICO PARA LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO DE LOS EQUIPOS DE PATIO DE LA AMPLIACIÓN DE LA SUBESTACIÓN AMARILIS 138 kV

INFORME DE ORIGINALIDAD

19%

INDICE DE SIMILITUD

19%

FUENTES DE INTERNET

0%

PUBLICACIONES

5%

TRABAJOS DEL ESTUDIANTE

FUENTES PRIMARIAS

1	www.repositorio.usac.edu.gt Fuente de Internet	2%
2	repositorio.unsa.edu.pe Fuente de Internet	2%
3	repositorio.ucv.edu.pe Fuente de Internet	1%
4	kupdf.net Fuente de Internet	1%
5	biblioteca.usac.edu.gt Fuente de Internet	1%
6	repositorio.utc.edu.ec Fuente de Internet	1%
7	repositorio.uni.edu.pe Fuente de Internet	1%
8	repositorio.uns.edu.pe Fuente de Internet	1%

9	docplayer.es Fuente de Internet	1 %
10	cybertesis.uni.edu.pe Fuente de Internet	1 %
11	vsip.info Fuente de Internet	1 %
12	doku.pub Fuente de Internet	1 %
13	dokumen.site Fuente de Internet	1 %
14	hdl.handle.net Fuente de Internet	1 %
15	www.scribd.com Fuente de Internet	<1 %
16	pt.scribd.com Fuente de Internet	<1 %
17	www.investinperu.pe Fuente de Internet	<1 %
18	Submitted to Escuela Politecnica Nacional Trabajo del estudiante	<1 %
19	fr.scribd.com Fuente de Internet	<1 %
20	sistemamid.com Fuente de Internet	<1 %

21	www.slideshare.net Fuente de Internet	<1 %
22	repositorio.unsaac.edu.pe Fuente de Internet	<1 %
23	1library.co Fuente de Internet	<1 %
24	Submitted to City University of New York System Trabajo del estudiante	<1 %
25	editores-srl.com.ar Fuente de Internet	<1 %
26	tesis.ipn.mx Fuente de Internet	<1 %
27	repositorio.unac.edu.pe Fuente de Internet	<1 %
28	repository.upb.edu.co:8080 Fuente de Internet	<1 %
29	Submitted to Universidad Nacional del Centro del Peru Trabajo del estudiante	<1 %
30	repositorio.ucsg.edu.ec Fuente de Internet	<1 %

Excluir citas Activo

Excluir bibliografía Activo

Excluir coincidencias < 15 words



Recibo digital

Este recibo confirma que su trabajo ha sido recibido por **Turnitin**. A continuación podrá ver la información del recibo con respecto a su entrega.

La primera página de tus entregas se muestra abajo.

Autor de la entrega: Gian Marco Quiñonez
Título del ejercicio: TESIS GUTIERREZ QUIÑONES
Título de la entrega: EVALUACIÓN COMPARATIVA ENTRE LOS MÉTODOS DETERMI...
Nombre del archivo: Tesis_Gutierrez_Qui_ones_1.pdf
Tamaño del archivo: 3.05M
Total páginas: 103
Total de palabras: 18,381
Total de caracteres: 92,280
Fecha de entrega: 20-ago.-2022 12:53p. m. (UTC-0500)
Identificador de la entre... 1884743583

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN ENERGÍA



UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA

TESIS PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO EN ENERGÍA

"EVALUACIÓN COMPARATIVA ENTRE LOS MÉTODOS DETERMINÍSTICO Y ESTADÍSTICO PARA LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO DE LOS EQUIPOS DE PATIO DE LA AMPLIACIÓN DE LA SUBESTACIÓN AMARILIS 138 kV"

AUTORES:

BACH. GUTIERREZ CABELLOS LUIS FERNANDO
BACH. QUIÑONES RODRIGUEZ GIANMARCO DEVI

ASESOR:

Msc. CESAR LUIS LOPEZ AGUILAR

NUEVO CHIMBOTE, JULIO DE 2022



ACTA DE APROBACIÓN DE ORIGINALIDAD

Yo, Cesar Luis López Aguilar

asesor / presidente de la Unidad de Investigación de la

Facultad	Ciencias		Educación		Ingeniería	X
Departamento Académico		Energía, Física y Mecánica				
Escuela de Posgrado		Maestría		Doctorado		

Programa:

De la Universidad Nacional del Santa. Asesor / Unidad de Investigación revisora del trabajo de Investigación intitulado:

“EVALUACIÓN COMPARATIVA ENTRE LOS MÉTODOS DETERMINÍSTICO Y ESTADÍSTICO PARA LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO DE LOS EQUIPOS DE PATIO DE LA AMPLIACIÓN DE LA SUBESTACIÓN AMARILIS 138 kV

Del estudiante / docente: Luis Fernando Gutierrez Cabellos

De la escuela / departamento académico: Ingeniería en Energía

Constato que la investigación presentada tiene un porcentaje de similitud del 19. % el cual se verifica con el reporte de originalidad de la aplicación Turnitin adjunto.

Quién suscribe la presente, declaro el haber analizado dicho reporte y concluyo que las coincidencias detectadas no se conforman como plagio. A mi claro saber y entender, la investigación cumple con las normas de citas y referencias establecidas por la Universidad Nacional del Santa.

Nuevo Chimbote, 20 de agosto del 2022

Firma:

Msc. CESAR LUIS LOPEZ AGUILAR

Nombres y Apellidos del Asesor/Presidente UIF: Cesar Luis López Aguilar

DNI: 32924103



DECLARACION JURADA DE AUTORÍA

Yo, Gutierrez Cabellos Luis Fernando, Bachiller de la E.P de Ingeniería en Energía

Facultad:	Ciencias		Educación		Ingeniería	<input checked="" type="checkbox"/>
Escuela Profesional:	Ingeniería en Energía					
Departamento Académico:						
Escuela de Posgrado	Maestría			Doctorado		

Programa:

De la Universidad Nacional del Santa; Declaro que el trabajo de investigación intitulado:

EVALUACIÓN COMPARATIVA ENTRE LOS MÉTODOS DETERMINÍSTICO Y ESTADÍSTICO PARA LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO DE LOS EQUIPOS DE PATIO DE LA AMPLIACIÓN DE LA SUBESTACIÓN AMARILIS 138 kV

presentado en ...107..... folios, para la obtención del Grado académico:

()

Título profesional:

Investigación anual:

()

- He citado todas las fuentes empleadas, no he utilizado otra fuente distinta a las declaradas en el presente trabajo.
- Este trabajo de investigación no ha sido presentado con anterioridad ni completa ni parcialmente para la obtención de grado académico o título profesional.
- Comprendo que el trabajo de investigación será público y por lo tanto sujeto a ser revisado electrónicamente para la detección de plagio por el VRIN.
- De encontrarse uso de material intelectual sin el reconocimiento de su fuente o autor, me someto a las sanciones que determinan el proceso disciplinario.

Nuevo Chimbote, 20 de agosto de 2022

Firma:

Nombres y Apellidos: Luis Fernando Gutierrez Cabellos

DNI: 733615393



DECLARACION JURADA DE AUTORÍA

Yo, Quiñones Rodriguez Gianmarco Devi, Bachiller de la E.P de Ingeniería en Energía

Facultad:	Ciencias		Educación		Ingeniería	x
Escuela Profesional:	Ingeniería en Energía					
Departamento Académico:						
Escuela de Posgrado		Maestría			Doctorado	

Programa:

De la Universidad Nacional del Santa; Declaro que el trabajo de investigación intitulado:

EVALUACIÓN COMPARATIVA ENTRE LOS MÉTODOS DETERMINÍSTICO Y ESTADÍSTICO PARA LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO DE LOS EQUIPOS DE PATIO DE LA AMPLIACIÓN DE LA SUBESTACIÓN AMARILIS 138 kV

presentado en ...107..... folios, para la obtención del Grado académico: ()

Título profesional: (x) Investigación anual: ()

- He citado todas las fuentes empleadas, no he utilizado otra fuente distinta a las declaradas en el presente trabajo.
- Este trabajo de investigación no ha sido presentado con anterioridad ni completa ni parcialmente para la obtención de grado académico o título profesional.
- Comprendo que el trabajo de investigación será público y por lo tanto sujeto a ser revisado electrónicamente para la detección de plagio por el VRIN.
- De encontrarse uso de material intelectual sin el reconocimiento de su fuente o autor, me someto a las sanciones que determinan el proceso disciplinario.

Nuevo Chimbote, 20 de agosto de 2022

Firma:

Nombres y Apellidos: Gianmarco Devi Quiñones Rodriguez

DNI: 73079833