



**EVALUACIÓN DE LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO Y DISTANCIAS  
ELÉCTRICAS EN SUBESTACIONES DE 220 KV Y 500 KV EN ALTITUDES ENTRE  
2.500 M.S.N.M Y 5.500 M.S.N.M**

**HERVÍS RAMÓN DIAZ SIERRA  
ROBINSON OCTAVIO NARVÁEZ GÓMEZ**

**UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA  
ESCUELA DE INGENIERÍAS  
ESPECIALIZACIÓN EN TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA  
MEDELLÍN  
2015**



**EVALUACIÓN PARA LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO Y DISTANCIAS  
ELÉCTRICAS EN SUBESTACIONES DE 220 KV Y 500 KV EN ALTITUDES ENTRE  
2.500 M.S.N.M Y 5.500 M.S.N.M**

**HERVÍS RAMÓN DIAZ SIERRA**

**ROBINSON OCTAVIO NARVÁEZ GÓMEZ**

**Trabajo de grado para optar al título de Especialista en Transmisión y Distribución  
de Energía Eléctrica**

**Director**

**JAIME ALBERTO BLANDÓN DÍAZ**

**Especialista en Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica**

**UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA**

**ESCUELA DE INGENIERÍAS**

**ESPECIALIZACIÓN EN TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA**

**MEDELLÍN**

**2015**

**NOTA DE ACEPTACIÓN**

---

---

---

---

---

Firma  
Nombre:  
Presidente del Jurado

---

Firma  
Nombre:  
Jurado

---

Firma  
Nombre:  
Jurado

**Medellín, 19 de Agosto de 2.015**

## **AGRADECIMIENTOS**

A Ingeniería Especializada S.A., por su apoyo y confianza para el desarrollo de este trabajo de grado.

## TABLA DE CONTENIDO

1	CONSULTA BIBLIOGRÁFICA .....	17
1.1	CORRECCIÓN POR ALTITUD DE LA NORMA IEC 60071-2, DE 1996.....	17
1.2	CORRECCIÓN POR ALTITUD SEGÚN LA NORMA IEC 60060-1, DE 2010 ....	19
1.3	CIGRE BROCHURE N° 158-2000 - POLLUTED INSULATORS: A REVIEW OF CURRENT KNOWLEDGE.....	25
1.4	IEC 60071-1 -2006 – COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO – PARTE 1: DEFINICIONES, PRINCIPIOS Y REGLAS.....	26
1.5	IEC 60071-2 -1996 – COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO – PARTE 2: GUÍA DE APLICACIÓN .....	27
1.6	IEC 60071-4-2004 – COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO – PARTE 4: GUÍA DE CÁLCULO PARA LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO Y MODELAMIENTO DE REDES ELÉCTRICAS .....	28
1.7	IEEE STD 1313.1 1996(R2002) - IEEE ESTÁNDAR PARA LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO –DEFINICIONES, PRINCIPIOS Y REGLAS .....	28
1.8	IEEE STD 1313.2 1999 - IEEE GUÍA PARA LA APLICACIÓN DE LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO .....	28
1.9	IEEE STD 4 2013 - IEEE ESTÁNDAR PARA LAS TÉCNICAS DE ALTA TENSIÓN DE PRUEBA.....	29
1.10	FACTOR DE CORRECCIÓN ATMOSFÉRICA PARA LA TENSIÓN DE RUPTURA DE IMPULSO [2].....	29
1.11	LAS INCERTIDUMBRES EN LA APLICACIÓN DE CORRECCIONES ATMOSFÉRICAS Y ALTITUD RECOMENDADAS EN LOS ESTÁNDARES IEC [3] ....	30
1.12	OPTIMIZACIÓN DE AISLAMIENTO EN UN PROYECTO E.T. 220 KV A ELEVADAS ALTITUDES [4].....	32
1.13	CONCLUSIONES DE LA REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA SOBRE COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO .....	33
2	PARÁMETROS PARA LA EVALUACIÓN DE COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO EN SUBESTACIONES DE ALTA TENSIÓN .....	35
2.1	TOPOLOGÍA DE LA INSTALACIÓN.....	35
2.2	CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA ELÉCTRICO .....	35
2.3	CRITERIOS DE DISEÑO APLICABLES .....	35
3	COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO PARA SUBESTACIONES DE ALTA TENSIÓN	38
3.1	COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO BASADA EN IEC.....	38
4	APLICACIÓN DE LA NORMA PARA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO PARA RANGO I.....	44

4.1	SUBESTACIÓN A 2500 M.S.N.M. ....	44
4.1.1	SUBESTACIÓN SIN DESCARGADORES DE SOBRETENSIONES .....	44
4.1.2	SUBESTACIÓN CON DESCARGADORES DE SOBRETENSIONES .....	47
4.2	SUBESTACIÓN A 4000 M.S.N.M. ....	51
4.2.1	SUBESTACIÓN SIN DESCARGADORES DE SOBRETENSIONES .....	51
4.2.2	SUBESTACIÓN CON DESCARGADORES DE SOBRETENSIONES .....	54
4.3	SUBESTACIÓN A 5500 M.S.N.M. ....	58
4.3.1	SUBESTACIÓN SIN DESCARGADORES DE SOBRETENSIONES .....	58
4.3.2	SUBESTACIÓN CON DESCARGADORES DE SOBRETENSIONES .....	61
4.4	RESUMEN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS PARA EL RANGO I .....	64
5	APLICACIÓN DE LA NORMA PARA COORDINACION DE AISLAMIENTO PARA RANGO II.....	66
5.1	SUBESTACIÓN A 2500M.S.N.M. ....	66
5.1.1	SUBESTACIÓN CON DESCARGADORES DE SOBRETENSIONES .....	66
5.2	SUBESTACIÓN A 4000 M.S.N.M. CON DESCARGADORES DE SOBRETENSIONES.....	72
5.3	SUBESTACIÓN A 5500 M.S.N.M. CON DESCARGADORES DE SOBRETENSIONES.....	78
5.4	RESUMEN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS PARA EL RANGO II .....	84
6	DISTANCIAS ELÉCTRICAS .....	85
6.1	DISTANCIAS MÍNIMAS EN AIRE .....	85
6.2	DISTANCIAS ELÉCTRICAS MÍNIMAS PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE LA SUBESTACIÓN .....	88
6.2.1	SEPARACIÓN DE FASES .....	88
6.2.2	ANCHO DE BARRAS .....	89
6.2.3	ANCHO DE CAMPO .....	89
6.2.4	TEMPLAS SUPERIORES A LO LARGO DEL CAMPO .....	89
6.2.5	ESTRUCTURA ADYACENTE A LOS EQUIPOS DE PATIO.....	90
6.2.6	ALTURA DE CONEXIONES.....	91
6.3	DISTANCIAS ADOPTADAS PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE LA SUBESTACIÓN EN 220 KV.....	93
6.4	DISTANCIAS ADOPTADAS PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE LA SUBESTACIÓN EN 550 KV .....	95
7	SELECCIÓN DE PARARRAYOS (DESCARGADORES DE SOBRETENSIÓN) .....	98
7.1	DESCARGADORES DE SOBRETENSIÓN 220 KV .....	98

7.1.1	TENSIÓN DE OPERACIÓN CONTINUA (COV) .....	98
7.1.2	TENSIÓN ASIGNADA .....	98
7.1.3	CORRIENTE NOMINAL DE DESCARGA.....	99
7.1.4	CLASE DE DESCARGA DE LÍNEA – ENERGÍA POR MANIOBRA.....	100
7.1.5	REQUERIMIENTO ENERGÉTICO POR DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	100
7.1.6	NIVEL DE PROTECCIÓN AL IMPULSO TIPO MANIOBRA Y RAYO .....	100
7.2	DESCARGADORES DE SOBRETENSIÓN 500 KV .....	101
7.2.1	TENSIÓN DE OPERACIÓN CONTINUA (COV) .....	101
7.2.2	TENSIÓN ASIGNADA .....	101
7.2.3	CORRIENTE NOMINAL DE DESCARGA.....	102
7.2.4	CLASE DE DESCARGA DE LÍNEA – ENERGÍA POR MANIOBRA.....	102
7.2.5	REQUERIMIENTO ENERGÉTICO POR DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	103
7.2.6	NIVEL DE PROTECCIÓN AL IMPULSO TIPO MANIOBRA Y RAYO .....	103
8	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	104
8.1.1	ALTITUDES HASTA 5500 M.S.N.M. ....	104
8.1.2	ALTITUDES MAYORES A 6000 M.S.N.M. ....	105
8.1.3	CORRECCIÓN PARA LÍNEA DE FUGA POR ALTITUD .....	107
9	BIBLIOGRAFÍA .....	108

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1	– Valor de “k” para evaluación de parámetro “g” .....	21
Tabla 2	– Valores de los exponentes “m” para la corrección por densidad del aire y “w” para la corrección por humedad, como función del parámetro “g” .....	22
Tabla 3	– Parámetros Subestación .....	35
Tabla 4	– Criterios recomendados para el cálculo de la coordinación de aislamiento a 220 kV y 500 kV .....	36
Tabla 5	– Resumen de las tensiones soportadas requeridas 2500 m.s.n.m., sin descargadores.....	46
Tabla 6	– Resumen de las tensiones soportadas requeridas 2500 m.s.n.m. con descargadores.....	49
Tabla 7	– Resumen de las tensiones soportadas requeridas 4000 m.s.n.m., sin descargadores.....	53
Tabla 8.	Resumen de las tensiones soportadas requeridas 4000 m.s.n.m., con descargadores.....	56

Tabla 9 – Resumen de las tensiones soportadas requeridas 5500 m.s.n.m., sin descargadores.....	60
Tabla 10 – Resumen de las tensiones soportadas requeridas 5500 m.s.n.m., con descargadores.....	63
Tabla 11 – Resumen de las tensiones soportadas sin descargadores.....	64
Tabla 12 – Resumen de las tensiones soportadas con descargadores.....	65
Tabla 13 – Resumen de las tensiones soportadas requeridas para el aislamiento externo .....	70
Tabla 14 – Resumen de las tensiones soportadas requeridas para el aislamiento interno.....	70
Tabla 15 – Resumen de las tensiones soportadas requeridas para el aislamiento externo .....	76
Tabla 16 – Resumen de las tensiones soportadas requeridas para el aislamiento interno.....	77
Tabla 17 – Resumen de las tensiones soportadas requeridas para el aislamiento externo .....	82
Tabla 18 – Resumen de las tensiones soportadas requeridas para el aislamiento interno.....	83
Tabla 19 – Resumen de las tensiones soportadas con descargadores.....	84
Tabla 20 – Correlación entre el nivel soportado al impulso tipo rayo y las distancias mínimas en el aire .....	85
Tabla 21 – Correlación entre el nivel soportado al impulso tipo maniobra y las distancias mínimas fase – tierra en el aire.....	86
Tabla 22 – Correlación entre el nivel soportado al impulso tipo maniobra y las distancias mínimas fase-fase en el aire.....	86
Tabla 23 – Distancias mínimas 550kV .....	87
Tabla 24 – Distancias mínimas 245kV .....	87
Tabla 25 – Distancias para el dimensionamiento de la subestación 220 kV 2500 m.s.n.m. ....	93
Tabla 26 – Distancias para el dimensionamiento de la subestación 220 kV 4000 m.s.n.m. ....	94
Tabla 27 – Distancias para el dimensionamiento de la subestación 220 kV 5500 m.s.n.m. ....	95
Tabla 28 – Distancias para el dimensionamiento de la subestación 550 kV 2500 m.s.n.m. ....	95
Tabla 29 – Distancias para el dimensionamiento de la subestación 550 kV 4000 m.s.n.m. ....	96
Tabla 30 – Corriente nominal de descarga según IEC 60099-4 .....	100
Tabla 31 – Selección de clase de descarga de línea por nivel de tensión IEC 60099-5. ....	100
Tabla 32 – Corriente nominal de descarga según IEC 60099-4 .....	102

### LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Relación entre el exponente “m” y la tensión soportada a impulsos tipo maniobra, para coordinación de aislamientos .....	18
Figura 2 – Valor del parámetro “k” en función de la relación entre la humedad absoluta $h$ y la densidad relativa del aire $\delta$ .....	22
Figura 3 – Valores del exponente “m” para la corrección por densidad del aire como función del parámetro “g” .....	23
Figura 4 – Valores del exponente “w” para la corrección por humedad en función del parámetro “g” .....	23
Figura 5 – Factores de corrección por altitud, según las normas IEC 60071-2 e IEC 60060-1 .....	24
Figura 6 – Corrección de la línea de fuga vs. Altitud, para diferentes grados de contaminación ambiental, de acuerdo con la recomendación CIGRE del Boletín Técnico N° 158 del 2000.....	26
Figura 7 – Paso 1, determinación de las sobretensiones representativas (U <sub>rp</sub> ) .....	39
Figura 8 – Paso 2, determinación de las tensiones de soportabilidad para coordinación (U <sub>cw</sub> ) .....	40
Figura 9 – Paso 3, determinación de las tensiones de soportabilidad requeridas (U <sub>rw</sub> )... ..	42
Figura 10 – Paso 4, determinación de las tensiones de soportabilidad normalizadas a rango I .....	43
Figura 11 – Paso 4, determinación de las tensiones de soportabilidad normalizadas a rango II .....	43
Figura 12 – Rango del movimiento de conductores flexibles durante cortocircuitos.....	89
Figura 13 – Ancho de campo determinado por las templas superiores .....	90
Figura 14 – Ancho de campo determinado por la estructura adyacente a los equipos.....	91
Figura 15 – Niveles de conexión de equipos y barrajes .....	92
Figura 16 – Curvas de soportabilidad a frecuencia industrial para descargadores de sobretensiones .....	99
Figura 17 – Curvas de soportabilidad a frecuencia industrial para descargadores de sobretensiones .....	101
Figura 18 – Ley de Pashen para el aire, el nitrógeno y el SF <sub>6</sub> [6] .....	106
Figura 19 – Ángulo de contacto en función de la presión atmosférica, después de 600 minutos de exposición a la corona en condiciones de baja presión [7]. .....	107

## GLOSARIO

**ALTURA SOBRE EL NIVEL DEL MAR (H.S.N.M):** Distancia vertical a un origen determinado, la cual considera como nivel cero el nivel del mar y es utilizada en geografía para referenciar un punto cualquiera de la Tierra.

**COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS:** Consiste en definir la soportabilidad que debe tener el aislamiento de los equipos de patio de una subestación, con el fin de que ésta tenga un desempeño adecuado frente a las sobretensiones que se pueden presentar (frecuencia industrial, sobretensiones por maniobra y descargas atmosféricas)

**CORRIENTE DE DESCARGA DE UN PARARRAYOS:** La corriente de impulso que fluye a través del pararrayos después de presentarse la sobretensión.

**CORRIENTE NOMINAL DE DESCARGA DE UN PARARRAYOS:** El valor pico de corriente de descarga, que tiene una forma  $8 \times 20 \mu\text{s}$ , el cual es usado para clasificar un pararrayos.

**FACTOR DE CORRECCIÓN POR ALTITUD (Ka):** Factor a ser aplicado a la tensión no disruptiva de coordinación para dar cuenta de la diferencia en rigidez dieléctrica ente la presión media que corresponde a la altitud en el servicio y la presión de referencia estándar.

**FACTOR DE PROTECCIÓN DE UN PARARRAYOS:** Es la relación entre el nivel de aislamiento del equipo y el nivel de protección del pararrayos.

**FACTORES DE SEGURIDAD:** Son la relación entre las tensiones soportadas con impulsos tipo maniobra o atmosféricas y las tensiones máximas encontradas.

**IMPULSO:** Una onda unidireccional de tensión o corriente que sin una oscilación apreciable se eleva rápidamente a un valor máximo y cae, usualmente menos rápido, a cero.

**IMPULSO TIPO ATMOSFÉRICO:** Un impulso de tensión que tiene una forma designada de  $1,2 \times 50 \mu\text{s}$ .

**IMPULSO TIPO MANIOBRA:** Un impulso de tensión que tiene un frente de 30  $\mu$ s.

**NIVEL DE AISLAMIENTO NOMINAL:** Para equipo con tensión máxima de diseño no mayor a 245 kV el nivel de aislamiento nominal es la tensión soportada con impulso tipo atmosférico y la tensión soportada a frecuencia industrial. Para sistemas con tensiones de 254 kV y mayores el nivel de aislamiento es dado por la tensión soportada al impulso de maniobra y por la tensión soportada al impulso atmosférico.

**NIVEL DE PROTECCIÓN DE LOS PARARRAYOS:** Es el valor máximo de tensión pico que no se puede exceder en los terminales de un pararrayos cuando sobretensiones o impulsos tipo maniobra o atmosféricos, de forma y valores nominales, son aplicados bajo condicione específicas.

**DISPOSITIVO LIMITADOR D SOBRETENCIÓN:** Dispositivo que limita los valores pico de las sobretensiones, su duración o ambos. Se clasifican como dispositivos preventivos (por ejemplo, una resistencia de pre-inserción), o como dispositivos de protección (por ejemplo, un descargador de sobretensiones)

**SOBRETENSIÓN:** Cualquier tensión dependiente del tiempo, entre fase y tierra o entre fases cuyo valor pico o valores excedan la soportabilidad máxima de aislamiento del equipo.

**SOBRETENSIÓN DE MANIOBRA:** Sobretensión fase-tierra o fase-fase en un lugar dado del sistema eléctrico que resulte de una operación de maniobra causada por operación de interruptores, cierre o apertura de equipos de compensación, entre otros.

**SOBRETENSIÓN DEBIDA A DESCARGA ATMOSFÉRICA:** Una sobretensión fase-tierra o fase-fase en un lugar dado del sistema que resulte de una descarga atmosférica.

**SOBRETENSIÓN TEMPORAL:** Una tensión oscilatoria fase-tierra o fase-fase en un lugar dado del sistema eléctrico que resulta generalmente de una falla, rechazos de carga, entre otros.

**TENSIÓN MÁXIMA DE DISEÑO ( $U_m$ ):** Es la tensión eficaz más alta para la cual el equipo está diseñado con respecto a su aislamiento.

**TENSIÓN MÁXIMA DEL SISTEMA:** Es la máxima tensión eficaz fase – fase que se puede presentar durante operación normal en cualquier momento y en cualquier punto del sistema.

**TENSIÓN NOMINAL DEL SISTEMA (Un):** Es la tensión eficaz fase-fase para la cual el sistema es diseñado.

**TENSIÓN NOMINAL DEL PARARRAYOS:** El valor máximo de tensión a frecuencia industrial entre los terminales del pararrayos para el cual está diseñado para operar correctamente.

**TENSIÓN SOPORTABILIDAD AL IMPULSO TIPO ATMOSFÉRICO (BIL O LIWL):** Es el valor pico de tensión soportada al impulso atmosférico el cual caracteriza el aislamiento del equipo en lo que se refiere a pruebas. Esta tensión se especifica solamente en seco, ya que la soportabilidad de los equipos a estos impulsos, de manera muy general, es poco afectada por la lluvia.

**TENSIÓN SOPORTADA A FRECUENCIA INDUSTRIAL:** Es el valor de tensión eficaz a frecuencia industrial (60 Hz) que el equipo debe soportar durante pruebas efectuadas bajo condiciones específicas y por un tiempo que usualmente no sobrepasa 1 min. Esta tensión deberá ser especificada entre las partes energizadas y tierra y entre terminales del equipo.

**TENSIÓN RESIDUAL DE UN PARARRAYOS:** La tensión que aparece entre los terminales de un pararrayos cuando circula la corriente de descarga.

**TENSIÓN SOPORTADA AL IMPULSO TIPO MANIOBRA (BSL, SIWL):** Es el valor pico de tensión soportada al impulso tipo maniobra el cual caracteriza el aislamiento del equipo en lo que se refiere a pruebas. Esta tensión debe ser especificada en seco y o bajo lluvia, ya que la soportabilidad de los equipos al impulso de maniobra tiende a reducirse bajo una lluvia de elevada precipitación. Normalmente la condición en seco se prueba para impulsos de polaridad positiva y la condición bajo lluvia para impulsos de polaridad negativa.

## SIGLAS

**ATP:** (Alternative Transients Program). Programa de análisis de fenómenos transitorios.

**BIL:** (Basic Impulse Insulation Level). Nivel básico de aislamiento al impulso.

**BSL:** (Basic Switching Level). Nivel básico de aislamiento al impulso de maniobra.

**CFO:** (Critical Flashover Overvoltage). Voltaje crítico de flameo.

**CIGRÉ:** (Conseil International des Grands Reseaux Électriques). Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas.

**EPRI:** (Electric Power Research Institute). Instituto de Investigación de Potencia Eléctrica.

**GFD, Ng:** (Ground Flash Density). Densidad de descargas a tierra.

**IEC:** (International Electrotechnical Commission). Comisión Electrotécnica Internacional.

**IEEE:** (Institute of Electrical and Electronics Engineers). Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos.

**T:** Nivel cerámico.

## RESUMEN

En el presente documento se presenta una evaluación de la coordinación de aislamiento de subestación de 220 kV y 500 kV que operan a altitudes entre 2.500 m.s.n.m y 5500 m.s.n.m teniendo en cuenta las normativas IEC. Como referencia para el desarrollo de este trabajo, se considerará la geografía peruana, en donde actualmente se están desarrollando proyectos de infraestructura eléctrica en alturas superiores a los 2.500 m.s.n.m. y por lo cual se ha venido observando la influencia de la altura en los diseños de subestaciones eléctricas.

Inicialmente se realizó la recolección y estudios de varios artículos técnicos que permitieran establecer una panorámica general de la metodología empleada actualmente para la corrección por altura en la coordinación de aislamiento para subestaciones aisladas en aire

Utilizando la metodología para la coordinación de aislamiento basada en la norma IEC, se aplicó para un tipo de subestación eléctrica y a varios niveles de altura sobre el nivel del mar entre 2.500 y 5.500 m.s.n.m. para observar la influencia de la altura en el comportamiento del aislamiento en el aire y las dimensiones de esta subestación.

**Palabras clave:** Aislamiento; Sobretensión; Distancias Eléctricas; Tensión Máxima de Operación; Factor de Corrección por Altura.

## INTRODUCCIÓN

Cuando se realizan estudios de coordinación de aislamiento para subestaciones eléctricas de alta y extra alta tensión en sitios con alturas superiores a 2500 m.s.n.m, se presentan varios fenómenos entre los cuales se destacan el acortamiento de la vida útil y sobrecostos en el dimensionamiento de equipos.

La Norma IEC 60060-1 Técnicas de ensayo de alta tensión, en su versión del año 2010, establece las condiciones atmosféricas de ensayo de referencia y los factores de corrección por densidad del aire y humedad para los resultados de ensayos realizados a condiciones atmosféricas diferentes a las condiciones atmosféricas de referencia, teniendo en cuenta los últimos hallazgos en cuanto cambios en los voltajes soportados por los aislamientos en condiciones de altitudes extremas. La norma de coordinación de aislamiento (IEC 60071) y la norma de selección de aisladores en condiciones de polución (IEC 60815), así como las demás normas de equipos (IEC 60076, IEC 62271, etc.) aún no han incorporado las correcciones por altitud y humedad como las prescribe la norma IEC 60060 de 2010, aunque las versiones anteriores de esta última norma fueron el fundamento de las correcciones ambientales de las demás normas.

En este documento se describe el procedimiento recomendado para la coordinación de aislamientos para instalaciones de 220 kV y 500 kV, para instalaciones ubicadas entre 2500 m.s.n.m. y 5500 m.s.n.m. Los cálculos fueron realizados siguiendo el procedimiento de la norma IEC 60071-2.

Las normas IEEE Std 1313.1, IEEE Std 1313.2 e IEEE Std 4 son las normas de coordinación de aislamiento y pruebas de alta tensión utilizadas en los Estados Unidos de Norteamérica. Aunque en el pasado han existido diferencias menores entre la práctica norteamericana y la práctica internacional, el proceso de armonización en la década pasada ha unificado los criterios entre las prácticas norteamericanas y las prácticas IEC. Las normas IEEE vigentes contienen algunos detalles diferentes en los procedimientos de coordinación de aislamiento, pero para los voltajes soportados y las correcciones ambientales se han unificado con las prácticas IEC.

## CONSIDERACIONES GENERALES

### ✓ DIAGRAMA CONCEPTUAL

Para el desarrollo de este trabajo de grado, se realizó un análisis riguroso de los diferentes aspectos más relevantes que se deben tener en cuenta para presentar una nueva propuesta de evaluación de coordinación de aislamiento de subestaciones de alta tensión en altitudes elevadas (mayores a 1000 m.s.n.m).

En la Figura 1 se presenta un diagrama conceptual para el desarrollo de este trabajo de grado, el cual se fundamenta en tres aspectos fundamentales:

1. Consulta bibliográfica.
2. Desempeño de aislamiento.
3. Criterios para la coordinación de aislamiento.



# 1 CONSULTA BIBLIOGRÁFICA

Se realizó la recolección y estudios de varios artículos técnicos que permitieran establecer una panorámica general de la metodología empleada actualmente para la corrección por altura en la coordinación de aislamiento para subestaciones aisladas en aire.

En esta sección se hace una breve sinopsis y análisis de las referencias bibliográficas consultadas más importantes y relevantes para el desarrollo de este trabajo de grado.

## 1.1 CORRECCIÓN POR ALTITUD DE LA NORMA IEC 60071-2, DE 1996

La norma IEC 60071-2 establece que las condiciones para la corrección por altitud, establecidas en la norma IEC 60060-1, están basadas en medidas realizadas hasta altitudes de 2000 m.s.n.m. En esta misma norma se establecen las siguientes recomendaciones adicionales:

- a) Para distancias en aire y aisladores limpios, la corrección debe realizarse para los voltajes soportados ante sobretensiones originadas por maniobras y por impulsos atmosféricos. Para los aisladores que requieren una prueba de polución, también es necesaria una corrección para el voltaje de larga duración soportado a la frecuencia industrial.
- b) Para la aplicación del factor de corrección atmosférico, se puede asumir que los efectos de la temperatura ambiente y la humedad tienden a cancelarse entre sí. Por lo tanto, para los propósitos de la coordinación de aislamiento, solo se debe tener en cuenta la presión atmosférica correspondiente a la altitud del sitio tanto para aisladores secos como húmedos. La norma anota que esta suposición puede considerarse correcta para formas de aisladores para los cuales la lluvia no reduce de manera sustancial el voltaje soportado.

La norma IEC 60071-1 recomienda realizar la siguiente corrección:

$$K_a = e^{m\left(\frac{H}{815}\right)} \quad (1)$$

Dónde:

$K_a$ : Factor de corrección pro altitud

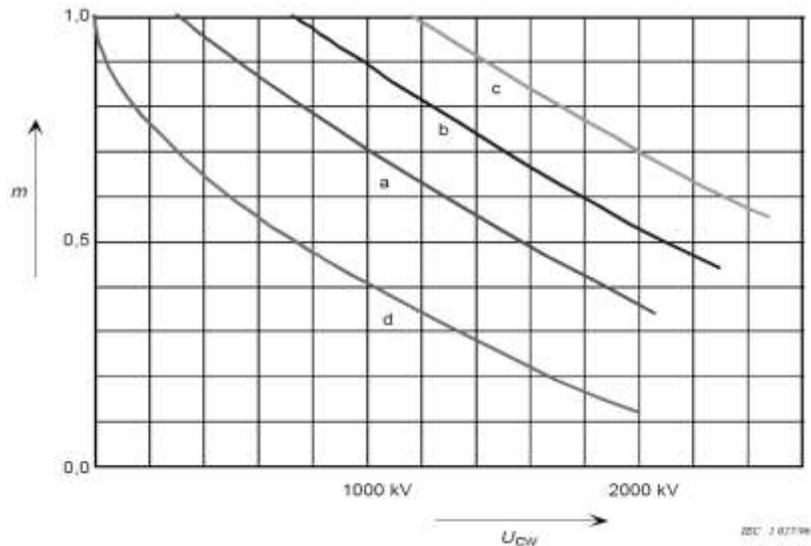
H: Altitud sobre el nivel del mar del sitio, en metros

m: Coeficiente exponencial de corrección

El valor de m depende del tipo y duración del voltaje considerado siendo:

$$m = \begin{cases} 1,0, & \text{impulsos tipo rayo} \\ \text{segun Figura 1,} & \text{para impulsos de maniobra} \\ 1,0, & \text{para voltajes de corta duración a frecuencia industrial} \end{cases} \quad (2)$$

El valor recomendado por la norma en el caso de aisladores contaminados es tentativo. Para pruebas de larga duración, y, si se requiere, para voltajes soportados de corta duración a la frecuencia industrial, m puede ser tan bajo como 0,5 para aisladores con perfil normal y tan alto como 0,8 para aisladores con perfil antiniebla.



**Figura 1 – Relación entre el exponente “m” y la tensión soportada a impulsos tipo maniobra, para coordinación de aislamientos**

Dónde:

a: Aislamiento fase – tierra

b: Aislamiento longitudinal

c: Aislamiento fase – fase

d: Espaciamiento varilla – plano (espaciamiento de referencia)

m: Exponente para corrección por altitud

$U_{cw}$ : Tensión soportable para coordinación

## 1.2 CORRECCIÓN POR ALTITUD SEGÚN LA NORMA IEC 60060-1, DE 2010

Esta norma define los términos utilizados en los procesos de ensayos de alta tensión, y los requisitos que deben cumplir dichos ensayos.

La norma IEC 60060-1 se aplica a ensayos dieléctricos de tensión en corriente continua, ensayos dieléctricos de tensión en corriente alterna, ensayos dieléctricos de tensión a impulso y ensayos dieléctricos combinación de los anteriores, cuya tensión máxima de material  $U_m$  sea superior a 1 kV.

La principal modificación que introduce la edición del 2010 de la norma, en relación con la corrección por diferencias en las condiciones atmosféricas es un cambio sustancial en el procedimiento para determinar el factor de corrección por altitud a los resultados de los ensayos realizados.

Las condiciones normalizadas de prueba, definidas por la norma son:

Temperatura ( $t_0$ )	20 °C
Presión absoluta ( $p_0$ )	101,3 kPa
Humedad absoluta ( $h_0$ ):	11 g/m <sup>3</sup>

La tensión corregida para las condiciones normalizadas de prueba está dada por la ecuación

$$U_o = \frac{U_p}{K_t} \quad (3)$$

En dónde:

$U_o$ : Tensión de descarga disruptiva a condiciones normalizadas de prueba

$U_p$ : Tensión de descarga disruptiva a las condiciones reales de prueba

$K_t$ : Factor de corrección atmosférico

$$K_t = k_1 \cdot k_2 \quad (4)$$

En dónde:

$k_1$ : Factor de corrección por densidad del aire

$k_2$ : Factor de corrección por humedad

$$k_1 = \delta^m \quad (5)$$

En dónde:

$\delta$ : Densidad relativa del aire

$m$ : Exponente variable, dependiendo de condiciones

$$\delta = \frac{p_p}{p_o} \cdot \frac{273 + t_o}{273 + t_p} \quad (6)$$

En dónde:

$p_p$ : Presión a las condiciones reales de prueba (kPa)

$p_o$ : Presión a condiciones normalizadas de prueba (101,3 kPa)

$t_o$ : Temperatura a condiciones normalizadas de prueba (20 °C)

$t_p$ : Temperatura a las condiciones reales de prueba (°C)

El valor  $k_2$  está definido por la ecuación

$$k_2 = k^w \quad (7)$$

En dónde:

$k$ : Parámetro adimensional, dependiente del tipo de ensayo

$w$ : Exponente de corrección por humedad

Al contrario de la norma IEC 60071-2, la norma IEC 60060-1 establece un procedimiento para definir los valores aplicables de “m” y “w”.

En la Figura 3 se indican los coeficientes de “m” para distintos valores del parámetro “g”, el cual está definido por:

$$g = \frac{U_{50}}{500 \cdot L \cdot \delta \cdot k} \quad (8)$$

En dónde:

$U_{50}$ : Valor de cresta en kV de la tensión disruptiva con 50% de probabilidad de ocurrencia a las condiciones atmosféricas reales (1,1  $U_0$ , si no se dispone de  $U_{50}$ )

L: Longitud del camino de descarga, en metros

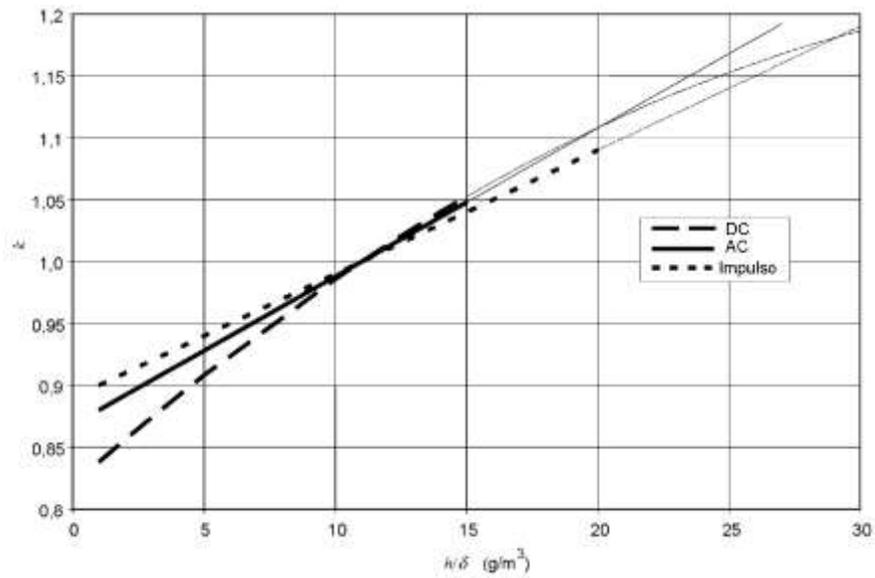
$\delta$ : Densidad relativa del aire

k: parámetro adimensional definido de la siguiente forma, en función del parámetro g:

**Tabla 1 – Valor de “k” para evaluación de parámetro “g”**

TIPO DE ONDA	FÓRMULA	RANGO APLICABLE DE “g”
DC	$k = 1 + 0,014 \times \left(\frac{h}{\delta} - 11\right) - 0,00022 \times \left(\frac{h}{\delta} - 11\right)^2$	para $1 \text{ g/m}^3 < h/\delta < 15 \text{ g/m}^3$
AC	$k = 1 + 0,012 \times \left(\frac{h}{\delta} - 11\right)$	para $1 \text{ g/m}^3 < h/\delta < 15 \text{ g/m}^3$
IMPULSO	$k = 1 + 0,010 \times \left(\frac{h}{\delta} - 11\right)$	para $1 \text{ g/m}^3 < h/\delta < 20 \text{ g/m}^3$

Se debe tener en cuenta, y así lo anota la norma, que se trata de una ecuación con incógnitas implícitas, por lo cual hay que aplicar un método de aproximaciones sucesivas para hallar el valor de “g” aplicable.

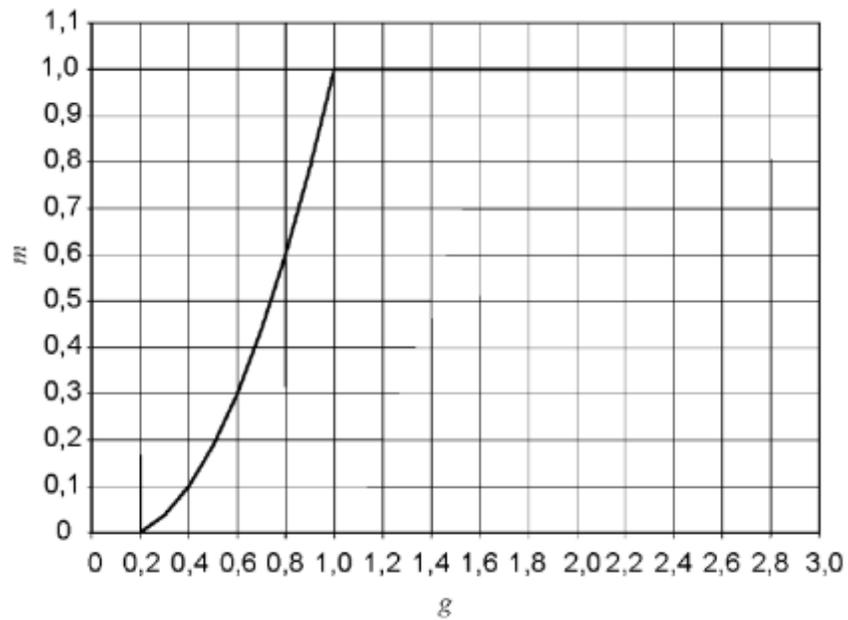


**Figura 2 – Valor del parámetro “k” en función de la relación entre la humedad absoluta  $h$  y la densidad relativa del aire  $\delta$**

**Tabla 2 – Valores de los exponentes “m” para la corrección por densidad del aire y “w” para la corrección por humedad, como función del parámetro “g”**

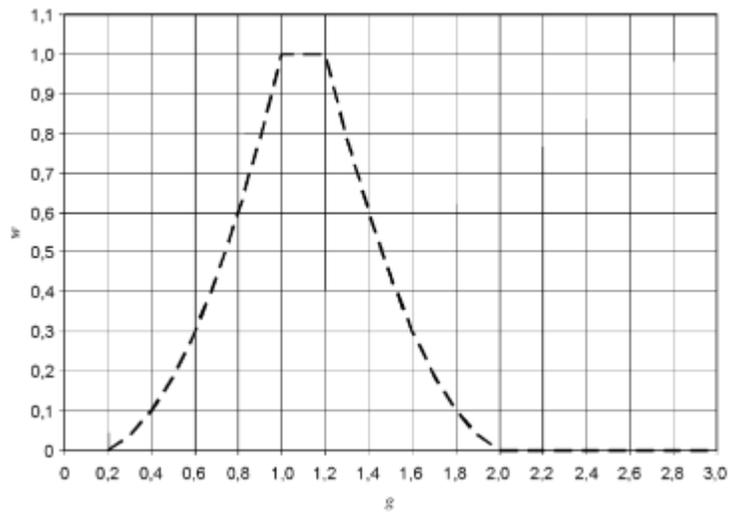
<b>g</b>	<b>m</b>	<b>W</b>
< 0,2	0	0
0,2 a 1,0	$g(g-0,2)/0,8$	$g(g-0,2)/0,8$
1,0 a 1,2	1,0	1,0
1,2 a 2,0	1,0	$(2,2-g)(2,0-g)/0,8$
>2,0	1,0	0

La corrección por humedad no aplica a voltajes  $U_m$  inferiores a 72,5 kV ni a distancias de aislamiento inferiores a 0,5, m.



**Figura 3 – Valores del exponente “m” para la corrección por densidad del aire como función del parámetro “g”**

En la Figura 4 se muestran los valores del exponente “w” en función de parámetro “g”.



**Figura 4 – Valores del exponente “w” para la corrección por humedad en función del parámetro “g”**

La humedad absoluta, se calcula a partir de la humedad relativa, con la siguiente ecuación

$$h = \frac{6,11 \cdot R \cdot e^{\frac{17,6 \cdot t}{243+t}}}{0,4615 \cdot (273 + t)} \quad (9)$$

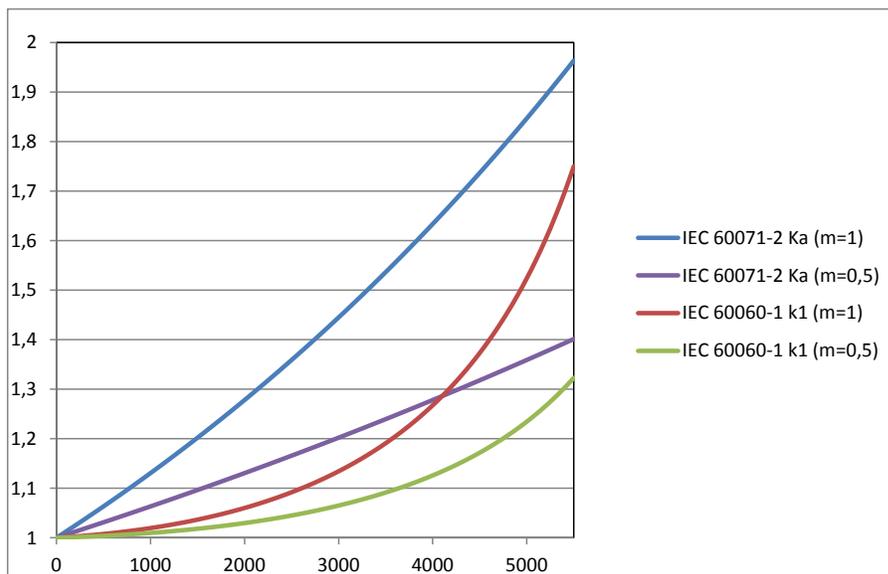
En dónde:

h: Humedad absoluta, en g/m<sup>3</sup>

R: Humedad relativa, en porcentaje

t: Temperatura ambiente, en °C

En la Figura 5 se comparan los factores de corrección según la norma IEC 60071-2 e IEC 60060-1 vigentes.



**Figura 5 – Factores de corrección por altitud, según las normas IEC 60071-2 e IEC 60060-1**

En esta gráfica se puede observar que los factores de corrección propuestos por la norma IEC 60060-1 son menos exigentes que los utilizados hasta ahora en la norma IEC 60071-2, para coordinación de aislamientos. Esto significa que, por lo menos hasta los 5500 m.s.n.m. la corrección por altitud realizada para los voltajes de coordinación no solo son suficientes sino que tal vez son muy conservadores, y se pueden disminuir las especificaciones aplicando los factores de corrección que propone la norma IEC 60060-1.

Los factores de corrección propuestos por la norma IEC 60060-1 están más en concordancia con los resultados obtenidos en numerosos experimentos e investigaciones realizadas en la década pasada, especialmente en relación con la construcción de instalaciones en altitud que han adelantado las empresas chinas en el Tíbet.

### **1.3 CIGRE BROCHURE N° 158-2000 - POLLUTED INSULATORS: A REVIEW OF CURRENT KNOWLEDGE**

Los resultados de los experimentos llevados a cabo para examinar los efectos de la contaminación en condiciones de baja presión apuntan a que la línea de fuga puede corregirse por efecto de la altitud de forma análoga a las distancias de arco.

La referencia [1] propone la siguiente corrección:

$$L = L_0 \delta^m \quad (10)$$

Dónde:

L: Línea de fuga requerida a la altitud de instalación

Lo: Línea de fuga aplicable hasta 1000 m.s.n.m., para la condición de polución en el sitio

$\delta$ : Densidad del aire a la altitud de instalación, calculado de igual forma que en IEC 60060-1

m: Coeficiente exponencial

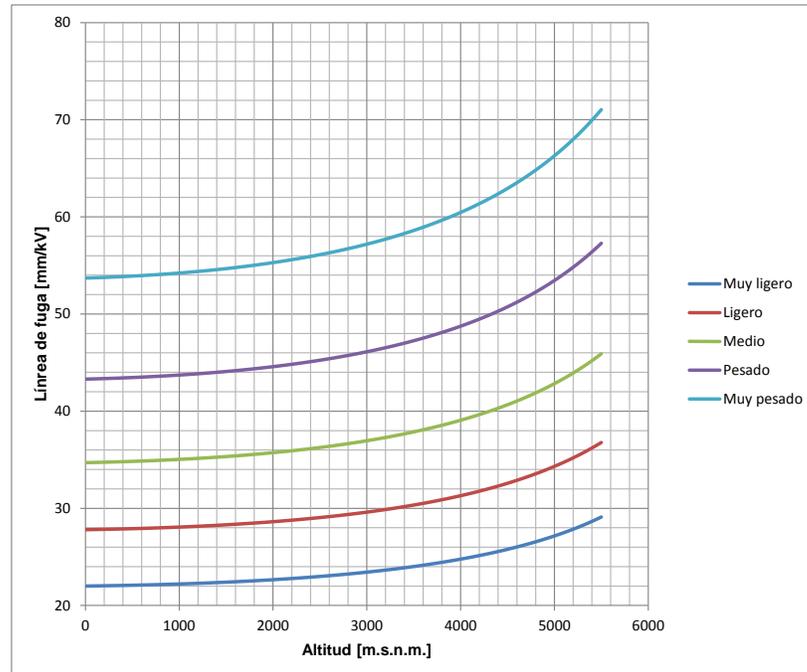
$$m = \begin{cases} 0,5, & AC \\ 0,35, & DC \end{cases} \quad (11)$$

En la práctica, significa que se deben calcular las distancias de arco y la línea de fuga mínima para unas determinadas condiciones de sobre voltaje que debe soportar un aislador, y luego seleccionar el aislador que cumple ambos valores. En algunos casos la selección será realizada por distancia de arco y en otros por línea de fuga.

Este procedimiento mantiene la misma incertidumbre en cuanto a la selección correcta del valor del parámetro “m”, el cual es definitivo en el grado de corrección que se aplica. Los estudios realizados proponen valores diferentes y bastantes disimiles y por lo tanto, discutibles. En ausencia de acuerdo es aconsejable utilizar los valores recomendados por

el informe N° 158 del CIGRE, que de una u otra forma representan el consenso más aceptado.

En la Figura 6 se grafica las líneas de fuga corregida por altitud de acuerdo con el Boletín Técnico CIGRE N° 158 de 2000, para cada uno de los grados de polución tipificados en la Norma IEC 60815-2 contra la altitud.



**Figura 6 – Corrección de la línea de fuga vs. Altitud, para diferentes grados de contaminación ambiental, de acuerdo con la recomendación CIGRE del Boletín Técnico N° 158 del 2000**

#### **1.4 IEC 60071-1 -2006 – COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO – PARTE 1: DEFINICIONES, PRINCIPIOS Y REGLAS**

Esta parte de la norma IEC 60071 aplica a sistemas trifásicos de corriente alterna, con voltajes superiores a 1 kV. Especifica el procedimiento para la selección de los voltajes soportados, entre fase y tierra, entre fases y entre las fases correspondientes de dos partes del sistema que deben estar aisladas entre sí. La norma enumera los voltajes soportados normalizados entre los cuales se debe soportar la tensión.

Aunque los principios de la norma aplican al aislamiento de líneas de transmisión, los valores de voltajes soportados pueden ser diferentes de los voltajes soportados normalizados.

Las condiciones ambientales normalizadas son las mismas de la norma IEC 60060. La norma IEC 60071-1 define el factor de corrección  $K_a$ , para la variación de altitud entre el sitio de instalación y los parámetros de referencia listados para el equipo, pero no indica su procedimiento de cálculo, el cual está incluido en la norma IEC 60071-2.

### **1.5 IEC 60071-2 -1996 – COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO – PARTE 2: GUÍA DE APLICACIÓN**

En esta norma se indica que el valor de corrección por altitud para los voltajes que deben soportar los equipos está dado por la ecuación

$$K_a = e^{m\left(\frac{H}{8150}\right)} \quad (12)$$

Donde

$K_a$ : Factor de corrección por altitud para voltajes soportados por el aislamiento

$m$ : Coeficiente,

$H$ : Altitud de la instalación, en metros sobre el nivel del mar

El valor de “ $m$ ” depende del tipo de forma de onda considerada:  $m=1$ , para voltajes soportados a impulsos tipo rayo y voltajes soportados a frecuencia industrial de corta duración para distancias en aire y aisladores limpios, y el valor de “ $m$ ” debe ser tomado de la Figura 1 para voltajes soportados a impulsos tipo maniobra.

La norma indica que en el caso de las sobretensiones, los efectos de la temperatura ambiente y de la humedad se tienden a cancelar entre sí, por lo cual solo se considera el cambio en la presión. La norma también indica que para las distancias en aire y para aisladores limpios, se debe realizar corrección a los voltajes utilizados para la coordinación de los voltajes soportados al impulso y a la maniobra. Para los aisladores que requieran una prueba de polución, es necesario también corregir el voltaje soportado a la frecuencia industrial de larga duración.

Así mismo, la norma establece que la corrección al voltaje soportado de corta duración a la frecuencia industrial para aisladores con polución es tentativa y puede ser tan baja como 0,5 para aisladores de perfil normal o tan alta como 0,8 para aisladores tipo anti-niebla.

#### **1.6 IEC 60071-4-2004 – COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO – PARTE 4: GUÍA DE CÁLCULO PARA LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO Y MODELAMIENTO DE REDES ELÉCTRICAS**

Este informe técnico brinda una guía para realizar estudios de coordinación de aislamiento para el modelado numérico de sistemas eléctricos y la realización de métodos determinísticos y probabilísticos adaptados para el uso de programas numéricos.

El informe no es relevante para la corrección por altitud, pero es importante pues plantea ejemplos de referencia para evaluar procedimientos de cálculo utilizando programas numéricos.

#### **1.7 IEEE STD 1313.1 1996(R2002) - IEEE ESTÁNDAR PARA LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO –DEFINICIONES, PRINCIPIOS Y REGLAS**

Esta norma es la versión norteamericana de la norma IEC 60071-1.

La norma IEEE 1313.1, para las correcciones por altitud, refiere a la Norma IEEE Std 4. Además, para la coordinación de aislamiento, se asumen condiciones húmedas y solamente se realiza corrección por cambio de la densidad relativa del aire por el cambio de altura, al igual que la norma IEC 60071.

#### **1.8 IEEE STD 1313.2 1999 - IEEE GUÍA PARA LA APLICACIÓN DE LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO**

Esta norma es una guía técnica, con ejemplos, para la aplicación de la coordinación de aislamiento de acuerdo al procedimiento establecido en la norma IEEE 1313.1.

No hace referencia específica a correcciones por altitud.

## **1.9 IEEE STD 4 2013 - IEEE ESTÁNDAR PARA LAS TÉCNICAS DE ALTA TENSIÓN DE PRUEBA**

La Sección 13 de esta norma está dedicada a explicar los factores de corrección por altitud que se deben aplicar a los voltajes soportados por los equipos y sistemas durante pruebas de disrupción eléctrica para convertir los resultados obtenidos a condiciones reales, a los resultados equivalentes a las condiciones normalizadas. Como condiciones normalizadas establece las mismas condiciones de la norma IEC 60060-1.

La norma contempla dos métodos de corrección:

- El Método 1, idéntico al de la norma IEC 60060-1, del año 2010, recomendado para equipo nuevo, y reconocido como de aceptación internacional.
- El Método 2, conservado en la norma por razones históricas, para referirse a medidas de equipos viejos.

El Método 1 está descrito en el resumen de la norma IEC 60060-1, incluido más arriba.

El Método 2 no se describe, por ser un método no aplicable a futuro.

## **1.10 FACTOR DE CORRECCIÓN ATMOSFÉRICA PARA LA TENSIÓN DE RUPTURA DE IMPULSO [2]**

Resumen:

*Para el diseño de sistemas de transmisión de alto voltaje es importante tener datos confiables concernientes al efecto de la densidad del aire y la humedad. Esto también es útil para el modelado de descargas y rayos en regiones montañosas. Este artículo describe una investigación sistemática de laboratorio de los efectos combinados de la humedad y la densidad del gas en la rigidez dieléctrica de un espacio varilla-plano de 0,2 m que es sometido a impulsos de polaridad positiva, utilizando una cámara de pruebas para reproducir las condiciones encontradas comúnmente en tales regiones. Los resultados muestran que hay desviaciones apreciables entre los factores de corrección medidos para la humedad y la densidad del aire, frente a aquellos indicados en las normas IEC de 1973 y 1989 cuando se extrapolan a una densidad de aire baja. El artículo propone la adopción de un procedimiento de*

*corrección radicalmente diferente, fundamentado en la influencia de la densidad y la humedad en la propagación del líder, e incluyendo el efecto de los gradientes altos en la región anódica.*

Los autores del artículo proponen una ecuación para hacer las correcciones al voltaje disruptivo de 50% de probabilidad de ocurrencia, teniendo en cuenta como variables independientes, la densidad relativa del aire  $\delta$  y la humedad absoluta del aire H. Los diferentes componentes de la ecuación son justificados físicamente. La ecuación propuesta es

$$U_{50}(\delta, H) = U_0 - E \left[ (\delta - 1) + \frac{\kappa}{100} \cdot (H - 11) \right] \cdot D \quad (13)$$

Dónde:

U50: Voltaje disruptivo con 50% de probabilidad de ocurrencia

U0: Voltaje disruptivo a condiciones atmosféricas normalizadas

E: Coeficiente, 500 kV/m

$\kappa$ : Coeficiente, 1

D: Distancia de arco

$\delta$ : Densidad relativa del aire

H: Humedad absoluta del aire

a, b, c: Coeficientes calculados empíricamente a partir de resultados de pruebas

Esta ecuación sería aplicable a distancias de arco tipo varilla-plano (D) inferiores a 0,5 m.

### **1.11 LAS INCERTIDUMBRES EN LA APLICACIÓN DE CORRECCIONES ATMOSFÉRICAS Y ALTITUD RECOMENDADAS EN LOS ESTÁNDARES IEC [3]**

Resumen:

*La rigidez dieléctrica del aire es influenciada por la densidad del aire*

*(temperatura y presión) y la humedad. Se deben tener en cuenta estos efectos cuando se diseña o prueban aislamientos externos. Como las condiciones de instalación y las condiciones de pruebas en laboratorio pueden ser diferentes, usualmente es necesario hacer correcciones para las condiciones atmosféricas diferentes. Los ingenieros en las fábricas, laboratorios de prueba de alta tensión y en las empresas de energía siguen los estándares IEC relevantes. Sin embargo, las condiciones atmosféricas influyen la rigidez dieléctrica de una forma compleja. Las soluciones simplificadas y generalizadas pueden causar vacilaciones, sobre todo cuando diferentes normas brindan recomendaciones diferentes sin suficiente aclaración. La intención del artículo es presentar un bosquejo de estos temas que pueden conducir a incertidumbres en la aplicación correcta de varias normas IEC, en relación con las correcciones atmosféricas. Además, se someten a discusión varias proposiciones.*

El artículo plantea que si se examinan diferentes normas, se encontrarán procedimientos diferentes para hacer la corrección atmosférica a los parámetros de desempeño de los aislamientos. El artículo explica el porqué de estas diferencias y plantea recomendaciones para aplicarlas correctamente.

Los estándares revisados son:

- IEC 60060-1, de 1998 – Ensayos de alta tensión
- IEC 60071-2, de 1996 – Coordinación de aislamiento- Definiciones, principios y reglas
- IEC 62271-1, de 2007 – Coordinación de aislamiento- Guía de aplicación
- IEC 60076-1, de 2000 – Transformadores de potencia - General
- IEC 60076-3, de 2000 – Transformadores de potencia – Niveles de aislamiento y distancias eléctricas externas
- IEC 60137, de 2008 – Bujes para equipos de alta tensión
- IEC 60168, de 2001- Aisladores poste

En la discusión final, el aspecto más interesante es la recomendación para adoptar el valor de “m” en las ecuaciones de corrección por altura. A juicio de los autores, el valor de  $m = 1$  es conservador, en el caso de voltajes de corriente alterna. Para distancias de arco de menos de 2 metros, se justifica el uso de  $m = 1$ . Para distancias mayores, recomiendan

utilizar el mismo valor de “m” para impulsos tipo rayo que para impulsos de maniobra. El uso de  $m=0,75$  para todas las sobretensiones de maniobra es conservador; se puede utilizar para EHV, pero para UHV es preferible utilizar los valores recomendados por la norma.

Los autores recomiendan utilizar el factor  $k_c$ , calculado como

$$k_c = \delta^{-m} \quad (14)$$

Donde

$k_c$ : Corrección de la distancia de fuga

$\delta$ : Densidad relativa del aire

$m$ : Exponente,  $m=0,5$  para CA y  $m=0,35$  para CD.

De esta forma, la distancia de fuga corregida por altitud es

$$L = \delta^{-m} \cdot L_o \quad (15)$$

Donde

$L$ : Distancia de fuga, corregida por altitud

$L_o$ : Distancia de fuga, a nivel del mar

### **1.12 OPTIMIZACIÓN DE AISLAMIENTO EN UN PROYECTO E.T. 220 KV A ELEVADAS ALTITUDES [4]**

Este trabajo presenta un criterio de localización de descargadores adicionales en lugares adecuados de la subestación, lo que conduciría a valores más bajos de BIL y en consecuencia a adoptar un equipamiento con niveles menores de aislamiento dentro de los valores indicados en norma.

De esa forma, con esta optimización de diseño se incrementaría la confiabilidad de la subestación en lo que concierne a su comportamiento frente a las sobretensiones ocasionadas por descargas atmosféricas.

Los autores parten de la norma IEC-60071-2, y desarrollan la siguiente ecuación con el objeto de despejar el parámetro  $L$ .

$$U_{cw} = U_{pl} + \left[ \frac{A}{n} \right] x \left[ \frac{L}{L_{sp} + L_a} \right] \quad (16)$$

Aplicando los factores de seguridad Ks y Ka a Ucw y despejando L, se obtiene

$$L = \left[ \left[ \frac{U_{cw}}{K_s x K_a} \right] - U_{pl} \right] x \left[ \left[ \frac{n}{A} \right] x (L_{sp} + L_a) \right] \quad (17)$$

Convenciones,

$U_{cw}$	Tensión soportable de coordinación al impulso atmosférico, kV.
$U_{pl}$	Nivel de protección de la onda tipo rayo del pararrayos (kV).
A	Factor dado en la Tabla F.2 de la norma IEC 60071-2, describe el comportamiento de la línea ante las descargas eléctricas atmosféricas, kV
n	Mínimo número de líneas conectadas a la subestación.
L	Separación equivalente entre el descargador de sobretensiones más cercano y el equipo en consideración, m.
$L_{sp}$	Longitud del vano de las líneas, m.
$L_a$	Sección de línea aérea calculada a partir de una tasa de salida igual a una tasa de falla aceptable, $R_a$ .

Con este desarrollo para condiciones de una elevada altitud (por encima de los 1000 m.s.n.m), se intenta a través de un adecuado posicionamiento de los pararrayos, lograr un nivel de aislamiento externo a sobretensiones atmosféricas que se encuentre normalizado, logrando reducir el sobredimensionamiento de los equipos.

### 1.13 CONCLUSIONES DE LA REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA SOBRE COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO

Los métodos recomendados actualmente por las normas IEC 60071 o IEEE 1313 para realizar la coordinación de aislamiento son aplicables a las instalaciones en altitud, aunque producen resultados muy conservadores.

Si se desean diseños menos exigentes, se puede recurrir al procedimiento recomendado en la norma IEC 60060-1 del 2010 para la corrección por altitud, aunque este método no ha sido incorporado aún en la normatividad de coordinación de aislamiento.

La principal diferencia del método de corrección por altitud de la norma IEC 60060-1 frente a los métodos de las normas de coordinación de aislamiento es el método de cálculo de las variables “m” y “w”, los cuales son más refinados y en consonancia con los hallazgos de experimentos en altitudes cercanas a los valores que sobrepasen los 1000 m.s.n.m.

Como alternativa se presenta el trabajo de optimización del nivel de aislamiento [4], en donde instalando de forma adecuada los pararrayos se podría reducir los niveles de aislamiento, con el objeto de minimizar los efectos de la altura en los equipos de una subestación, este enfoque requiere un mayor consenso y verificación por parte de todos los agentes involucrados en el tema de la coordinación de aislamiento.

## 2 PARÁMETROS PARA LA EVALUACIÓN DE COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO EN SUBESTACIONES DE ALTA TENSIÓN

### 2.1 TOPOLOGÍA DE LA INSTALACIÓN

Para los cálculos de coordinación de aislamiento se tomó como topología típica una configuración interruptor y medio, para una subestación con dos diámetros completos.

### 2.2 CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA ELÉCTRICO

En la Tabla 3 se presentan los parámetros generales considerados para la subestación objeto de este análisis.

**Tabla 3 – Parámetros Subestación**

PARÁMETRO	Valor	
Frecuencia asignada	60 Hz	
Puesta a tierra	Sólido	
Número de fases	3 fases	
Tensión asignada del equipo	245 kV	550 kV
Tensión de operación del sistema	220 kV	500 kV
Corriente de cortocircuito prevista	40 kA	40 kA
Máxima duración admisible del cortocircuito	1 s	1 s
Zona con contaminación (IEC 60815)	muy pesada	
Tiempo normal de aclaración de la falla	100 ms	100 ms
Tiempo de aclaración de la falla en respaldo	300 ms	300 ms
Tiempo muerto del reenganche automático	500 ms	500 ms

Para la subestación se evaluarán los niveles de aislamiento requerido para la condición de altura de 2500 m.s.n.m., 4000 m.s.n.m. y 5500 m.s.n.m.

### 2.3 CRITERIOS DE DISEÑO APLICABLES

El Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES) del Perú, país que por su geografía se utilizará como base para aplicar la metodología sugerida por la normativa IEC, emitió en el año 2013 el Procedimiento 20, en el cual, en el Capítulo 1 del Anexo 1, se establecen los criterios mínimos de diseño de las instalaciones

eléctricas que están conectadas al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), a nivel de Sistema de Transmisión Troncal Nacional (STTN), troncal regional (STTR) y local (STL).

Este procedimiento en cuanto a la coordinación de aislamiento y distancias eléctricas especifica que se debe considerar lo señalado en la norma IEC 60071 y se deben tener en cuenta las experiencias para las condiciones en el Perú. El procedimiento 20 especifica que la línea de fuga debe ser determinada de acuerdo a la norma IEC 60815.

Para los niveles de contaminación este mismo procedimiento hace referencia para alturas por encima de 2500 m, a una zona II, con un nivel de contaminación “Medio”.

Se establecen varios criterios de las condiciones de servicio, los cuales se muestran en las siguientes tablas.

**Tabla 4 – Criterios recomendados para el cálculo de la coordinación de aislamiento a 220 kV y 500 kV**

CRITERIO	UNIDAD	
Norma para el procedimiento		IEC 60071
Factor de falla a tierra	p.u.	< 1,3 sólidamente aterrizados < 1,73 sistemas aislados
Factor por rechazo de carga	p.u.	<1,2 Moderately extended systems <1,5 Extended systems <2,5 Motors or generators on the rejected side
Factor por resonancia o ferorresonancia	p.u.	< 3,0
Factor por energización de transformadores	p.u.	Entre 1,5 y 2,0
Sobretensiones fase-tierra	p.u.	$U_{e2} = 1,2$ a $3,6$
Sobretensiones fase-fase	p.u.	$U_{p2} = 0,64^* U_{e2}$
Sobretensiones por rechazo de carga	p.u.	<2,0
Sobretensiones por corrientes de suicheo capacitivas e inductivas	p.u.	Fase-tierra < 2,0

CRITERIO	UNIDAD	
Sobretensiones por rayo	fallas/ año	Fase-Fase < 3,0 0,7 el voltaje de operación Se toma un valor de 0,017, que corresponde a un fallo del equipo en 60 años de servicio.
Rkm: Tasa de fallas por año del primer kilómetro de línea desde la subestación	fallas/año/km	Típicamente se utiliza 0.03

### 3 COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO PARA SUBESTACIONES DE ALTA TENSIÓN

Este capítulo contiene un resumen para el cálculo de la coordinación de aislamiento al igual que los cálculos referentes a distancias eléctricas, todos estos basados en la norma internacional IEC (Comisión Electrotécnica Internacional). Lo anterior enfocados a subestaciones aisladas en aire que operan entre 2.500 y 5.500 msnm, tomando como base el área geográfica del Perú, en donde se presentan este tipo de situaciones.

#### 3.1 COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO BASADA EN IEC

El procedimiento de coordinación de aislamiento es la determinación de las resistencias dieléctricas de los equipos con relación a los esfuerzos de tensión que se pueden presentar teniendo en cuenta las características de los elementos de protección.

Para la determinación del nivel de aislamiento de los equipos de la subestación se siguió un método determinístico para seleccionar los aislamientos internos (no – autorestaurables) y un método probabilístico simplificado de la norma IEC 60071-2 para establecer los aislamientos externos (autorestaurables).

Los principales pasos para la coordinación de aislamiento son:

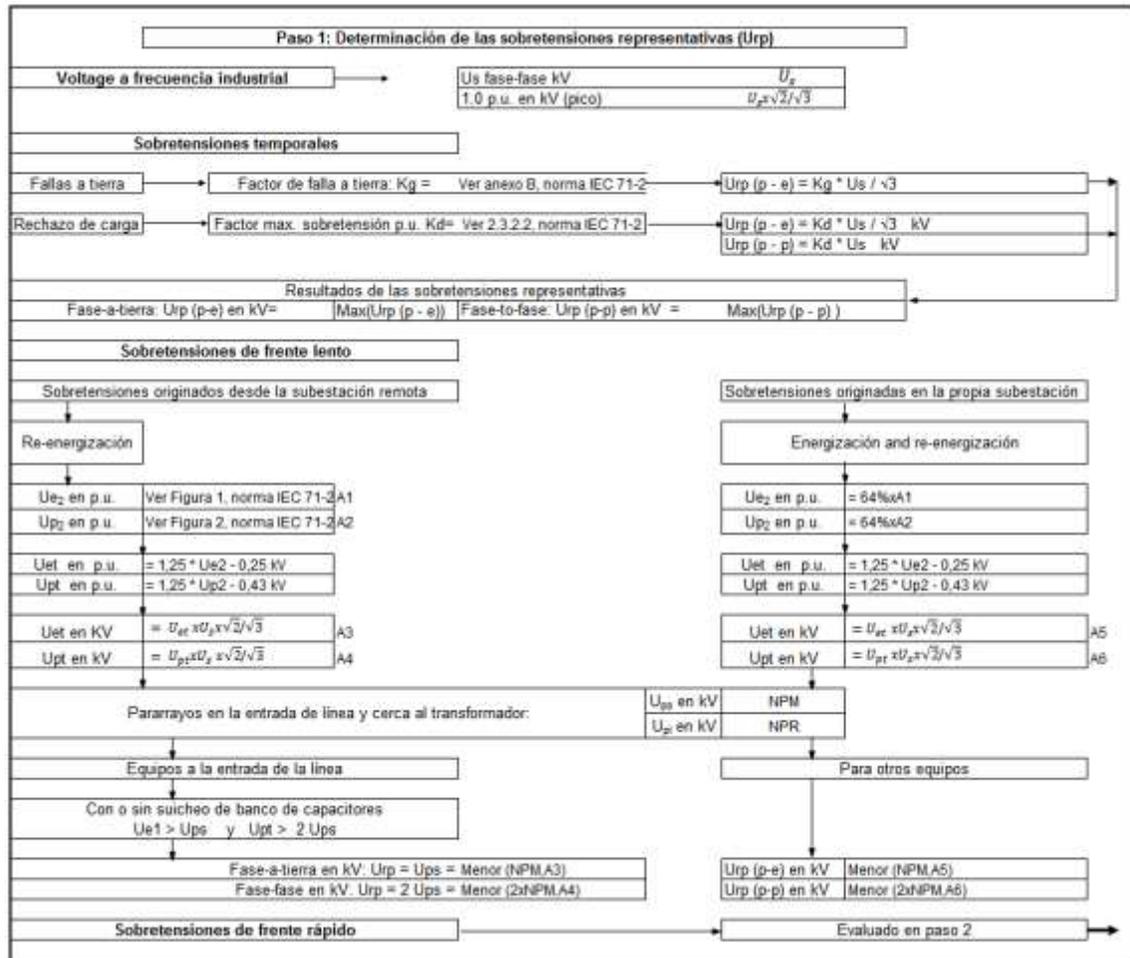
1. Determinación de las sobretensiones representativas ( $U_{rp}$ )
2. Determinación de las tensiones soportables para coordinación ( $U_{cw}$ )
3. Determinación de las tensiones soportables requeridas ( $U_{rw}$ )
4. Determinación de las tensiones soportables normalizadas ( $U_w$ )

Es importante aclarar que la norma IEC 60071-2 define los siguientes tipos de rangos para realizar la coordinación de aislamiento:

**Rango I:** Asociado a tensiones menores o iguales a 245 kV.

**Rango II:** Asociado a tensiones mayores a 500 kV.

A continuación se presenta el procedimiento, a modo de resumen de la coordinación de aislamiento para subestaciones eléctricas:



**Figura 7 – Paso 1, determinación de las sobretensiones representativas (U<sub>rp</sub>)**

Convenciones:

Kg	Factor de falla a tierra (Ver anexo B de la norma IEC 60071-2).
$U_s$	Máxima tensión del sistema, kV.
$U_{rp(p-e)}$	Sobretensión representativa fase a tierra, kV.
$U_{rp(p-p)}$	Sobretensión representativa fase a fase, kV.
U <sub>e2</sub>	Valor de la sobretensión fase a tierra que tiene una probabilidad del 2% de ser excedido (Ver figura 1 de la norma IEC 60071-2), kV.
U <sub>et</sub>	Valor de sesgamiento de la distribución acumulada de las sobretensiones fase a tierra, kV.
U <sub>p2</sub>	Valor de la sobretensión fase a fase que tiene una probabilidad del 2% de ser excedida (Ver figura 2 de

la norma IEC 60071-2), kV.

U<sub>pt</sub>

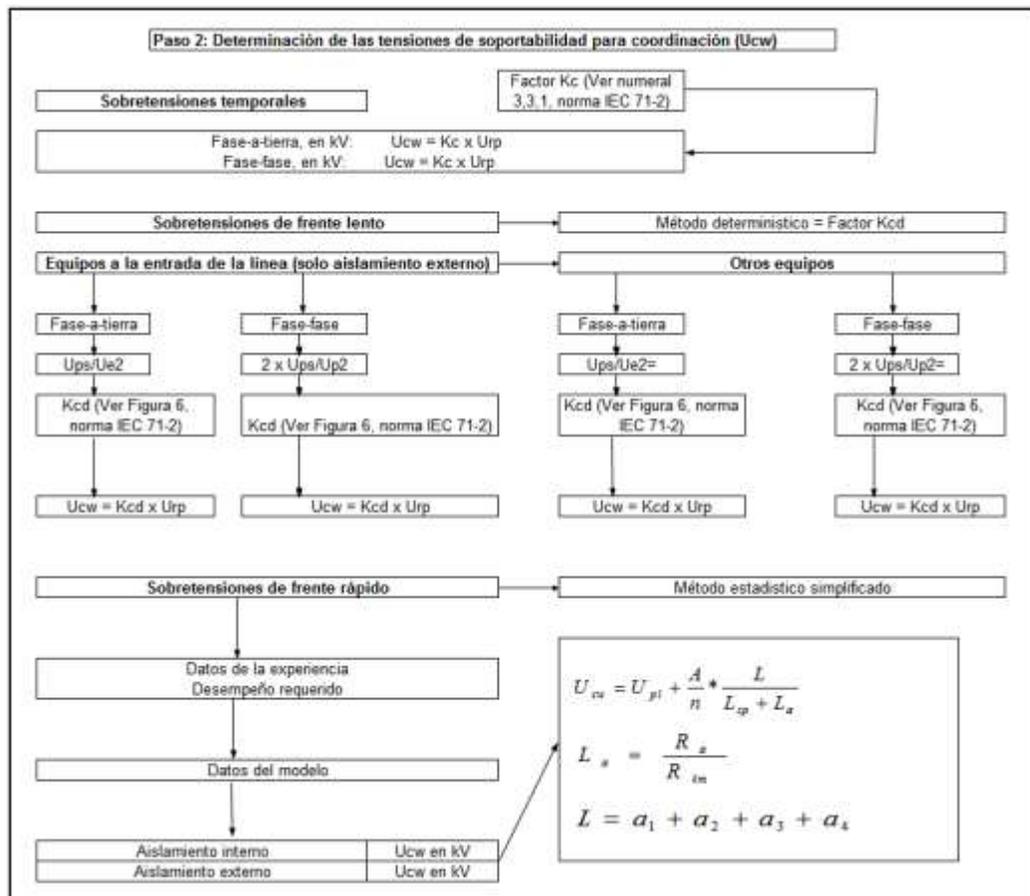
Valor de sesgamiento de la distribución acumulada de las sobretensiones fase a fase, kV.

U<sub>ps</sub>

Nivel de protección al impulso tipo maniobra (NPM) es igual a la máxima tensión residual para impulsos de corrientes de maniobra, kV.

U<sub>pl</sub>

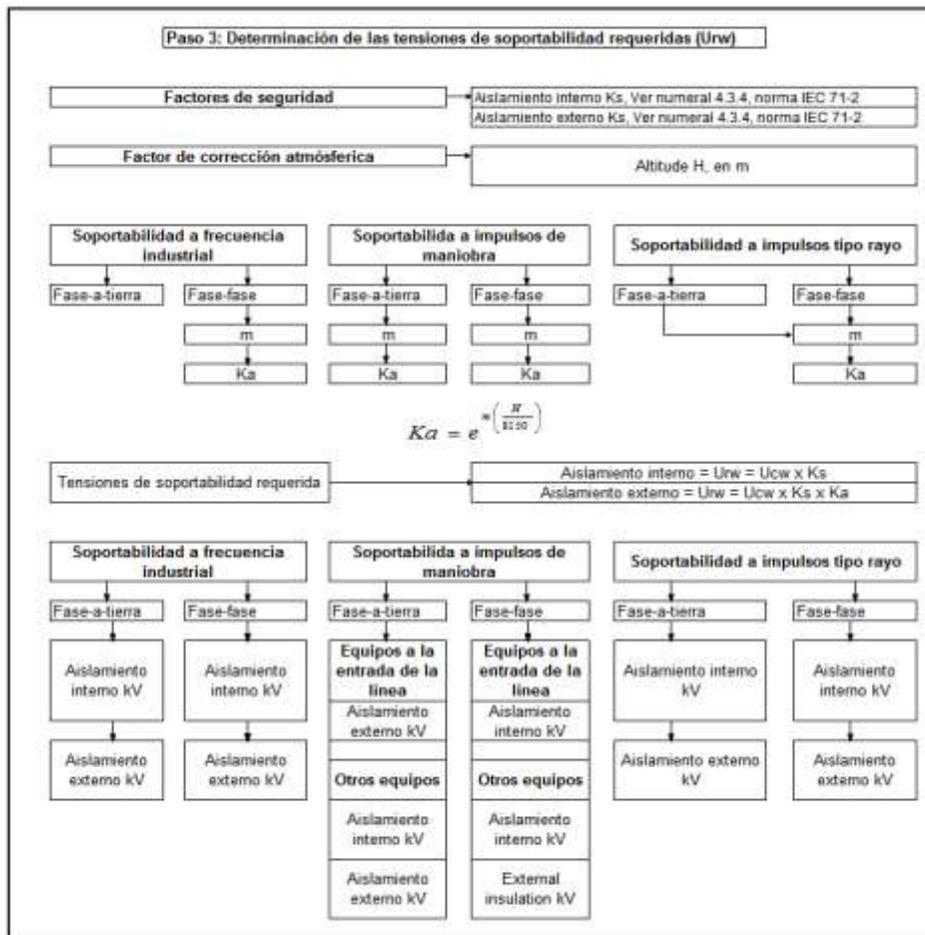
Nivel de protección para el impulso tipo rayo (NPR) es la tensión máxima residual para un impulso atmosférico a la corriente nominal de descarga, 10 KA, kV.



**Figura 8 – Paso 2, determinación de las tensiones de soportabilidad para coordinación (U<sub>cw</sub>)**

## Convenciones,

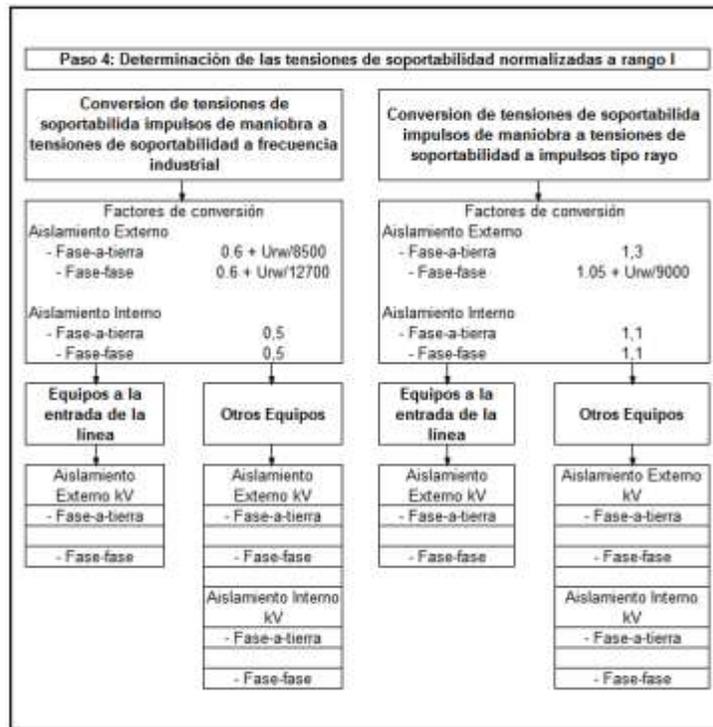
$U_{cw}$	Tensión soportable de coordinación al impulso atmosférico, kV.
$K_c$	Factor de coordinación
$K_d$	Factor máximo de sobretensión
$A$	Factor dado en la Tabla F.2 de la norma IEC 60071-2, describe el comportamiento de la línea ante las descargas eléctricas atmosféricas, kV
$n$	Mínimo número de líneas conectadas a la subestación.
$L$	Separación equivalente entre el descargador de sobretensiones más cercano y el equipo en consideración, m.
$a_1$	Longitud de la conexión del descargador de sobretensiones a la línea, m.
$a_2$	Longitud de la conexión a tierra del descargador de sobretensiones, m.
$a_3$	Longitud del conductor de fase entre el descargador de sobretensiones y el equipo a proteger para el aislamiento interno y para el aislamiento externo, m.
$a_4$	Longitud de la parte activa del descargador de sobretensiones, m.
$L_{sp}$	Longitud del vano de las líneas, m.
$L_a$	Sección de línea aérea calculada a partir de una tasa de salida igual a una tasa de falla aceptable, $R_a$ .
$R_a$	Tasa de falla aceptable para el equipo, 0,0125 fallas/año (1 falla/80 años).
$R_{km}$	Tasa de fallas por año del primer kilómetro de línea desde la subestación, fallas/año-km



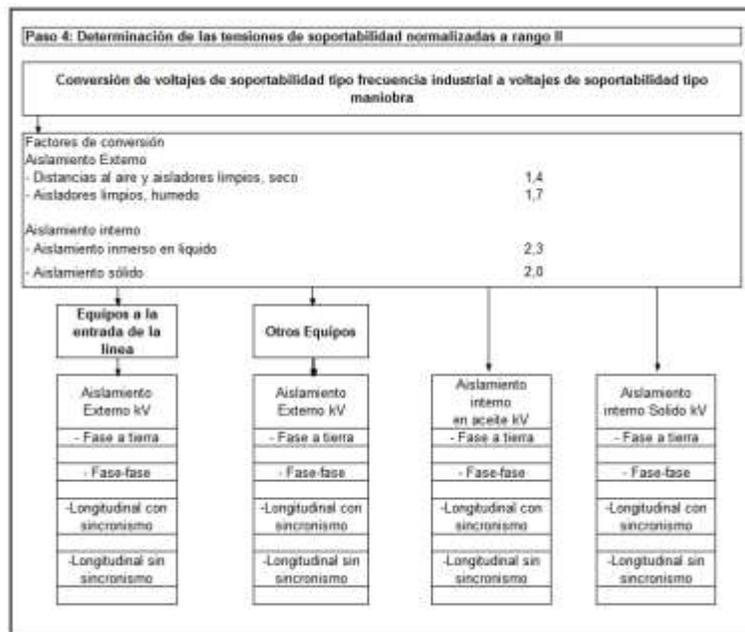
**Figura 9 – Paso 3, determinación de las tensiones de soportabilidad requeridas (U<sub>rw</sub>)**

Convenciones,

- |                |   |
|----------------|---|
| K <sub>a</sub> | Factor de corrección que tiene en cuenta la altitud de la instalación.  |
| K <sub>s</sub> | Factor de seguridad   |
| H              | Altura sobre el nivel del mar, m.   |
| m              | De acuerdo a la figura 9 de la norma IEC 60071-2 para la coordinación de las tensiones soportadas al impulso de maniobra.<br><br>1,0 voltajes de corta duración soportados a frecuencia industrial por distancias en el aire y por aisladores |



**Figura 10 – Paso 4, determinación de las tensiones de soportabilidad normalizadas a rango I**



**Figura 11 – Paso 4, determinación de las tensiones de soportabilidad normalizadas a rango II**

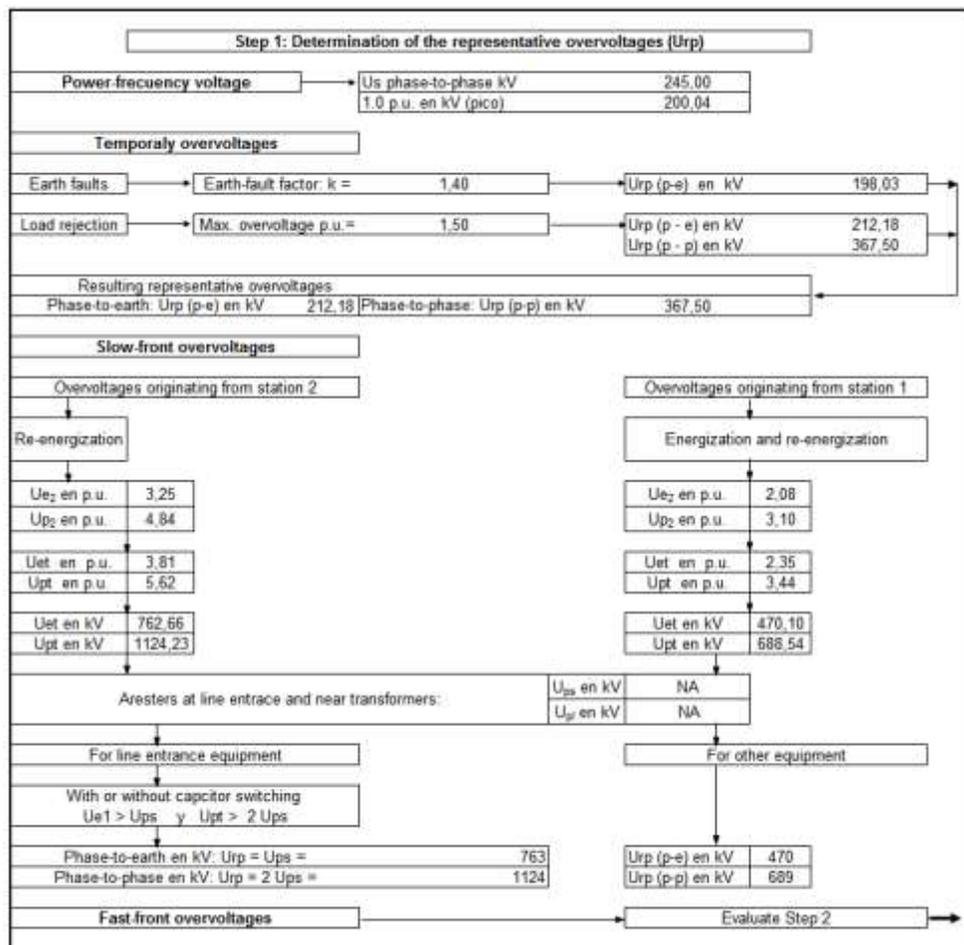
## 4 APLICACIÓN DE LA NORMA PARA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO PARA RANGO I

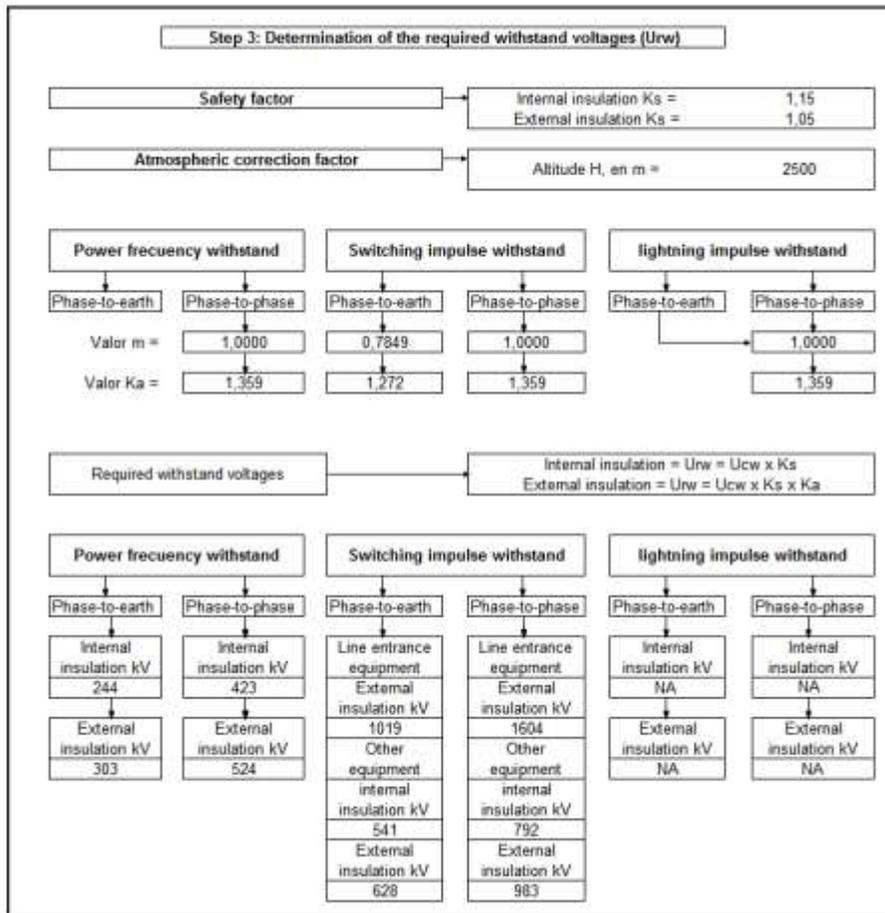
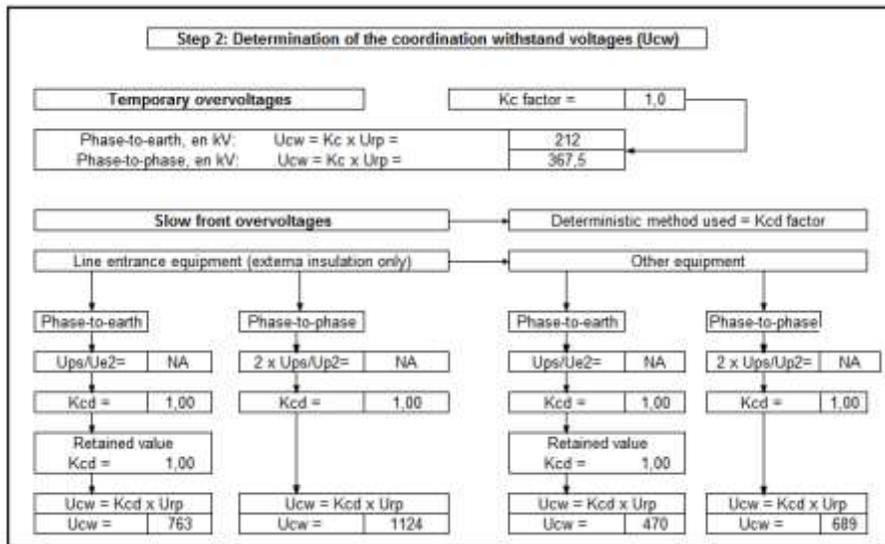
En los numerales siguientes para diferentes altitudes, se presenta el desarrollo de coordinación de aislamiento para las subestaciones a 220 kV.

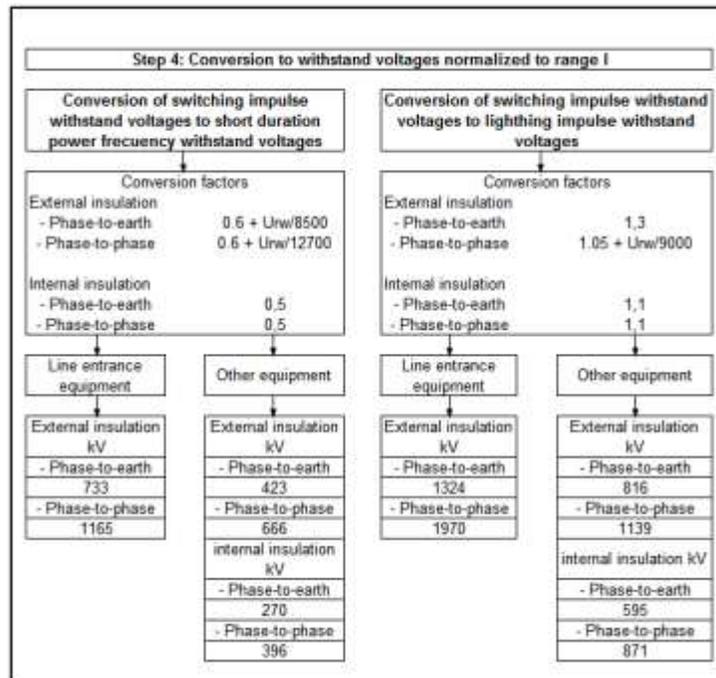
### 4.1 SUBESTACIÓN A 2500 M.S.N.M.

#### 4.1.1 SUBESTACIÓN SIN DESCARGADORES DE SOBRETENSIONES

Inicialmente se hallan las sobretensiones que se presentan en los equipos sin los descargadores de sobretensiones que normalmente se instalan en la entrada de las líneas, esto nos suministrara información de los niveles de aislamiento que se requieren para los equipos internos sin este elemento de protección.







En la Tabla 5 se muestra el resumen de las tensiones soportadas requeridas  $U_{rw}(s)$  y su correspondiente valor a las tensiones de conversión  $U_{rw}(c)$ .

**Tabla 5 – Resumen de las tensiones soportadas requeridas 2500 m.s.n.m., sin descargadores**

kV r.m.s para frecuencia industrial		Aislamiento externo				Aislamiento interno	
		Equipos entrada de línea		Otros equipos			
		$U_{rw}(s)$	$U_{rw}(c)$	$U_{rw}(s)$	$U_{rw}(c)$		
kV pico para impulsos de maniobra y rayo		$U_{rw}(s)$	$U_{rw}(c)$	$U_{rw}(s)$	$U_{rw}(c)$	$U_{rw}(s)$	$U_{rw}(c)$
Frecuencia industrial	Fase-tierra	303	<b>733</b>	303	423	244	270
	Fase-fase	<b>524</b>	<b>1165</b>	<b>524</b>	<b>666</b>	423	396
Impulso de maniobra	Fase-tierra	1019	<b>(1)</b>	628	<b>(1)</b>	541	<b>(1)</b>
	Fase-fase	1604		983		792	
Impulso atmosférico	Fase-tierra	<b>NA</b>	<b>1324</b>	<b>NA</b>	816	<b>NA</b>	595
	Fase-fase	<b>NA</b>	<b>1970</b>	<b>NA</b>	<b>1139</b>	<b>NA</b>	871

Notas:

- (1) En rango I, los valores requeridos de soportabilidad al impulso de maniobra fase a tierra son cubiertos por la prueba de corta duración a frecuencia industrial. Los

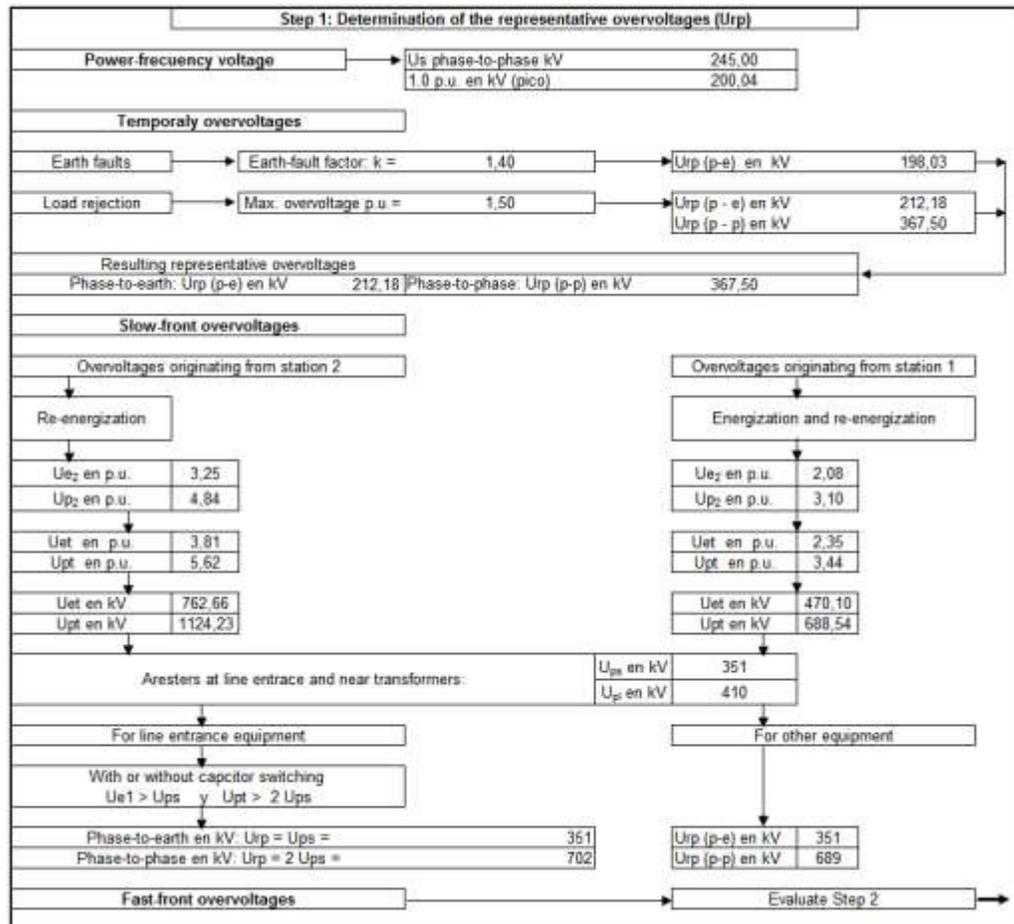
valores de soportabilidad al impulso de maniobra fase a fase son cubiertos por la prueba de corta duración a frecuencia industrial o por la prueba de soportabilidad al impulso tipo rayo.

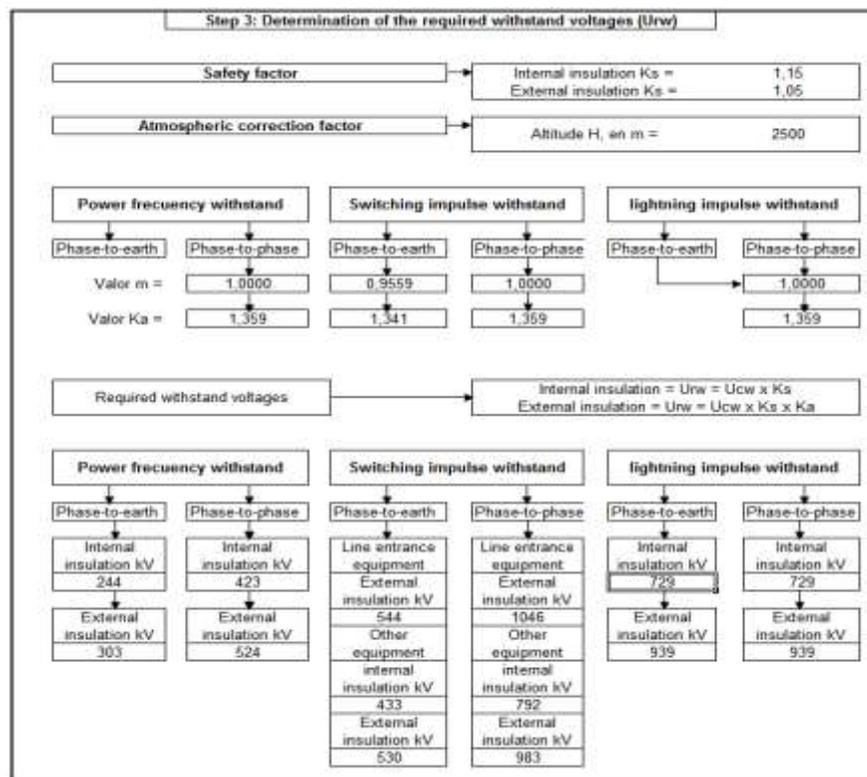
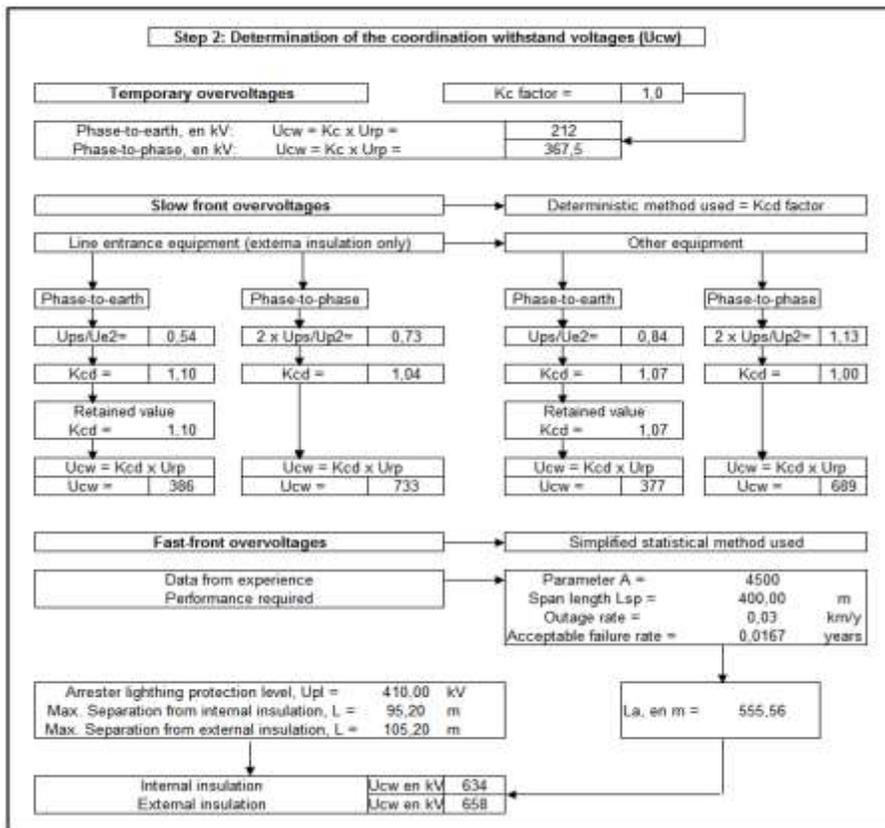
- (2) Se puede apreciar que los niveles de sobretensiones superan ampliamente los niveles normales de aislamiento máximos para el nivel de tensión de 245 kV tanto en fase-fase como en fase-tierra.
- (3) De la tabla anterior se tiene que el nivel mínimo de aislamiento correspondería a 1425 kV lo cual correspondería a equipos de 420kV.

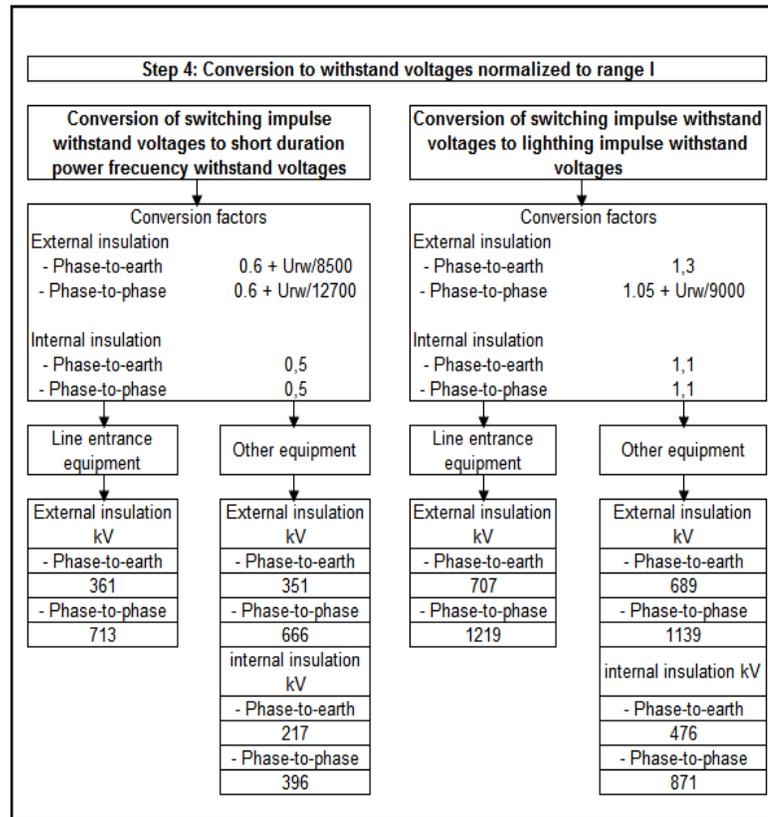
Por lo anterior se instalan los descargadores de sobretensión y con lo cual se obtienen los resultados que se presentan a continuación.

### 4.1.2 SUBESTACIÓN CON DESCARGADORES DE SOBRETENSIONES

Ahora instalando los descargadores de sobretensión obtenemos los siguientes datos:







En la Tabla 6 se muestra el resumen de las tensiones soportadas requeridas  $U_{rw}(s)$  y su correspondiente valor a las tensiones de conversión  $U_{rw}(c)$ .

**Tabla 6 – Resumen de las tensiones soportadas requeridas 2500 m.s.n.m. con descargadores**

		Aislamiento externo				Aislamiento interno	
		Equipos entrada de línea		Otros equipos			
* kV r.m.s para frecuencia industrial		Ur <sub>w</sub> (s)	Ur <sub>w</sub> (c)	Ur <sub>w</sub> (s)	Ur <sub>w</sub> (c)	Ur <sub>w</sub> (s)	Ur <sub>w</sub> (c)
* kV pico para impulsos de maniobra y rayo							
Frecuencia industrial	Fase-tierra	303	361	303	351	244	217
	Fase-fase	<b>524</b>	<b>713</b>	<b>524</b>	<b>666</b>	<b>423</b>	<b>396</b>
Impulso de maniobra	Fase-tierra	544	<b>(1)</b>	530	<b>(1)</b>	433	<b>(1)</b>
	Fase-fase	1046		983		792	
Impulso atmosférico	Fase-tierra	939	707	939	689	729	476
	Fase-fase	939	<b>1219</b>	939	<b>1139</b>	729	871

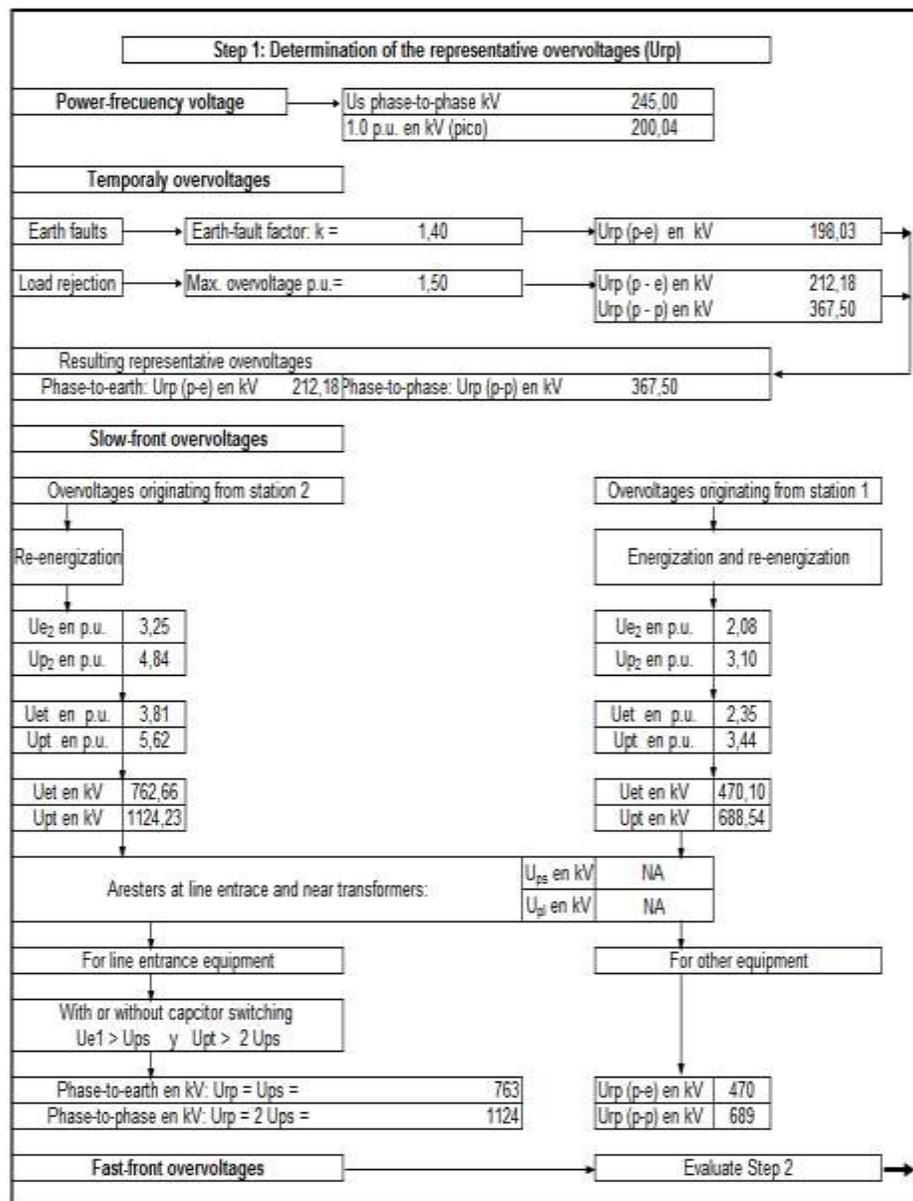
## Notas:

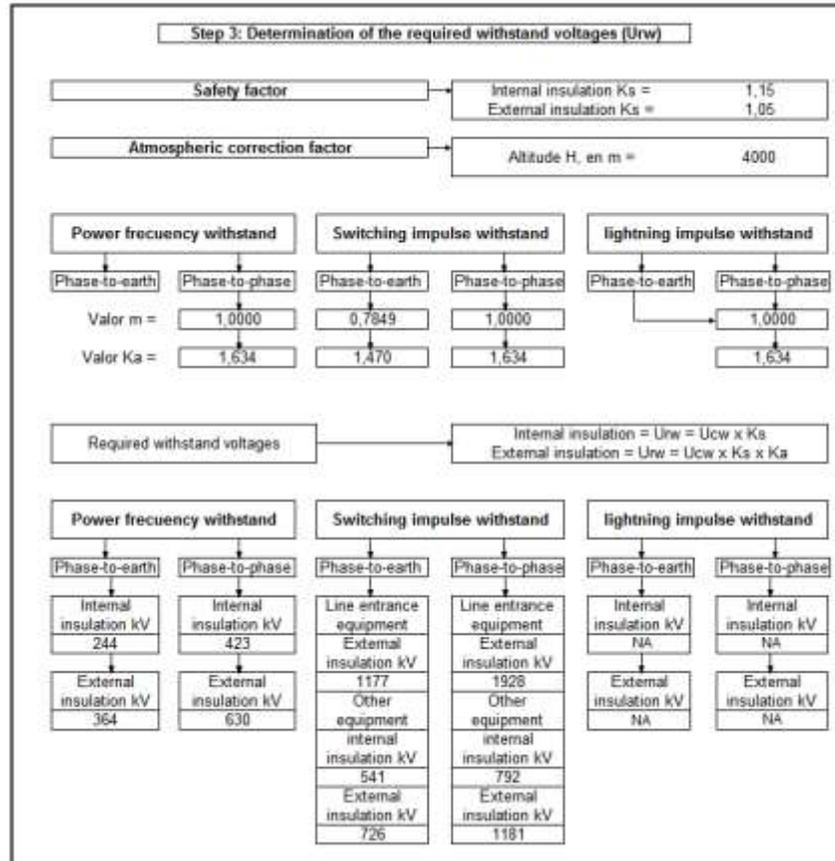
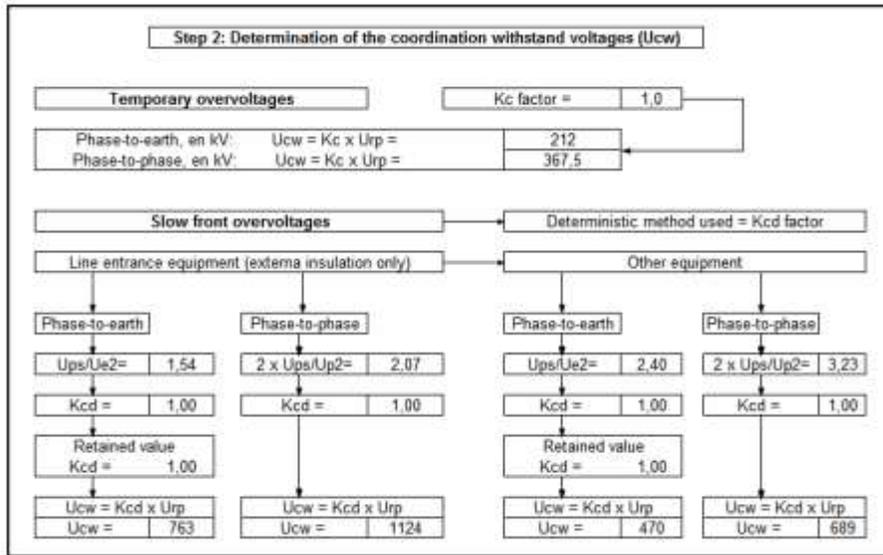
- (1) En rango I, los valores requeridos de soportabilidad al impulso de maniobra fase a tierra son cubiertos por la prueba de corta duración a frecuencia industrial. Los valores de soportabilidad al impulso de maniobra fase a fase son cubiertos por la prueba de corta duración a frecuencia industrial o por la prueba de soportabilidad al impulso tipo rayo.
- (2) Es importante aclarar que aunque algunos valores de tensión fase-fase son superados la tensión soportada de corta duración a frecuencia industrial adoptada garantizará la soportabilidad a frecuencia industrial fase-fase, ya que la relación entre la sobretensión tipo rayo fase-fase y el voltaje estándar de corta duración a frecuencia industrial es mayor a 1,7 (numeral A.1 del anexo A de la norma IEC 60071-2).
- (3) Igualmente aunque el aislamiento externo fase-fase al impulso atmosférico se supere en el equipo instalado, para el cual se requiere una soportabilidad de 1.219 kV máximo, este valor puede ser aceptado siempre que se garantice que tanto los equipos monofásicos como trifásicos instalados en la Subestación tengan una separación entre fases mayor a 2.600 mm (correspondiente a un nivel de aislamiento al impulso tipo rayo de 1.300 kV), valor que se cumple con la separación entre fases adoptadas en las disposiciones físicas.
- (4) Se puede apreciar que los niveles de sobretensiones ya se encuentran controlados y los niveles de aislamiento máximos para el nivel de tensión de 245kV pueden ser seleccionados de 1050kV para la tensión soportada al impulso tipo rayo y 460KV para la tensión soportada de corta duración a frecuencia industrial.

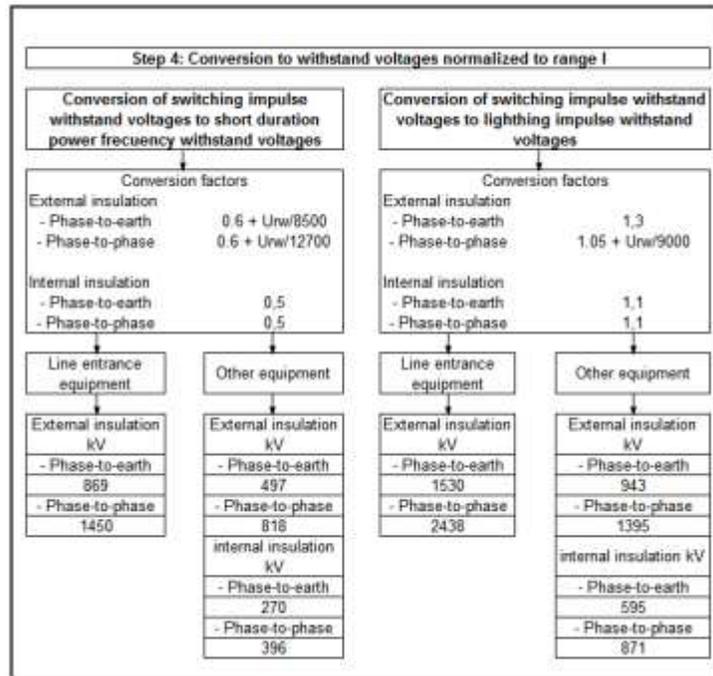
## 4.2 SUBESTACIÓN A 4000 M.S.N.M.

### 4.2.1 SUBESTACIÓN SIN DESCARGADORES DE SOBRETENSIONES

Inicialmente se hallan las sobretensiones que se presentan en los equipos sin los descargadores de sobretensiones que normalmente se instalan en la entrada de las líneas, esto nos suministrara información de los niveles de aislamiento que se requieren para los equipos internos sin este elemento de protección.







En la Tabla 7 se muestra el resumen de las tensiones soportadas requeridas  $U_{rw}(s)$  y su correspondiente valor a las tensiones de conversi3n  $U_{rw}(c)$ .

**Tabla 7 – Resumen de las tensiones soportadas requeridas 4000 m.s.n.m., sin descargadores**

		Aislamiento externo				Aislamiento interno	
		Equipos entrada de l3nea		Otros equipos			
		$U_{rw}(s)$	$U_{rw}(c)$	$U_{rw}(s)$	$U_{rw}(c)$		
* kV r.m.s para frecuencia industrial							
* kV pico para impulsos de maniobra y rayo							
Frecuencia industrial	Fase-tierra	364	<b>869</b>	364	<b>497</b>	244	270
	Fase-fase	<b>630</b>	<b>1450</b>	<b>630</b>	<b>818</b>	<b>423</b>	<b>396</b>
Impulso de maniobra	Fase-tierra	1177	<b>(1)</b>	726	<b>(1)</b>	541	<b>(1)</b>
	Fase-fase	1928		1181		792	
Impulso atmosf3rico	Fase-tierra	<b>NA</b>	<b>1530</b>	<b>NA</b>	943	<b>NA</b>	595
	Fase-fase	<b>NA</b>	<b>2438</b>	<b>NA</b>	<b>1395</b>	<b>NA</b>	871

Notas:

- (1) En rango I, los valores requeridos de soportabilidad al impulso de maniobra fase a tierra son cubiertos por la prueba de corta duraci3n a frecuencia industrial. Los

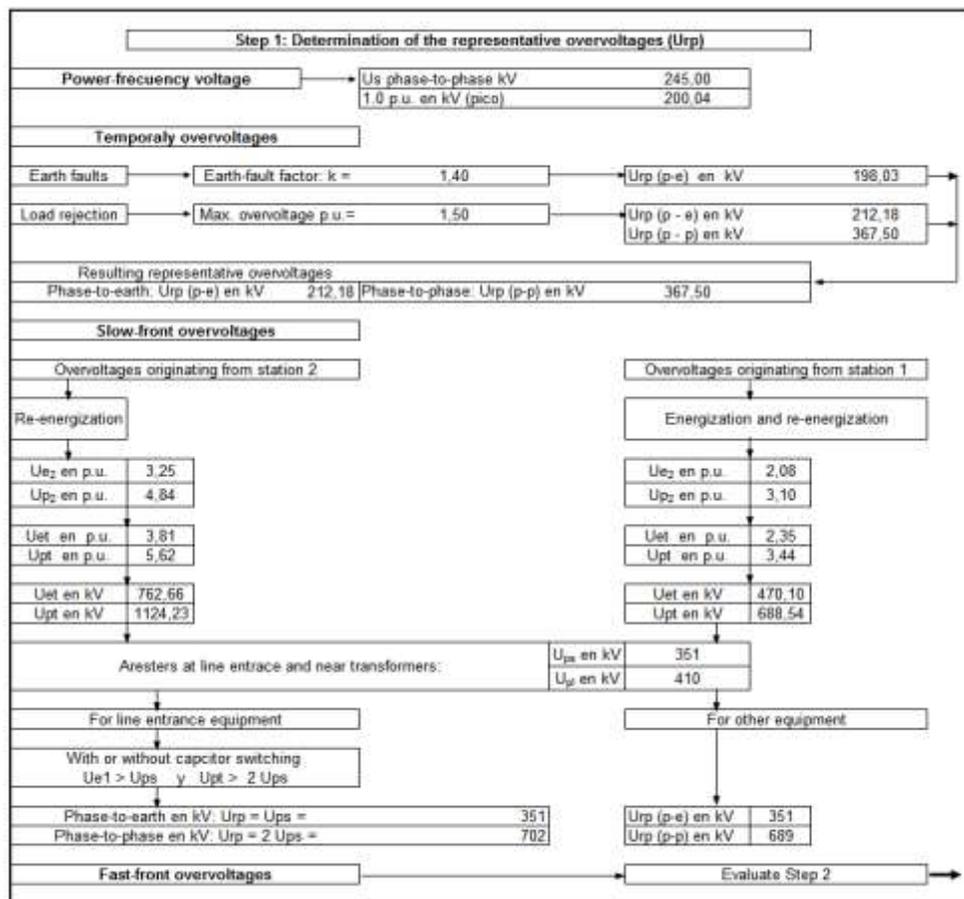
valores de soportabilidad al impulso de maniobra fase a fase son cubiertos por la prueba de corta duración a frecuencia industrial o por la prueba de soportabilidad al impulso tipo rayo.

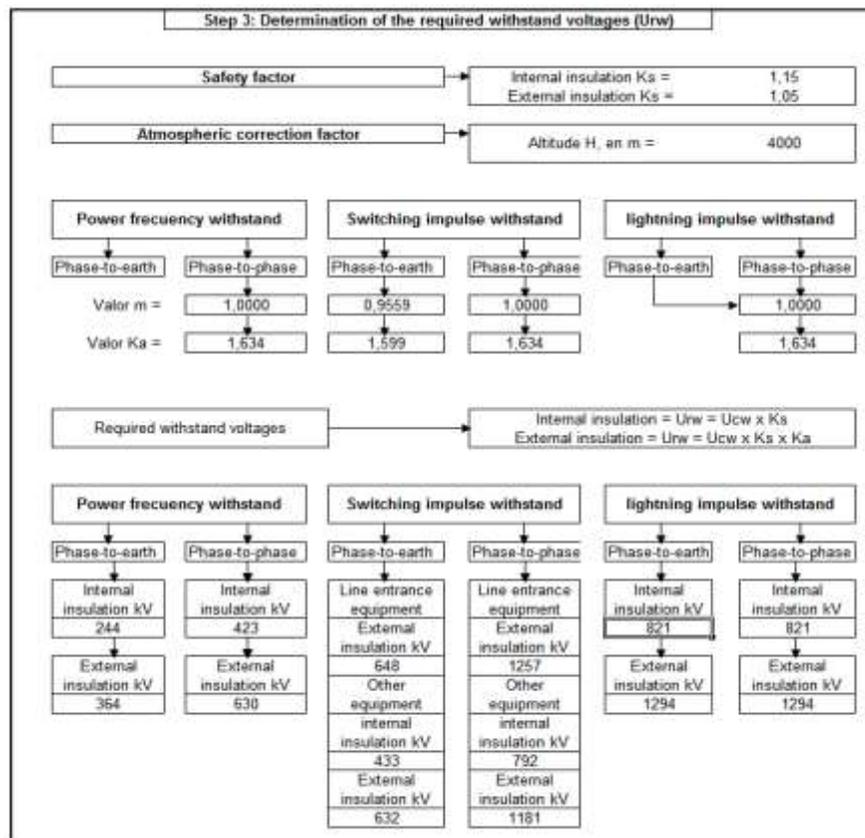
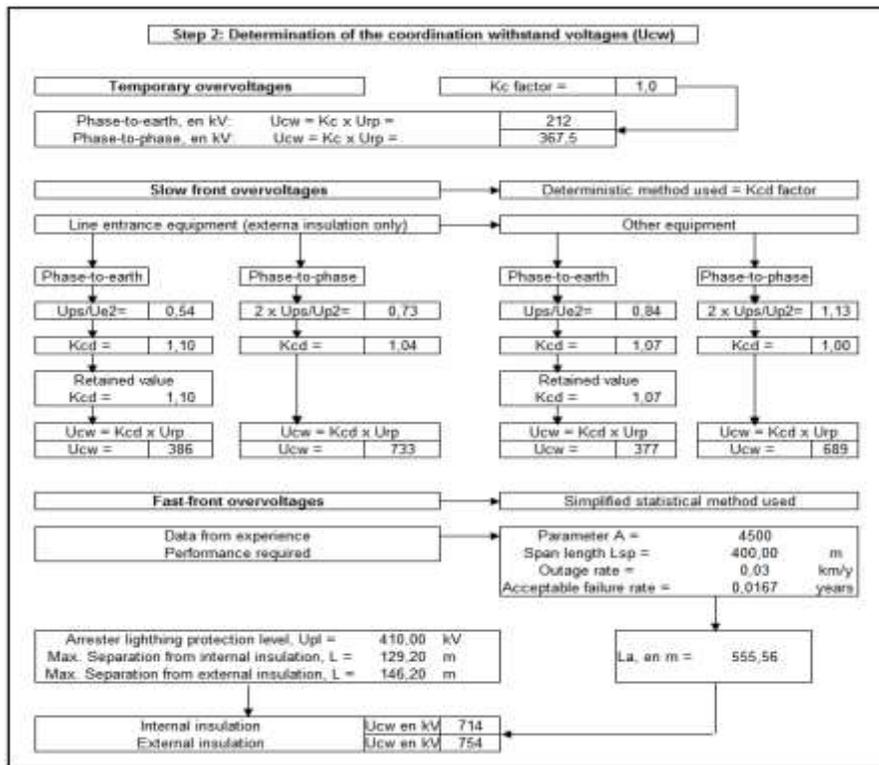
- (2) Se puede apreciar que los niveles de sobretensiones superan ampliamente los niveles normales de aislamiento máximos para el nivel de tensión de 245 kV tanto en fase-fase como en fase-tierra.
- (3) De la tabla anterior se tiene que el nivel mínimo de aislamiento correspondería a una tensión soportada al impulso tipo rayo >2100kV lo cual está por fuera de los valores recomendados por las normas.

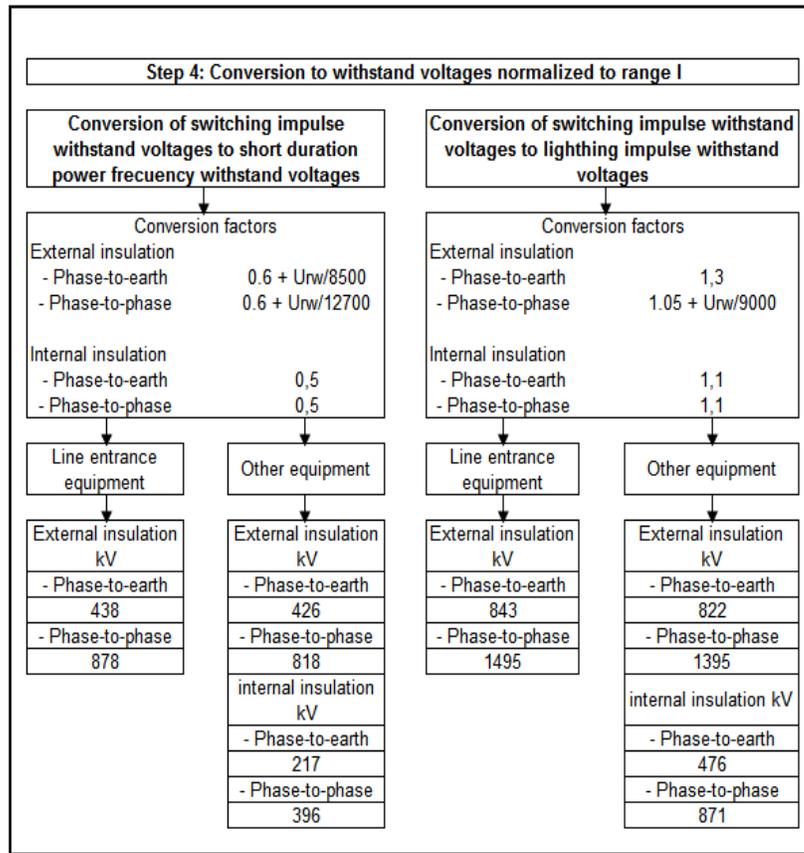
Por lo anterior se instalan los descargadores de sobretensión y con lo cual se obtienen los resultados que se presentan a continuación.

#### 4.2.2 SUBESTACIÓN CON DESCARGADORES DE SOBRETENSIONES

Ahora instalando los descargadores de sobretensión obtenemos los siguientes datos:







En la Tabla 8 se muestra el resumen de las tensiones soportadas requeridas  $U_{rw}(s)$  y su correspondiente valor a las tensiones de conversi3n  $U_{rw}(c)$ .

**Tabla 8. Resumen de las tensiones soportadas requeridas 4000 m.s.n.m., con descargadores**

		Aislamiento externo					
		Equipos entrada de l3nea		Otros equipos		Aislamiento interno	
		Ur <sub>w</sub> (s)	Ur <sub>w</sub> (c)	Ur <sub>w</sub> (s)	Ur <sub>w</sub> (c)	Ur <sub>w</sub> (s)	Ur <sub>w</sub> (c)
* kV r.m.s para frecuencia industrial							
* kV pico para impulsos de maniobra y rayo							
Frecuencia industrial	Fase-tierra	364	438	364	426	244	217
	Fase-fase	630	878	630	818	423	396
Impulso de maniobra	Fase-tierra	648	<b>(1)</b>	632	<b>(1)</b>	433	<b>(1)</b>
	Fase-fase	1257		1181		792	
Impulso atmosf3rico	Fase-tierra	1294	843	1294	822	821	476
	Fase-fase	1294	<b>1495</b>	1294	<b>1395</b>	821	871

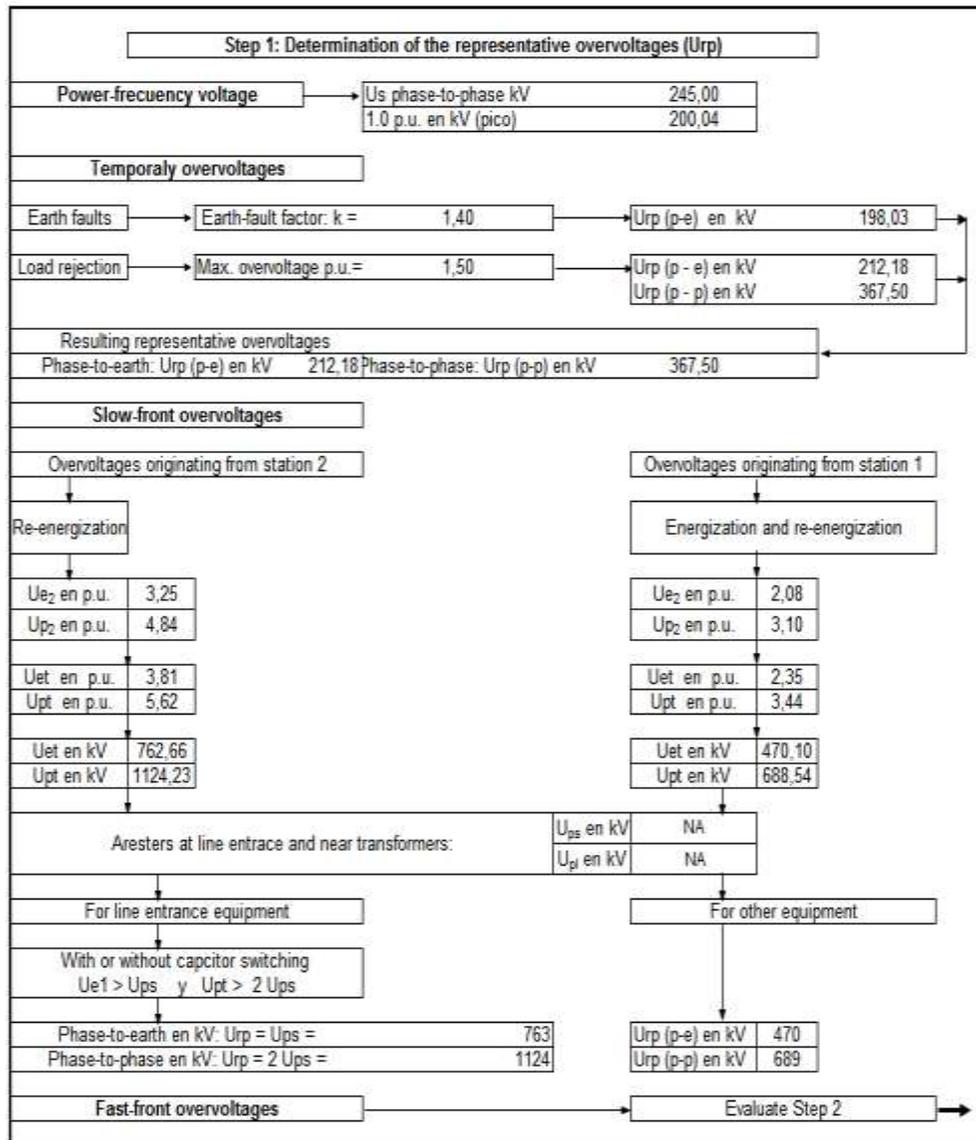
Notas:

- (1) En rango I, los valores requeridos de soportabilidad al impulso de maniobra fase a tierra son cubiertos por la prueba de corta duración a frecuencia industrial. Los valores de soportabilidad al impulso de maniobra fase a fase son cubiertos por la prueba de corta duración a frecuencia industrial o por la prueba de soportabilidad al impulso tipo rayo.
- (2) Aunque el aislamiento externo fase-fase al impulso atmosférico se supere en el equipo instalado, para el cual se requiere una soportabilidad de 1.495 kV máximo, este valor puede ser aceptado siempre que se garantice que tanto los equipos monofásicos como trifásicos instalados en la Subestación tengan una separación entre fases mayor a 5.000 mm (correspondiente a un nivel de aislamiento al impulso tipo rayo de 1550 kV e impulso tipo maniobra de 1175 kV), valor que se cumple con la separación entre fases adoptadas en las disposiciones físicas.
- (3) Se puede apreciar que los niveles de sobretensiones ya se encuentran controlados y los niveles de aislamiento máximos pueden ser seleccionados de 1300 kV para la tensión soportada al impulso tipo rayo y 950 kV para la tensión soportada de corta duración a frecuencia industrial los cuales corresponden a equipos de 420 kV.

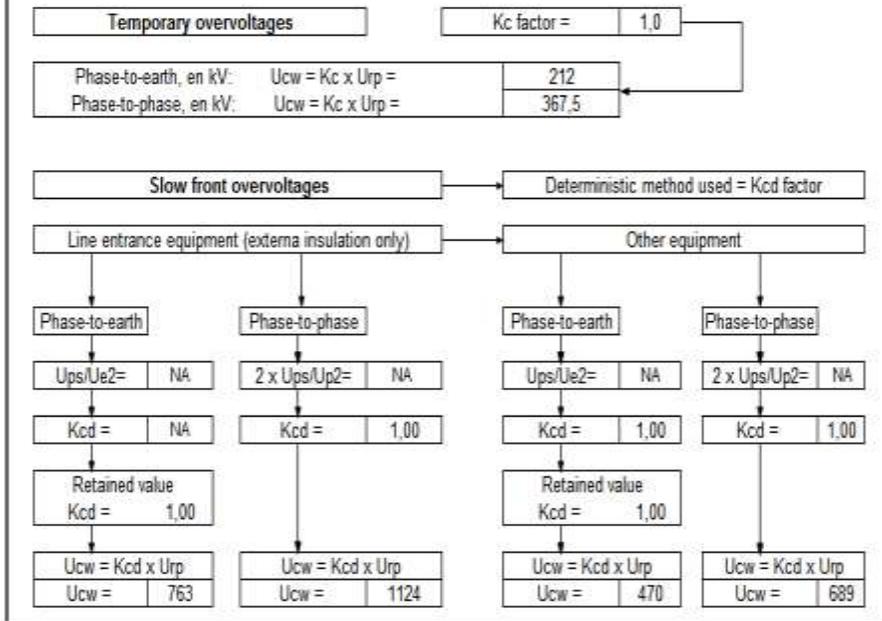
### 4.3 SUBESTACIÓN A 5500 M.S.N.M.

#### 4.3.1 SUBESTACIÓN SIN DESCARGADORES DE SOBRETENSIONES

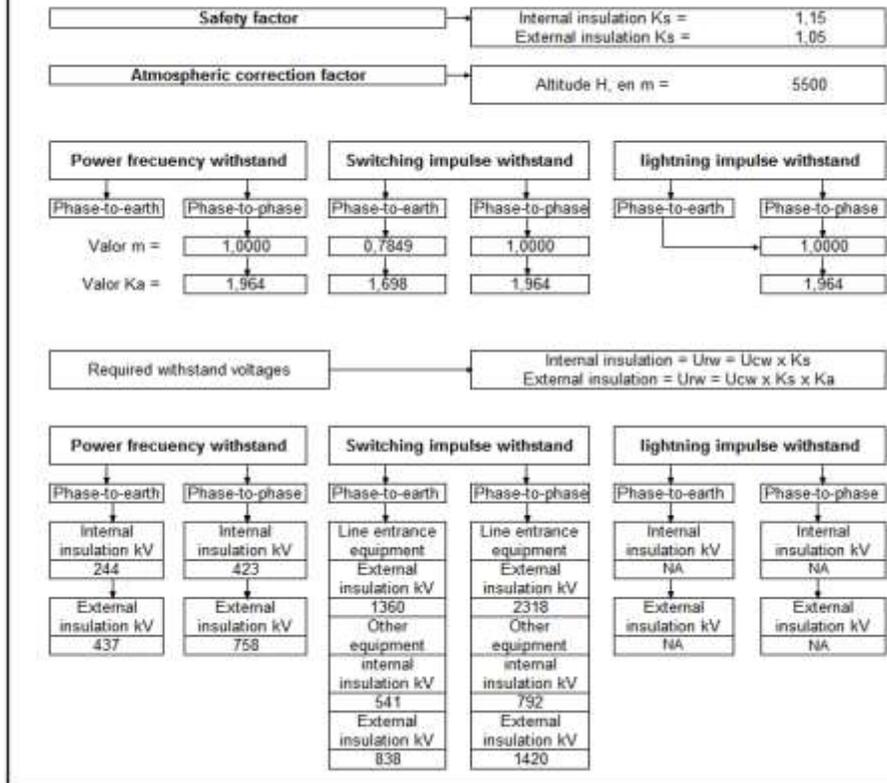
Inicialmente se hallan las sobretensiones que se presentan en los equipos sin los descargadores de sobretensiones que normalmente se instalan en la entrada de las líneas, esto nos suministrara información de los niveles de aislamiento que se requieren para los equipos internos sin este elemento de protección.

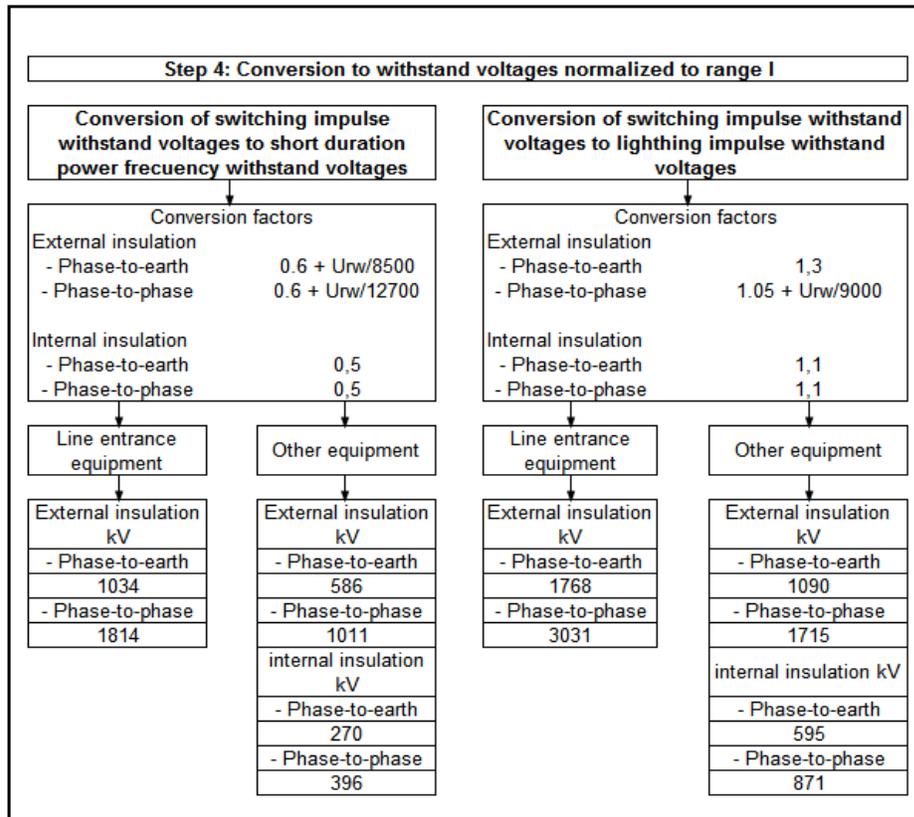


**Step 2: Determination of the coordination withstand voltages (U<sub>cw</sub>)**



**Step 3: Determination of the required withstand voltages (U<sub>rw</sub>)**





En la Tabla 9 se muestra el resumen de las tensiones soportadas requeridas  $U_{rw}(s)$  y su correspondiente valor a las tensiones de conversión  $U_{rw}(c)$ .

**Tabla 9 – Resumen de las tensiones soportadas requeridas 5500 m.s.n.m., sin descargadores**

* kV r.m.s para frecuencia industrial	* kV pico para impulsos de maniobra y rayo	Aislamiento externo				Aislamiento interno	
		Equipos entrada de línea		Otros equipos			
		$U_{rw}(s)$	$U_{rw}(c)$	$U_{rw}(s)$	$U_{rw}(c)$	$U_{rw}(s)$	$U_{rw}(c)$
Frecuencia industrial	Fase-tierra	437	<b>1034</b>	437	<b>586</b>	244	270
	Fase-fase	<b>758</b>	<b>1814</b>	<b>758</b>	<b>1011</b>	423	396
Impulso de maniobra	Fase-tierra	1360	<b>(1)</b>	838	<b>(1)</b>	541	<b>(1)</b>
	Fase-fase	2318		1420		792	
Impulso atmosférico	Fase-tierra	<b>NA</b>	<b>1768</b>	<b>NA</b>	<b>1090</b>	<b>NA</b>	595
	Fase-fase	<b>NA</b>	<b>3031</b>	<b>NA</b>	<b>1715</b>	<b>NA</b>	871

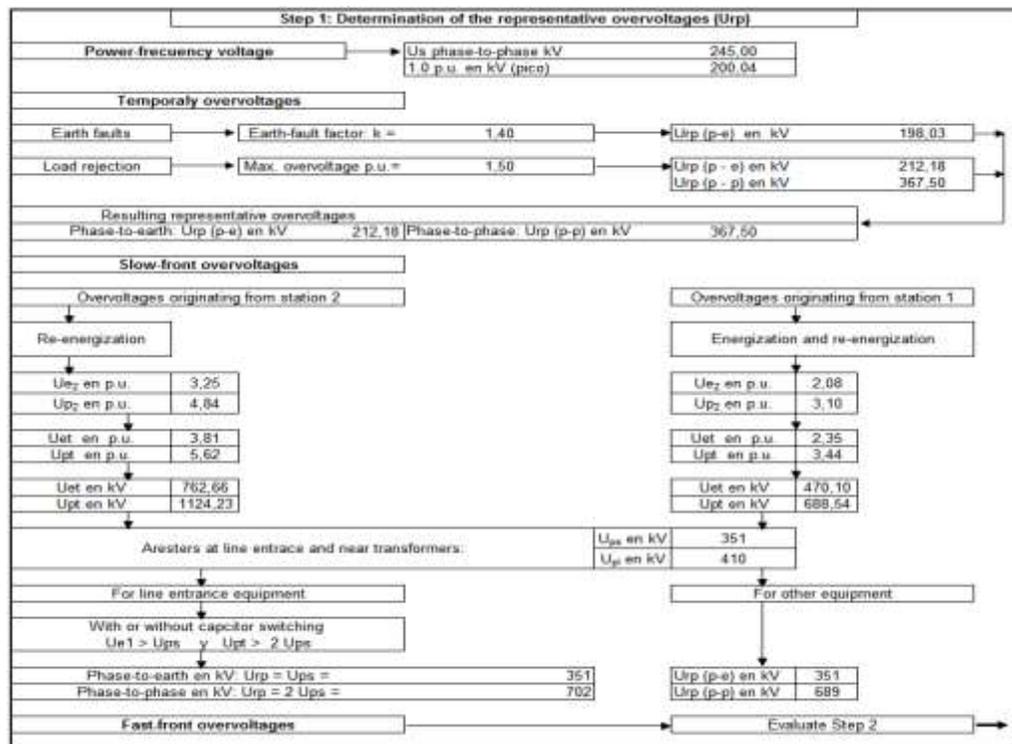
Notas:

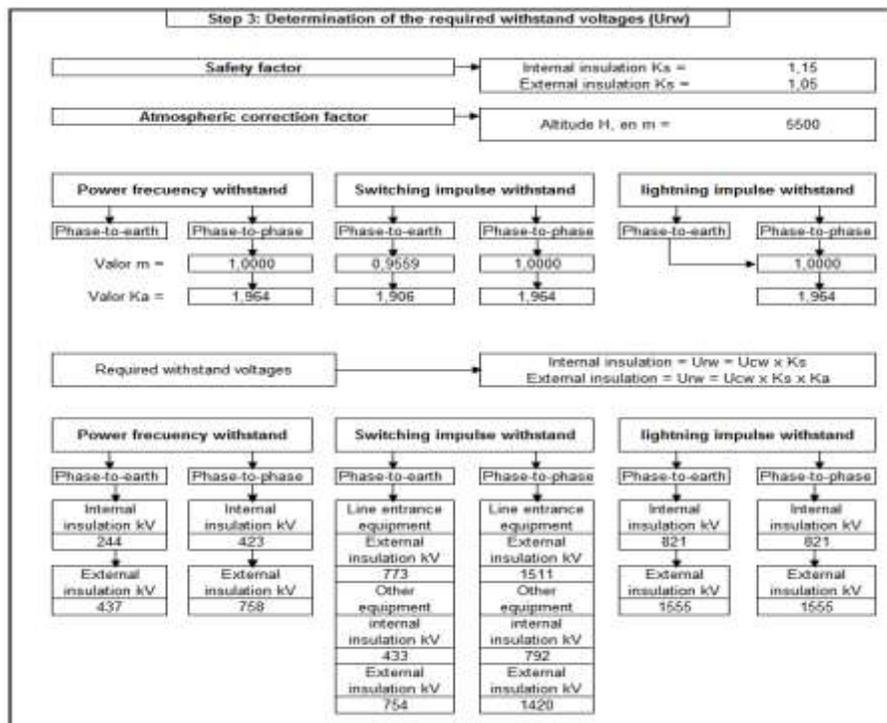
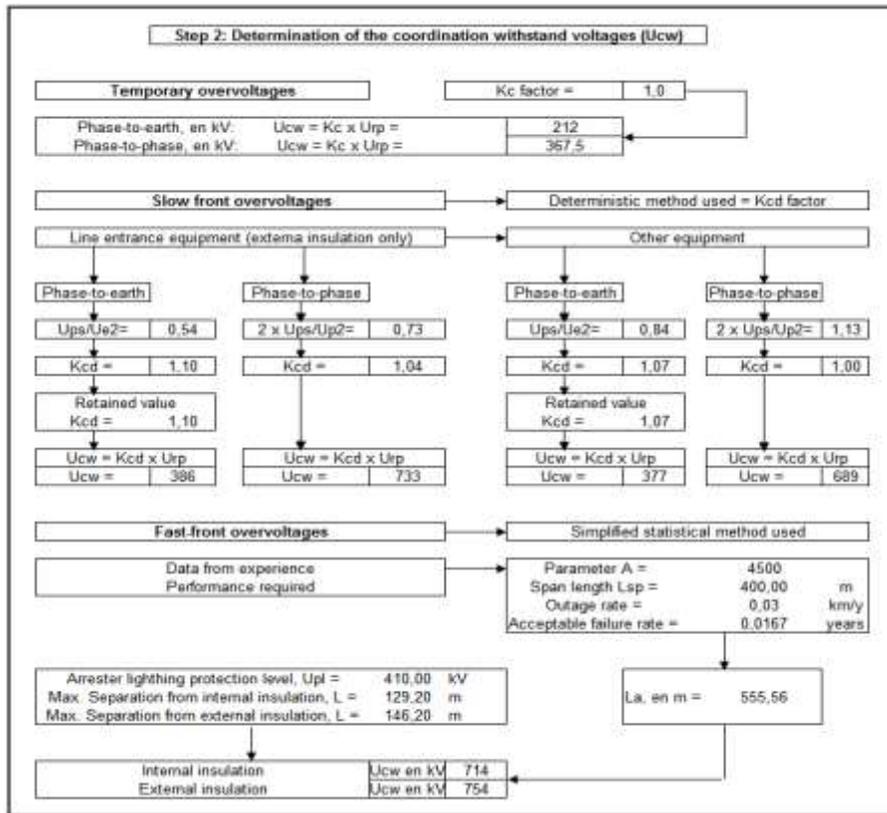
- (1) En rango I, los valores requeridos de soportabilidad al impulso de maniobra fase a tierra son cubiertos por la prueba de corta duración a frecuencia industrial. Los valores de soportabilidad al impulso de maniobra fase a fase son cubiertos por la prueba de corta duración a frecuencia industrial o por la prueba de soportabilidad al impulso tipo rayo.
- (2) Se puede apreciar que los niveles de sobretensiones superan ampliamente los niveles normales de aislamiento máximos para el nivel de tensión de 245kV tanto en fase-fase como en fase-tierra.
- (3) De la tabla anterior se tiene que el nivel mínimo de aislamiento correspondería a una tensión soportada al impulso tipo rayo >2100 kV lo cual está por fuera de los valores recomendados por las normas.

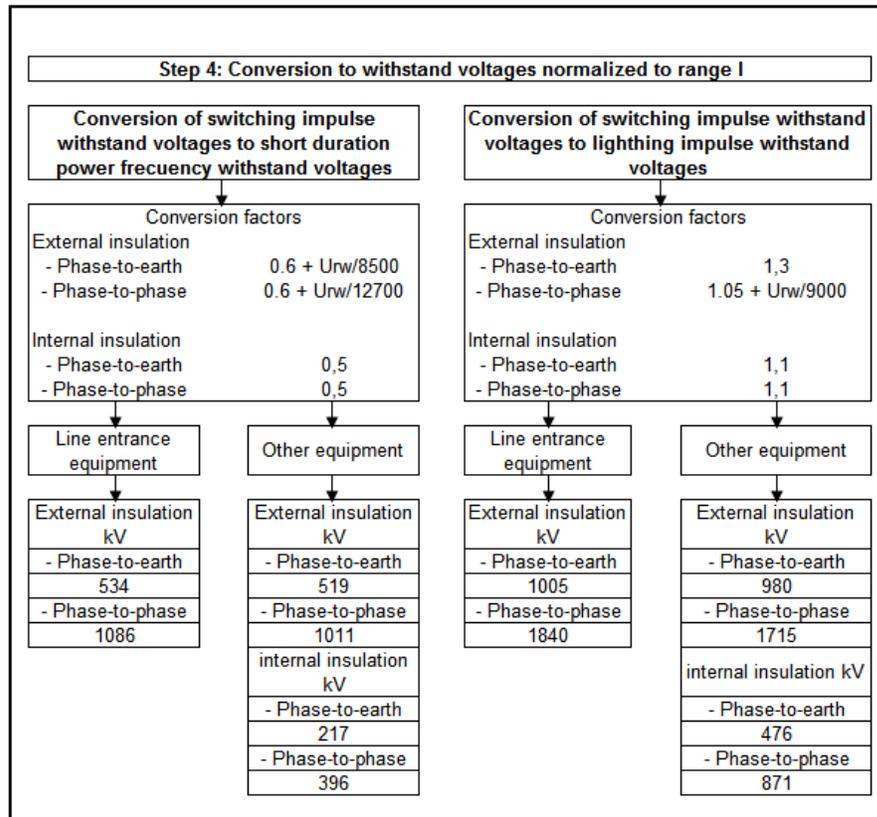
Por lo anterior se instalan los descargadores de sobretensión y con lo cual se obtienen los resultados que se presentan a continuación.

### 4.3.2 SUBESTACIÓN CON DESCARGADORES DE SOBRETENSIONES

Ahora instalando los descargadores de sobretensión obtenemos los siguientes datos:







En la Tabla 5 se muestra el resumen de las tensiones soportadas requeridas  $U_{rw}(s)$  y su correspondiente valor a las tensiones de conversión  $U_{rw}(c)$ .

**Tabla 10 – Resumen de las tensiones soportadas requeridas 5500 m.s.n.m., con descargadores**

* kV r.m.s para frecuencia industrial		Aislamiento externo				Aislamiento interno	
		Equipos entrada de línea		Otros equipos			
* kV pico para impulsos de maniobra y rayo		Ur <sub>w</sub> (s)	Ur <sub>w</sub> (c)	Ur <sub>w</sub> (s)	Ur <sub>w</sub> (c)	Ur <sub>w</sub> (s)	Ur <sub>w</sub> (c)
		Frecuencia industrial	Fase-tierra	437	534	437	519
Fase-fase	758		<b>1086</b>	758	<b>1011</b>	423	396
Impulso de maniobra	Fase-tierra	773	<b>(1)</b>	754	<b>(1)</b>	433	<b>(1)</b>
	Fase-fase	1511		1420		792	
Impulso atmosférico	Fase-tierra	<b>1555</b>	1005	<b>1555</b>	980	821	476
	Fase-fase	<b>1555</b>	<b>1840</b>	<b>1555</b>	<b>1715</b>	821	871

**Notas:**

- (1) En rango I, los valores requeridos de soportabilidad al impulso de maniobra fase a tierra son cubiertos por la prueba de corta duración a frecuencia industrial. Los valores de soportabilidad al impulso de maniobra fase a fase son cubiertos por la prueba de corta duración a frecuencia industrial o por la prueba de soportabilidad al impulso tipo rayo.
- (2) Aunque el aislamiento externo fase-fase al impulso atmosférico se supere en el equipo instalado, para el cual se requiere una soportabilidad de 1.840 kV máximo, este valor puede ser aceptado siempre que se garantice que tanto los equipos monofásicos como trifásicos instalados en la Subestación tengan una separación entre fases mayor a 9.000 mm (correspondiente a un nivel de aislamiento al impulso tipo maniobra de 1950 kV e impulso tipo maniobra de 1.425 kV), valor que se cumple con la separación entre fases adoptadas en las disposiciones.
- (3) Se puede apreciar que los niveles de sobretensiones ya se encuentran controlados y los niveles de aislamiento máximos pueden ser seleccionados de 1550 kV para la tensión soportadas al impulso tipo rayo y 1175 kV para la tensión de soportadas de corta duración a frecuencia industrial los cuales corresponden a equipos de 550 kV.

#### **4.4 RESUMEN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS PARA EL RANGO I**

En la Tabla 11 y Tabla 12 se condensa toda la información obtenida de los cálculos de coordinación de aislamiento Rango I.

**Tabla 11 – Resumen de las tensiones soportadas sin descargadores**

<b>TENSIONES SOPORTADAS REQUERIDAS (KV)</b>	<b>SUBESTACIÓN A 2500 M.S.N.M.</b>	<b>SUBESTACIÓN A 4000 M.S.N.M.</b>	<b>SUBESTACIÓN A 5500 M.S.N.M.</b>
Tensión soportada al impulso tipo rayo	1420	> 2100	> 2100
Nivel de tensión normalizado	420	FUERA DE RANGO	FUERA DE RANGO

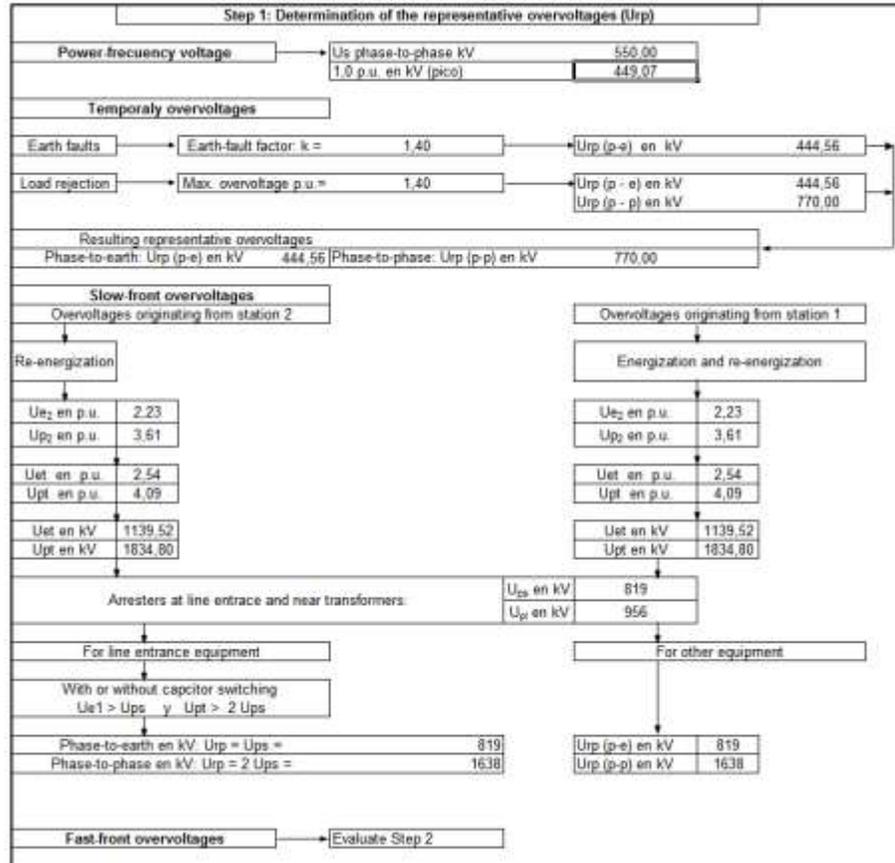
**Tabla 12 – Resumen de las tensiones soportadas con descargadores**

<b>TENSIONES SOPORTADAS REQUERIDAS (KV)</b>	<b>SUBESTACIÓN A 2500 M.S.N.M.</b>	<b>SUBESTACIÓN A 4000 M.S.N.M.</b>	<b>SUBESTACIÓN A 5500 M.S.N.M.</b>
Tensión soportada al impulso tipo rayo	1050	1300	1550
Tensión soportada de corta duración a frecuencia industrial	460	950	1175
Nivel de tensión normalizado	245	420	550

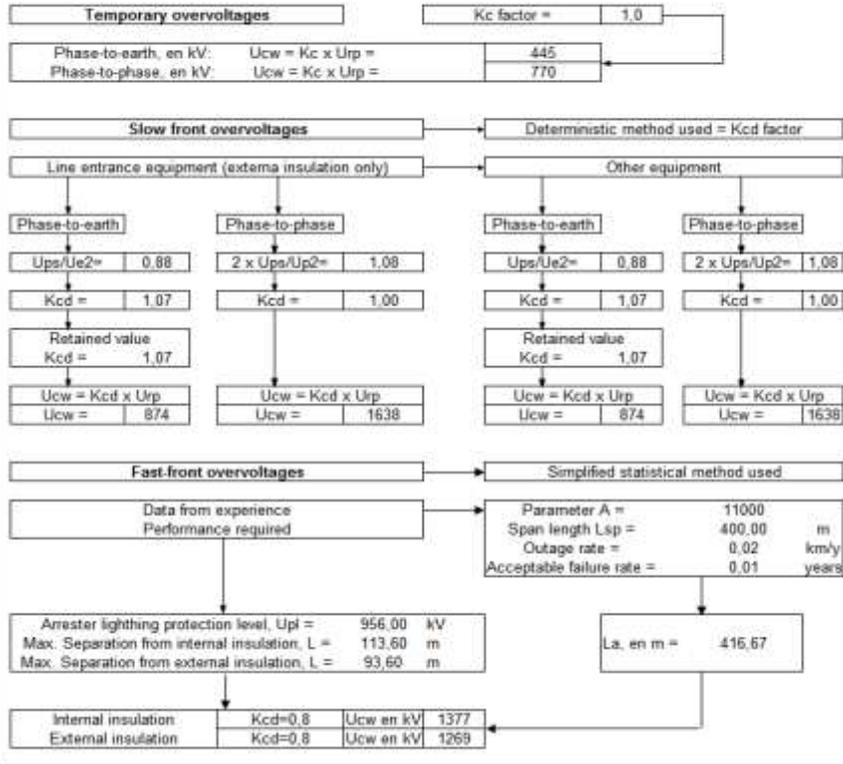
## 5 APLICACIÓN DE LA NORMA PARA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO PARA RANGO II

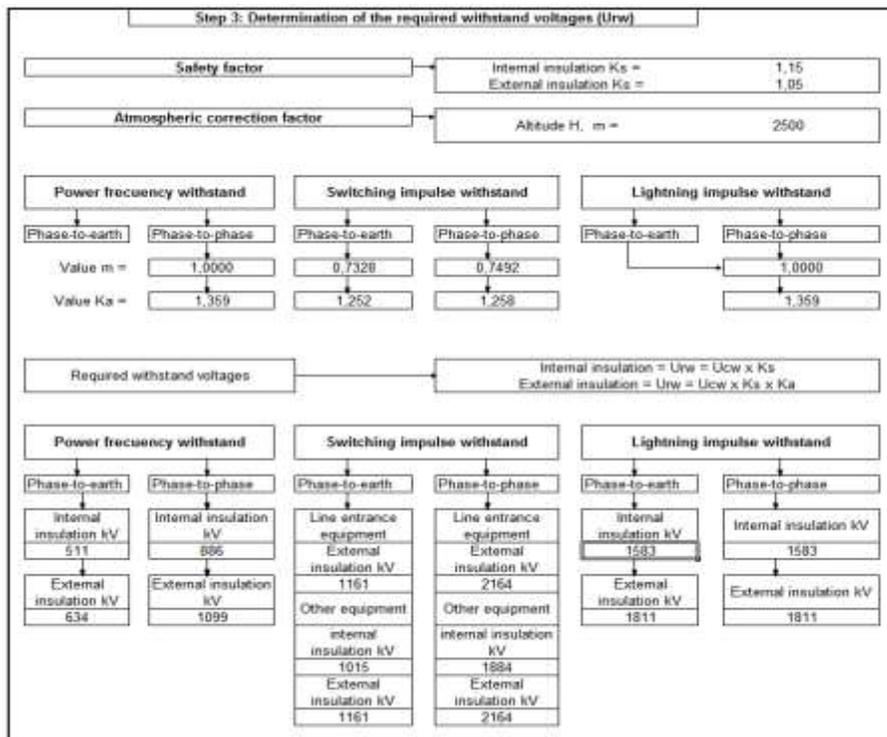
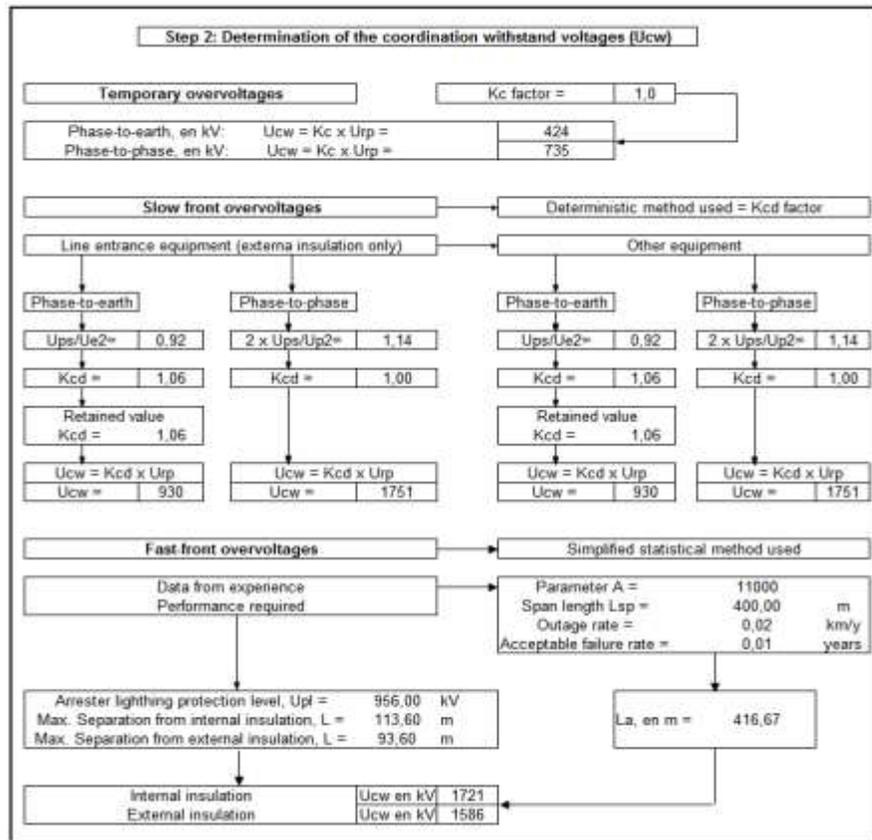
### 5.1 SUBESTACIÓN A 2500M.S.N.M.

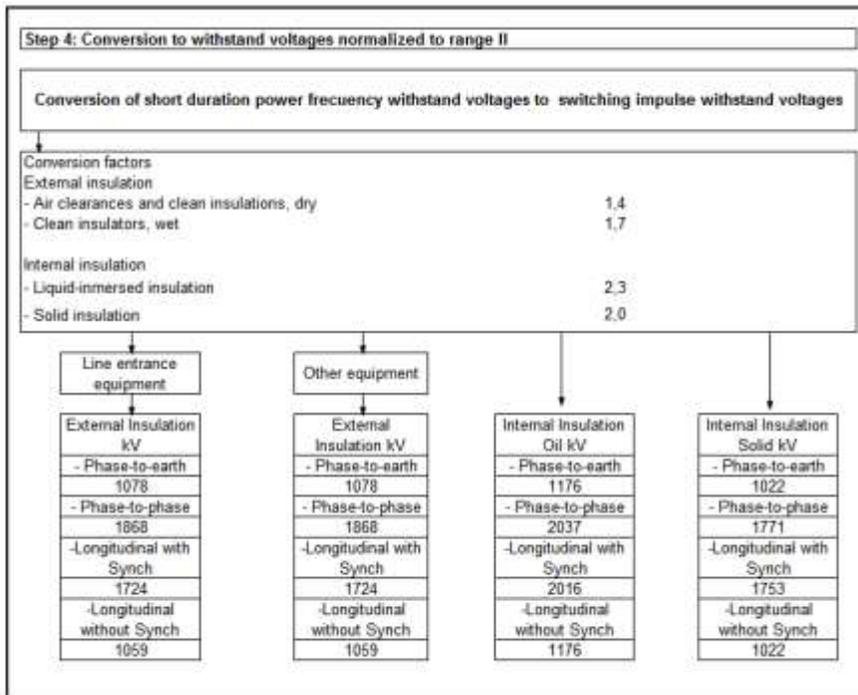
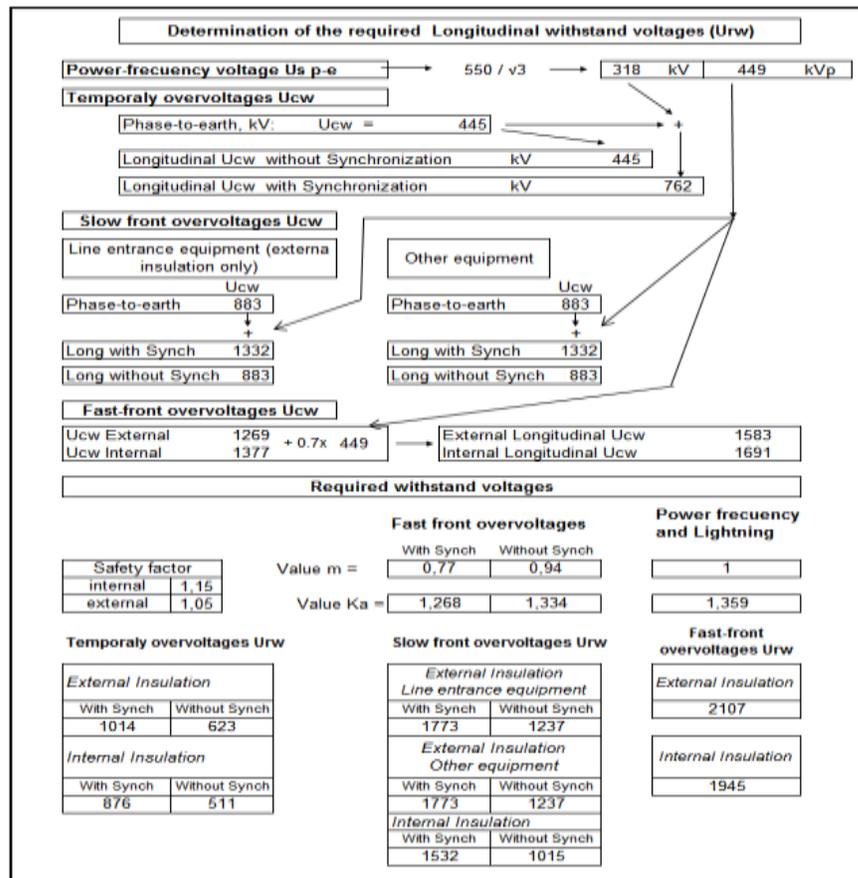
#### 5.1.1 SUBESTACIÓN CON DESCARGADORES DE SOBRETENSIONES



**Step 2: Determination of the coordination withstand voltages (Ucw)**







En la Tabla 13 y en la Tabla 14 se muestra el resumen de las tensiones soportadas requeridas  $U_{rw}(s)$  y su correspondiente valor a las tensiones de conversión  $U_{rw}(c)$ .

**Tabla 13 – Resumen de las tensiones soportadas requeridas para el aislamiento externo**

* kV r.m.s. para frecuencia industrial		Aislamiento externo	
		Equipos entrada de línea y otros equipos	
* kV pico para impulsos de maniobra y rayo		$U_{rw}(s)$	$U_{rw}(c)$
Frecuencia industrial	Fase-tierra	634	
	Fase-fase	1099	
	Long con Sinc	1014	(1)
	Long sin Sinc	623	
Impulso de maniobra	Fase-tierra	1161	1078
	Fase-fase	2164	1868
	Long con Sinc	1773	1724
Impulso atmosférico	Long sin Sinc	1237	1059
	Fase-tierra	1811	
	Fase-fase	1811	-
	Longitudinal	<b>2107 (4)</b>	

**Tabla 14 – Resumen de las tensiones soportadas requeridas para el aislamiento interno**

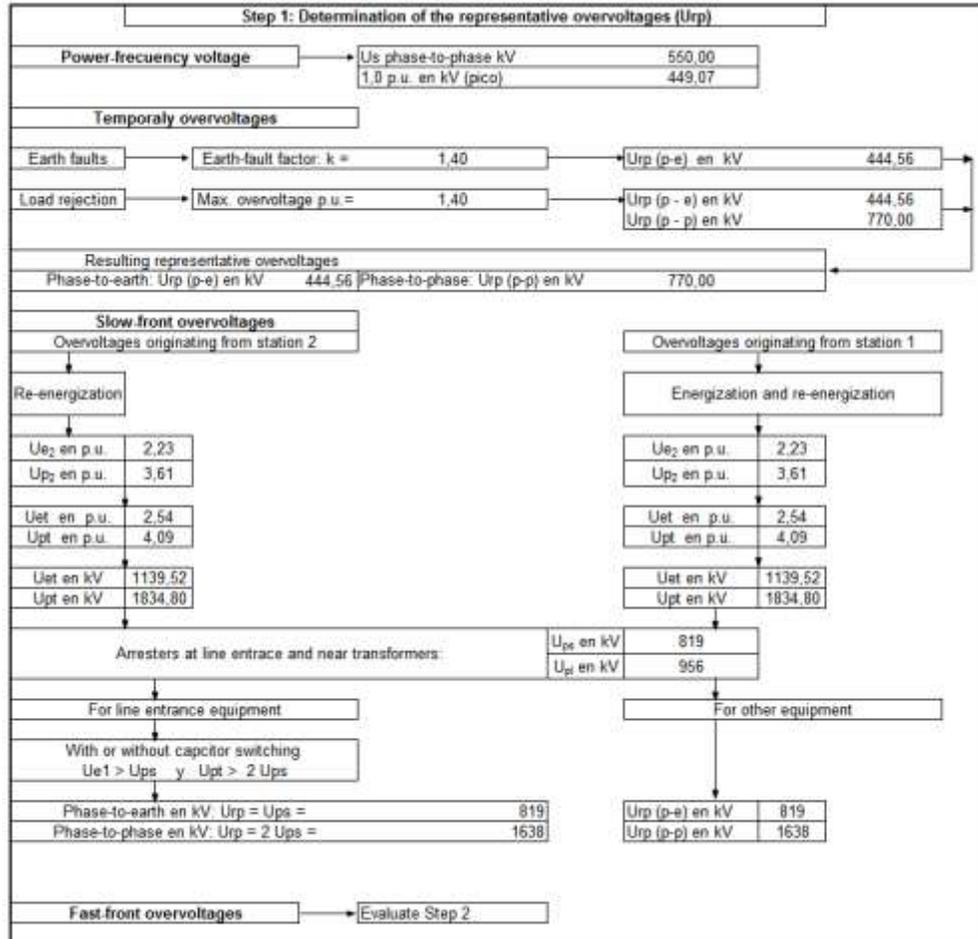
* kV r.m.s para frecuencia industrial		Aislamiento interno		
		$U_{rw}(s)$	$U_{rw}(c)$ Líquido	$U_{rw}(c)$ Sólido
Frecuencia industrial	Fase-tierra	511		
	Fase-fase	886	-1	-1
	Long con Sinc	876		
	Long sin Sinc	511		
Impulso de maniobra	Fase-tierra	1015	1176	1022
	Fase-fase	1884	2037	<b>1771 (4)</b>
	Long con Sinc	1532	2016	<b>1753</b>
Impulso atmosférico	Long sin Sinc	1015	1176	1022
	Fase-tierra	1583	-	-
	Fase-fase	1583	-	-
	Longitudinal	1946	-	-

Notas:

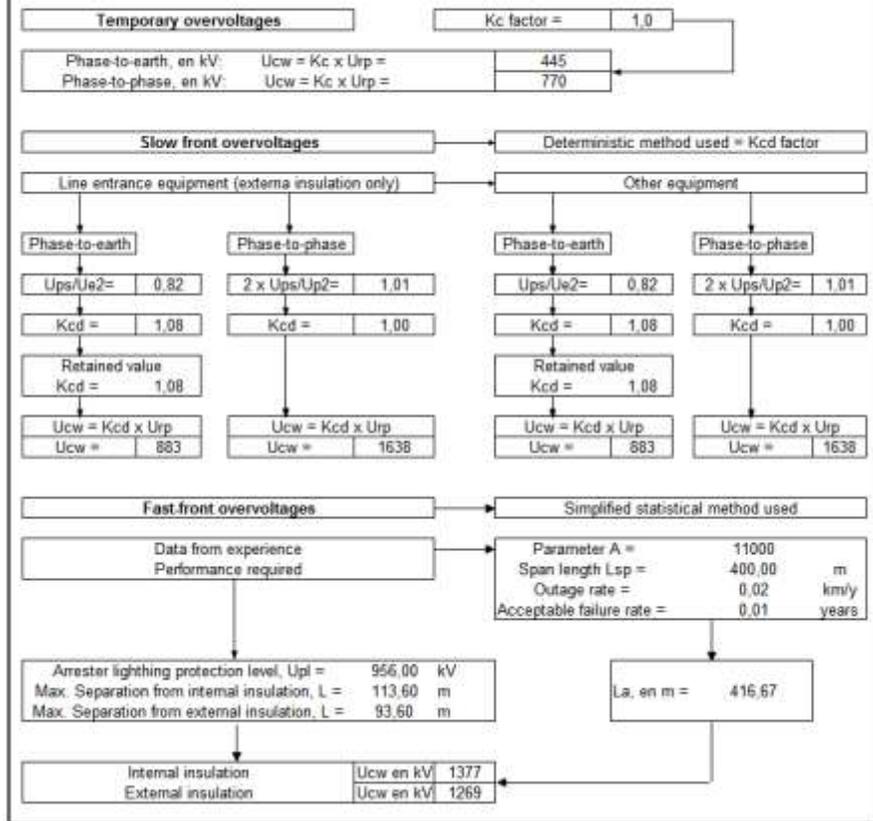
- (1) En rango II, los valores requeridos de soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial, son cubiertos por la prueba de soportabilidad al impulso tipo maniobra.
- (2) Las distancias fase-fase en el aire, aplicables al aislamiento externo, consideradas en las disposiciones físicas deberán cubrir el requerimiento de aislamiento al impulso tipo maniobra fase-fase.
- (3) El requerimiento de aislamiento al impulso tipo rayo para el aislamiento longitudinal considera interruptores que están expuestos a tensión permanente por ambos extremos, en los interruptores donde esto no sea requerido el valor deberá ser el fase – tierra.
- (4) Se han calculado los aislamientos longitudinales a baja frecuencia y maniobra requeridos para los casos en los cuales se requiere sincronización.

Se puede apreciar que los niveles de sobretensiones se encuentran controlados y los niveles de aislamiento máximos pueden ser seleccionados de 1950kV para la tensión soportada al impulso tipo rayo y 1425 kV para la tensión soportada al impulso tipo maniobra fase tierra, los cuales corresponden a equipos de 800 kV.

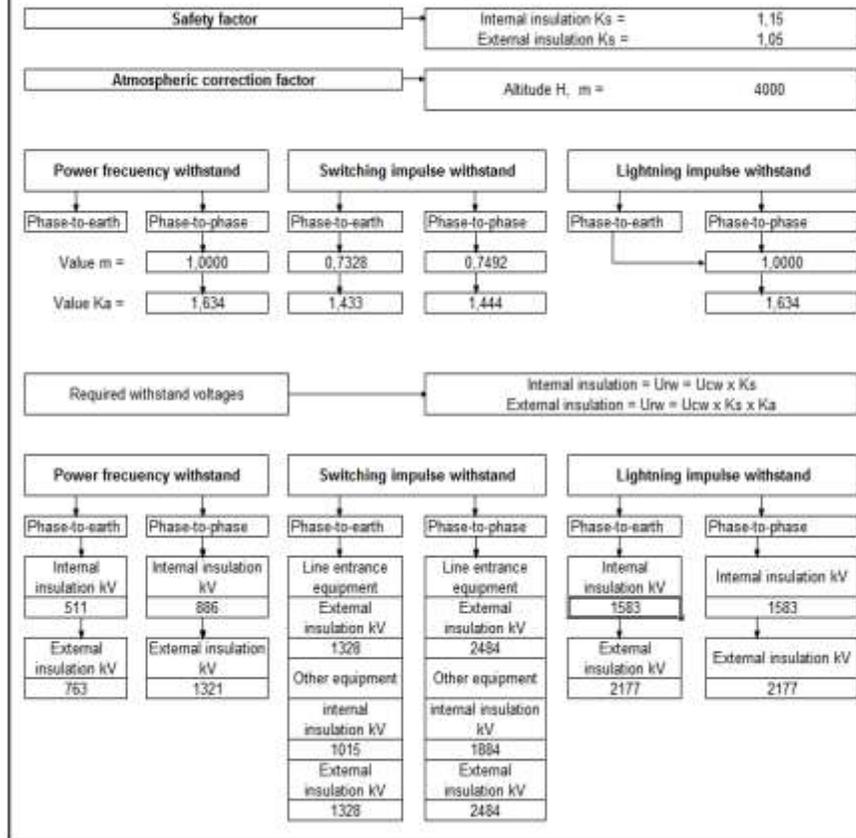
## 5.2 SUBESTACIÓN A 4000 M.S.N.M. CON DESCARGADORES DE SOBRETENSIONES



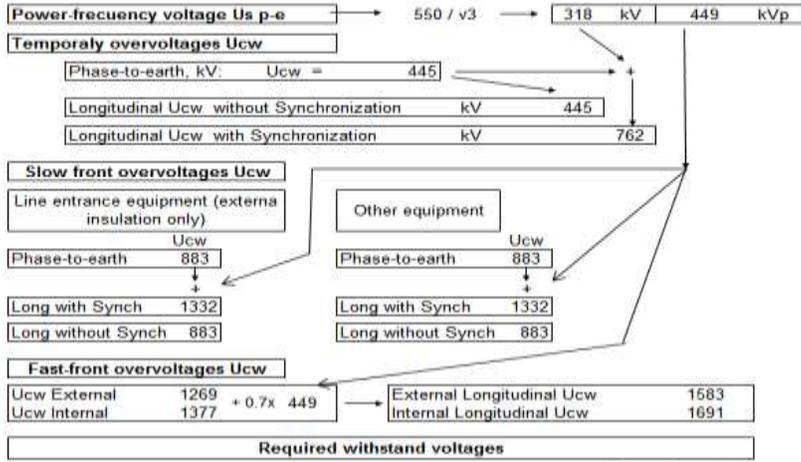
**Step 2: Determination of the coordination withstand voltages (Ucw)**



**Step 3: Determination of the required withstand voltages (U<sub>rw</sub>)**

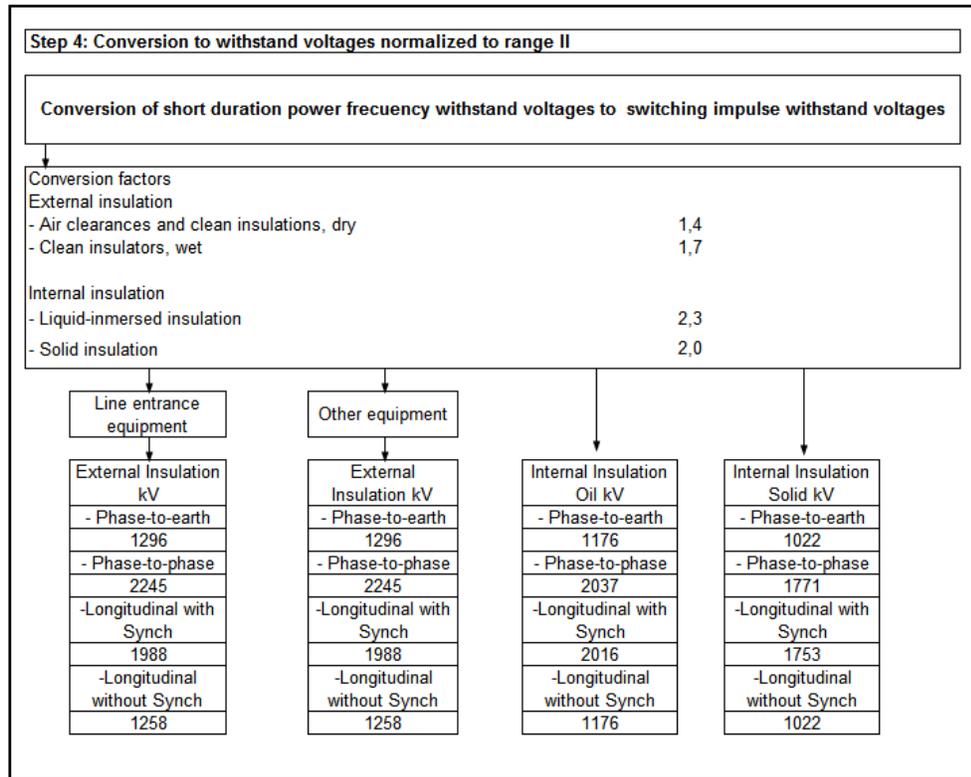


**Determination of the required Longitudinal withstand voltages (Urw)**



**Required withstand voltages**

	Fast front overvoltages		Power frequency and Lightning	
	With Synch	Without Synch		
Safety factor			1	
internal	1,15			
external	1,05			
Value m =	0,77	0,94		
Value Ka =	1,461	1,586	1,634	
Temporarily overvoltages Urw		Slow front overvoltages Urw		Fast-front overvoltages Urw
<i>External Insulation</i>		<i>External Insulation Line entrance equipment</i>		<i>External Insulation</i>
With Synch	Without Synch	With Synch	Without Synch	2430
1169	740	2044	1470	
<i>Internal Insulation</i>		<i>External Insulation Other equipment</i>		<i>Internal Insulation</i>
With Synch	Without Synch	With Synch	Without Synch	1945
876	511	2044	1470	
		<i>Internal Insulation</i>		
		With Synch	Without Synch	
		1532	1015	



En las tablas siguientes se muestra el resumen de las tensiones soportadas requeridas  $U_{rw}(s)$  y su correspondiente valor a las tensiones de conversión  $U_{rw}(c)$ .

**Tabla 15 – Resumen de las tensiones soportadas requeridas para el aislamiento externo**

	* kV r.m.s para frecuencia industrial	Aislamiento externo	
		Equipos entrada de línea y otros equipos	
	* kV pico para impulsos de maniobra y rayo	$U_{rw}(s)$	$U_{rw}(c)$
	Fase-tierra	763	
Frecuencia industrial	Fase-fase	1321	(1)
	Long con Sinc	1169	
	Long sin Sinc	740	
Impulso de maniobra	Fase-tierra	1328	1296
	Fase-fase	2484	2245
	Long con Sinc	2044	1988
Impulso atmosférico	Long sin Sinc	1470	1258
	Fase-tierra	2177	
	Fase-fase	2177	-
	Longitudinal	<b>2430 (3)</b>	

**Tabla 16 – Resumen de las tensiones soportadas requeridas para el aislamiento interno**

* kV r.m.s para frecuencia industrial		Aislamiento interno		
		U <sub>rw</sub> (s)	U <sub>rw</sub> (c) Líquido	U <sub>rw</sub> (c) Sólido
Frecuencia industrial	Fase-tierra	511		
	Fase-fase	886		
	Long con Sinc	876	<b>-1</b>	<b>-1</b>
	Long sin Sinc	511		
Impulso de maniobra	Fase-tierra	1015	1176	1022
	Fase-fase	1884	2037	<b>1771 (4)</b>
	Long con Sinc	1532	2016	<b>1753</b>
	Long sin Sinc	1015	1176	1022
Impulso atmosférico	Fase-tierra	1583	-	-
	Fase-fase	1583	-	-
	Longitudinal	1945	-	-

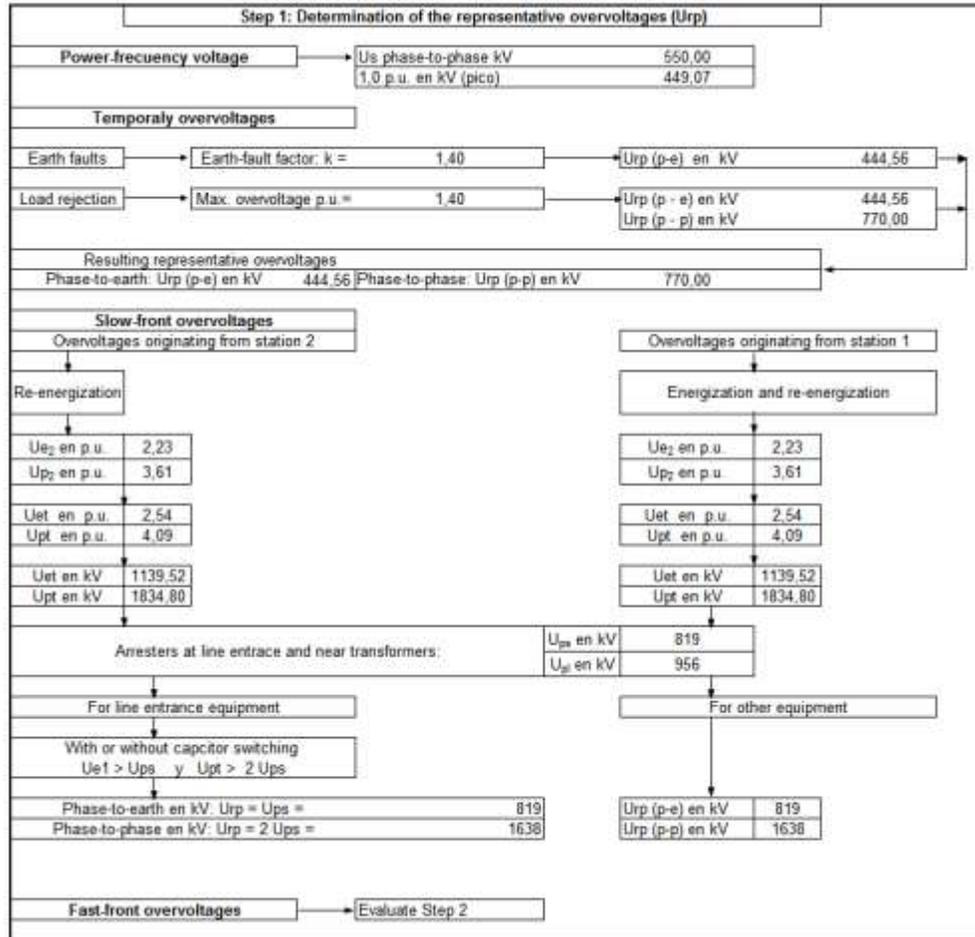
**Notas:**

- (1) En rango II, los valores requeridos soportados de corta duración a frecuencia industrial, son cubiertos por la prueba de soportabilidad al impulso tipo maniobra.
- (2) Las distancias fase-fase en el aire, aplicables al aislamiento externo, consideradas en las disposiciones físicas deberán cubrir el requerimiento de aislamiento al impulso tipo maniobra fase-fase.
- (3) El requerimiento de aislamiento al impulso tipo rayo para el aislamiento longitudinal considera interruptores que están expuestos a tensión permanente por ambos extremos, en los interruptores donde esto no sea requerido el valor deberá ser el fase – tierra.
- (4) Se han calculado los aislamientos longitudinales a baja frecuencia y maniobra requeridos para los casos en los cuales se requiere sincronización.

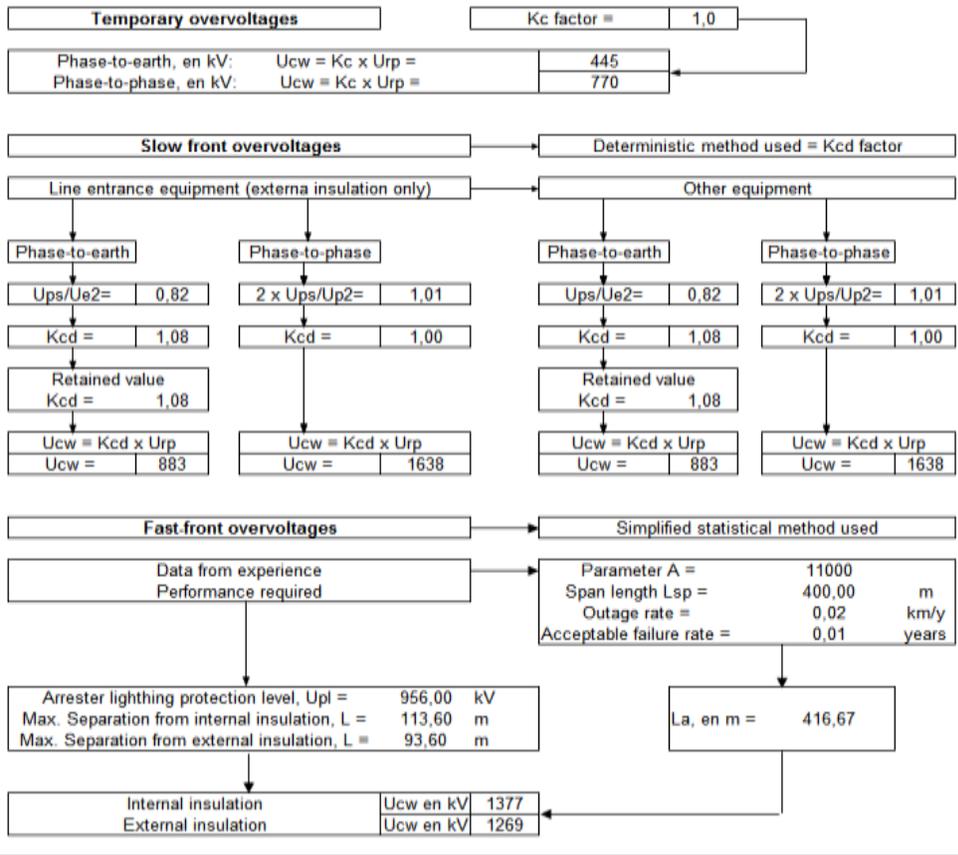
Se puede apreciar que los niveles de sobretensiones se encuentran controlados y los niveles de aislamiento máximos pueden ser seleccionados de 2100 kV para la tensión

soportada al impulso tipo rayo y 1550 kV para la tensión soportada al impulso tipo maniobra fase tierra los cuales corresponden a equipos de 800 kV.

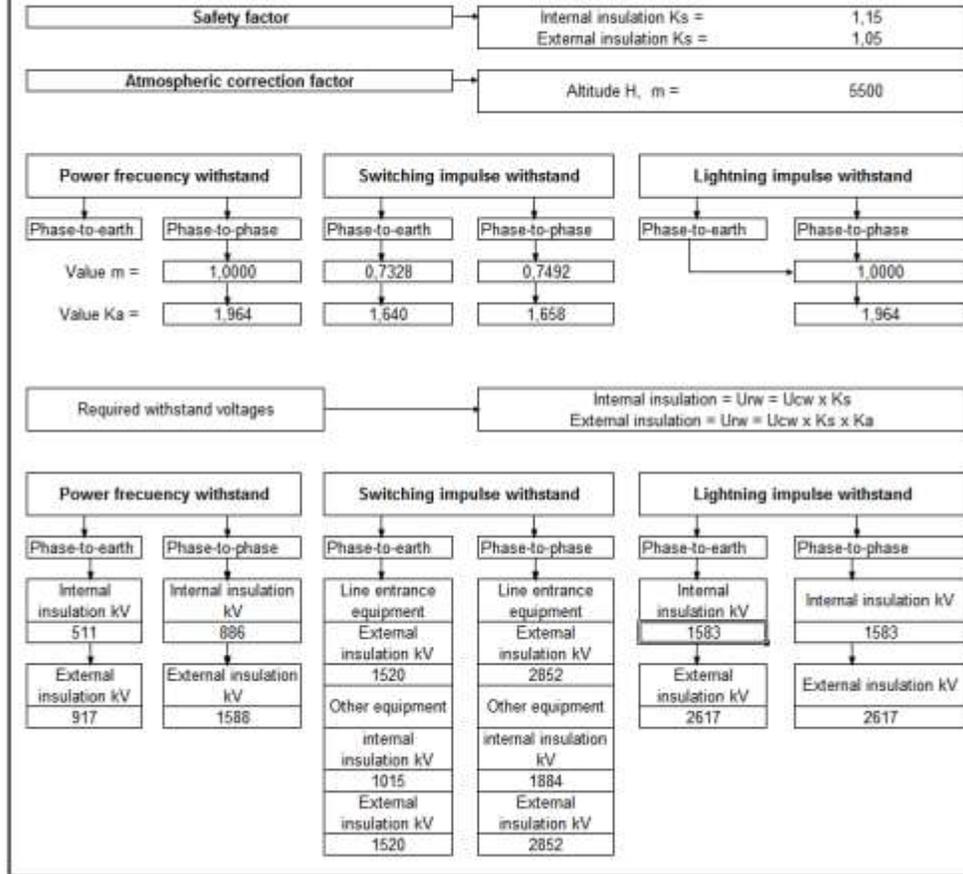
### 5.3 SUBESTACIÓN A 5500 M.S.N.M. CON DESCARGADORES DE SOBRETENSIONES



**Step 2: Determination of the coordination withstand voltages (Ucw)**



**Step 3: Determination of the required withstand voltages (U<sub>rw</sub>)**



**Determination of the required Longitudinal withstand voltages (Urw)**

**Power-frequency voltage Us p-e** → 550 / √3 → 318 kV | 449 kVp

**Temporaly overvoltages Ucw**

Phase-to-earth, kV: Ucw = 445 → +

Longitudinal Ucw without Synchronization kV 445

Longitudinal Ucw with Synchronization kV 762

**Slow front overvoltages Ucw**

Line entrance equipment (externa insulation only)

Ucw  
Phase-to-earth 883  
+  
Long with Synch 1332  
Long without Synch 883

Other equipment

Ucw  
Phase-to-earth 883  
+  
Long with Synch 1332  
Long without Synch 883

**Fast-front overvoltages Ucw**

Ucw External 1269 + 0.7x 449 → External Longitudinal Ucw 1583  
Ucw Internal 1377 → Internal Longitudinal Ucw 1691

**Required withstand voltages**

Safety factor	
internal	1,15
external	1,05

Value m = 

With Synch	0,77	Without Synch	0,94
------------	------	---------------	------

Value Ka = 

With Synch	1,685	Without Synch	1,885
------------	-------	---------------	-------

**Power frequency and Lightning**

1
1,964

**Temporaly overvoltages Urw**

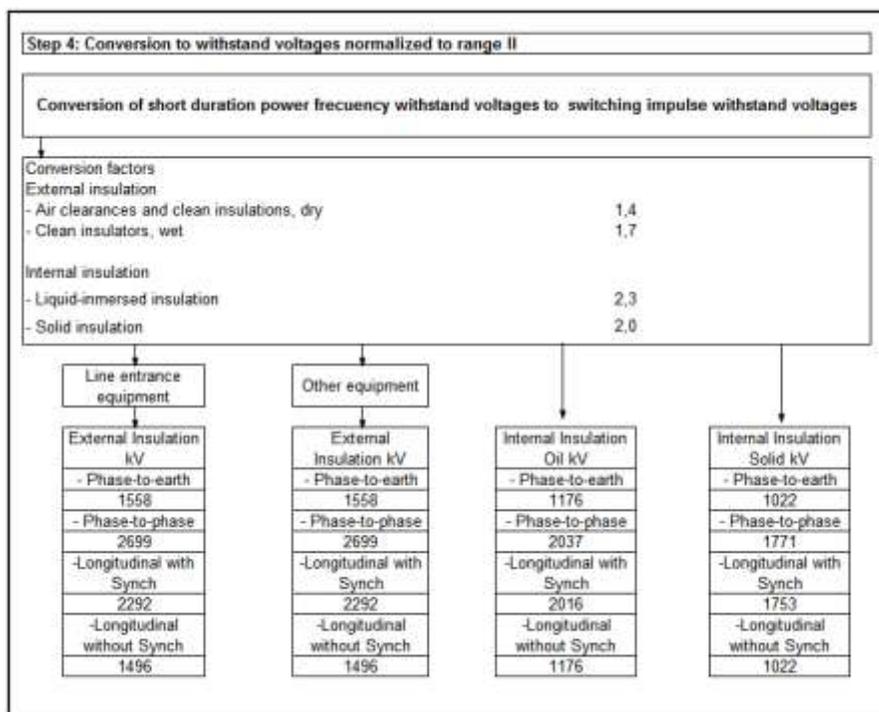
External Insulation	
With Synch	Without Synch
1348	880
Internal Insulation	
With Synch	Without Synch
876	511

**Slow front overvoltages Urw**

External Insulation Line entrance equipment	
With Synch	Without Synch
2356	1748
External Insulation Other equipment	
With Synch	Without Synch
2356	1748
Internal Insulation	
With Synch	Without Synch
1532	1015

**Fast-front overvoltages Urw**

External Insulation	
2801	
Internal Insulation	
1945	



En las tablas siguientes se muestra el resumen de las tensiones soportadas requeridas  $U_{rw}(s)$  y su correspondiente valor a las tensiones de conversión  $U_{rw}(c)$ .

**Tabla 17 – Resumen de las tensiones soportadas requeridas para el aislamiento externo**

* kV r.m.s para frecuencia industrial		Aislamiento externo	
		Equipos entrada de línea y otros equipos	
* kV pico para impulsos de maniobra y rayo		$U_{rw}(s)$	$U_{rw}(c)$
Frecuencia industrial	Fase-tierra	917	
	Fase-fase	1588	(1)
	Long con Sinc	1348	
	Long sin Sinc	880	
Impulso de maniobra	Fase-tierra	1520	1558
	Fase-fase	<b>2852 (4)</b>	2699
	Long con Sinc	2356	2292
	Long sin Sinc	1748	1496
Impulso atmosférico	Fase-tierra	<b>2617</b>	
	Fase-fase	<b>2617 (4)</b>	-
	Longitudinal	<b>2801</b>	

**Tabla 18 – Resumen de las tensiones soportadas requeridas para el aislamiento interno**

* kV r.m.s para frecuencia industrial		Aislamiento interno		
* kV pico para impulsos de maniobra y rayo		$U_{rw}(s)$	$U_{rw}(c)$ Líquido	$U_{rw}(c)$ Sólido
Frecuencia industrial	Fase-tierra	511		
	Fase-fase	886		
	Long con Sinc	876	-1	-1
	Long sin Sinc	511		
Impulso de maniobra	Fase-tierra	1015	1176	1022
	Fase-fase	1884	2037	<b>1771 (4)</b>
	Long con Sinc	1532	2016	<b>1753</b>
	Long sin Sinc	1015	1176	1022
Impulso atmosférico	Fase-tierra	1583	-	-
	Fase-fase	1583	-	-
	Longitudinal	1945	-	-

Notas:

- (1) En rango II, los valores requeridos soportados de corta duración a frecuencia industrial, son cubiertos por la prueba de soportabilidad al impulso tipo maniobra.
- (2) Las distancias fase-fase en el aire, aplicables al aislamiento externo, consideradas en las disposiciones físicas deberán cubrir el requerimiento de aislamiento al impulso tipo maniobra fase-fase.
- (3) El requerimiento de aislamiento al impulso tipo rayo para el aislamiento longitudinal considera interruptores que están expuestos a tensión permanente por ambos extremos, en los interruptores donde esto no sea requerido el valor deberá ser el fase – tierra.
- (4) Se han calculado los aislamientos longitudinales a baja frecuencia y maniobra requeridos para los casos en los cuales se requiere sincronización.

Se puede apreciar que los niveles de sobretensiones en esta altura no se encuentran controlados y los niveles de aislamiento máximos pueden deben ser seleccionados por encima de 2619 kV para la tensión soportada al impulso tipo rayo y mayor a 1550 KV para

la tensión soportada al impulso tipo maniobra fase tierra los cuales corresponden a equipos de 1050 kV.

#### **5.4 RESUMEN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS PARA EL RANGO II**

En la Tabla 19 se condensa toda la información obtenida de los cálculos de coordinación de aislamiento Rango II.

**Tabla 19 – Resumen de las tensiones soportadas con descargadores**

<b>TENSIONES SOPORTADAS REQUERIDAS (KV)</b>	<b>SUBESTACIÓN A 2500 M.S.N.M.</b>	<b>SUBESTACIÓN A 4000 M.S.N.M.</b>	<b>SUBESTACIÓN A 5500 M.S.N.M.</b>
TENSIÓN SOPORTADA AL IMPULSO TIPO RAYO	1950	2100	2619
TENSIÓN SOPORTADA DE CORTA DURACIÓN A FRECUENCIA INDUSTRIAL	1425	1550	1550
NIVEL DE TENSIÓN NORMALIZADO	800	800	1050

## 6 DISTANCIAS ELÉCTRICAS

La metodología comprende el cálculo de las distancias eléctricas mínimas y distancias de seguridad que deben tenerse en cuenta en el diseño de las subestaciones, con el objetivo de garantizar su adecuado dimensionamiento. La metodología cumple con los lineamientos recomendados en la norma IEC 60071-2.

Las distancias eléctricas corresponden a las separaciones mínimas que deben mantenerse en el aire entre partes energizadas de equipos y tierra, o en equipos sobre los cuales es necesario realizar un trabajo.

### 6.1 DISTANCIAS MÍNIMAS EN AIRE

Para los equipos en rango I ( $U_m < 245$  kV), las distancias en el aire fase a fase y fase a tierra son determinadas de acuerdo al nivel de aislamiento al impulso tipo rayo. En la Tabla 20 (Tabla A1 de la norma IEC 60071-2) se indica la correlación entre el nivel soportado al impulso tipo rayo y las distancias mínimas en el aire.

**Tabla 20 – Correlación entre el nivel soportado al impulso tipo rayo y las distancias mínimas en el aire**

Tensión soportada al impulso tipo rayo [kV]	Distancia mínima en el aire [mm]	
	Varilla-estructura	Conductor-estructura
325	630	-
450	900	-
550	1.100	-
650	1.300	-
750	1.500	-
850	1.700	1.600
950	1.900	1.700
<b>1.050</b>	<b>2.100</b>	<b>1.900</b>

NOTA:

- Para la distancia mínima fase a tierra es aplicable la configuración conductor-estructura y varilla-estructura.

- Para la distancia mínima fase a fase, es aplicable la configuración varilla-estructura.

Para los de rango II ( $U_m > 245$  kV), las distancias en el aire fase a fase y fase a tierra son determinadas de acuerdo al nivel de aislamiento al impulso tipo rayo y al impulso tipo maniobra (tomando la mayor distancia correspondiente). En la Tabla 21 y Tabla 22 se indica la correlación entre el nivel soportado al impulso tipo maniobra y las distancias mínimas en el aire

**Tabla 21 – Correlación entre el nivel soportado al impulso tipo maniobra y las distancias mínimas fase – tierra en el aire**

Tensión soportada al impulso tipo maniobra [kV]	Distancia mínima fase-tierra [mm]	
	Varilla-estructura	Conductor-estructura
750	1900	1600
850	2400	1800
950	2900	2200
1050	3400	2600
1175	4100	3100
1300	4800	3600
<b>1425</b>	<b>5600</b>	<b>4200</b>
<b>1550</b>	<b>6400</b>	<b>4900</b>

**Tabla 22 – Correlación entre el nivel soportado al impulso tipo maniobra y las distancias mínimas fase-fase en el aire**

Tensión soportada al impulso tipo maniobra			Distancia mínima fase-fase [mm]	
Fase – Tierra [kV]	Fase-Fase / Fase-Tierra	Fase-Fase [kV]	Conductor-Conductor paralelo	Conductor- Varilla
750	1,5	1125	2300	2600
850	1,5	1275	2600	3100
850	1,6	1360	2900	3400
950	1,5	1425	3100	3600
950	1,7	1615	3700	4300
1050	1,5	1575	3600	4200
1050	1,6	1680	3900	4600
1175	1,5	1763	4200	5000

Tensión soportada al impulso tipo maniobra			Distancia mínima fase-fase [mm]	
Fase – Tierra [kV]	Fase-Fase / Fase-Tierra	Fase-Fase [kV]	Conductor- Conductor paralelo	Conductor- Varilla
1300	1,7	2210	6100	7400
<b>1425</b>	<b>1,7</b>	<b>2423</b>	<b>7200</b>	<b>9000</b>
1550	1,6	2480	7600	9400

De acuerdo con el nivel de aislamiento seleccionado en la coordinación de aislamiento para la subestación, se seleccionan las distancias mínimas fase a fase y fase a tierra, indicadas en las tablas siguientes.

**Tabla 23 – Distancias mínimas 550kV**

CARACTERÍSTICA	UNIDAD	2500 m.s.n.m.	4000 m.s.n.m.	5500 m.s.n.m.
		1425 kV 1950 kV	1550 kV 2100 kV	>1550 kV >2619 kV
<b>Distancia fase-fase</b> Conductor - Varilla	mm	9000	9400	-
Conductor -Conductor paralelo	mm	7200	7600	-
<b>Distancia fase-tierra</b> Varilla - estructura	mm	5600	6400	-
Conductor - estructura	mm	4200	4900	-

**Tabla 24 – Distancias mínimas 245kV**

CARACTERÍSTICA	UNIDAD	2500m.s.n.m.	4000m.s.n.m.	5500m.s.n.m.
		1050kV 460kV	1300kV 950kV	1550kV 1175kV
<b>Distancia fase-fase</b> Conductor - Varilla	mm		4300	5000
Conductor -Conductor paralelo	mm	2100	3700	4200
<b>Distancia fase-tierra</b> Varilla - estructura	mm		2900	4100
Conductor - estructura	mm	1900	2200	3100

## 6.2 DISTANCIAS ELÉCTRICAS MÍNIMAS PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE LA SUBESTACIÓN

El dimensionamiento de la subestación está condicionado a los criterios antes mencionados y puede describirse básicamente por las siguientes distancias:

- Ancho de barras
- Ancho de campo
- Altura de campo

Estos aspectos son una aplicación directa de las distancias mínimas.

### 6.2.1 SEPARACIÓN DE FASES

Esta se determina por la separación mínima entre las fases y la trayectoria de un conductor sometido a un cortocircuito (ver Figura 12), de donde se tiene:

$$Y_k = 1,2Y_o * \text{sen}40^\circ \quad \rightarrow \quad Y_k = 0,7713*Y_o \quad (18)$$

$$a = 0,5 * d_{\min} + 2*Y_k \quad \rightarrow \quad a = 0,5 * d_{\min} + 1,543*Y_o \quad (19)$$

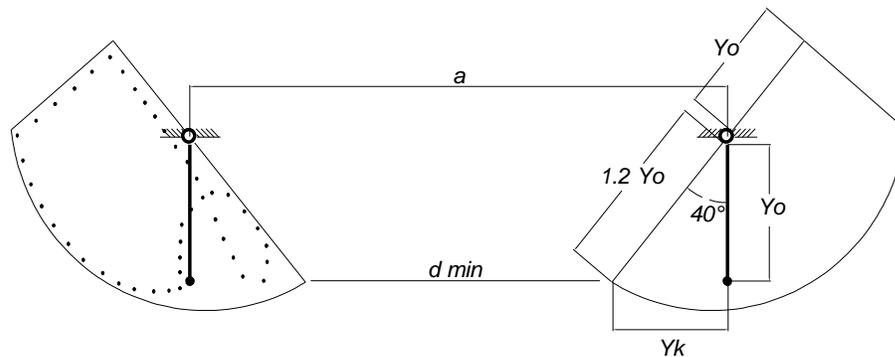
Dónde:

$Y_k$  : Rango del movimiento del conductor [mm]

$Y_o$  : Flecha estática máxima [mm]

$a$  : Separación mínima entre fases [mm].

$d_{\min}$  : Distancia mínima fase-fase, cable-cable [mm]



**Figura 12 – Rango del movimiento de conductores flexibles durante cortocircuitos**

En la práctica,  $Y_o \approx 0,03 \cdot S$ , siendo  $S$  el vano del conductor flexible.

De acuerdo con “The Mechanical Effects of Short-Circuit Currents in Open Substations” del Comité No. 23 del CIGRE, el valor de  $d_{min}$  durante un cortocircuito se puede reducir hasta el 50 % del valor inicial.

### 6.2.2 ANCHO DE BARRAS

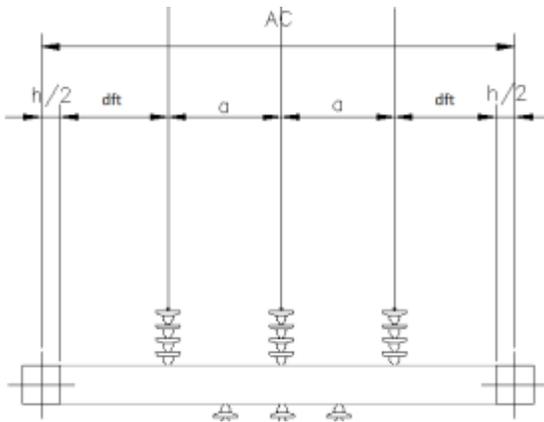
La configuración de la subestación dispone de dos barras, con los valores de separación entre fases del numeral anterior se calcula el ancho de barra el cual sería para este caso particular tres veces la separación entre fases, más la distancia mínima fase – tierra más el ancho de la estructura.

### 6.2.3 ANCHO DE CAMPO

Es la distancia de separación entre los ejes de las columnas que forman el pórtico de entrada. El ancho de campo de una subestación está determinado por la configuración, las dimensiones de los equipos y de los barrajes utilizados.

### 6.2.4 TEMPLAS SUPERIORES A LO LARGO DEL CAMPO

El ancho del campo en este caso se determina por la separación entre las fases y el movimiento que tendrían los conductores debido a cortocircuitos en las plantas superiores a lo largo del campo, ver Figura 13.



**Figura 13 – Ancho de campo determinado por las plantas superiores**

En consecuencia el ancho del campo sería dos veces la separación entre fases, más dos veces la distancia mínima fase-tierra para considerar la templa adyacente, más el ancho de columna a nivel de conexión.

$$AC = 2*a + 2*dft + h \quad (20)$$

Dónde:

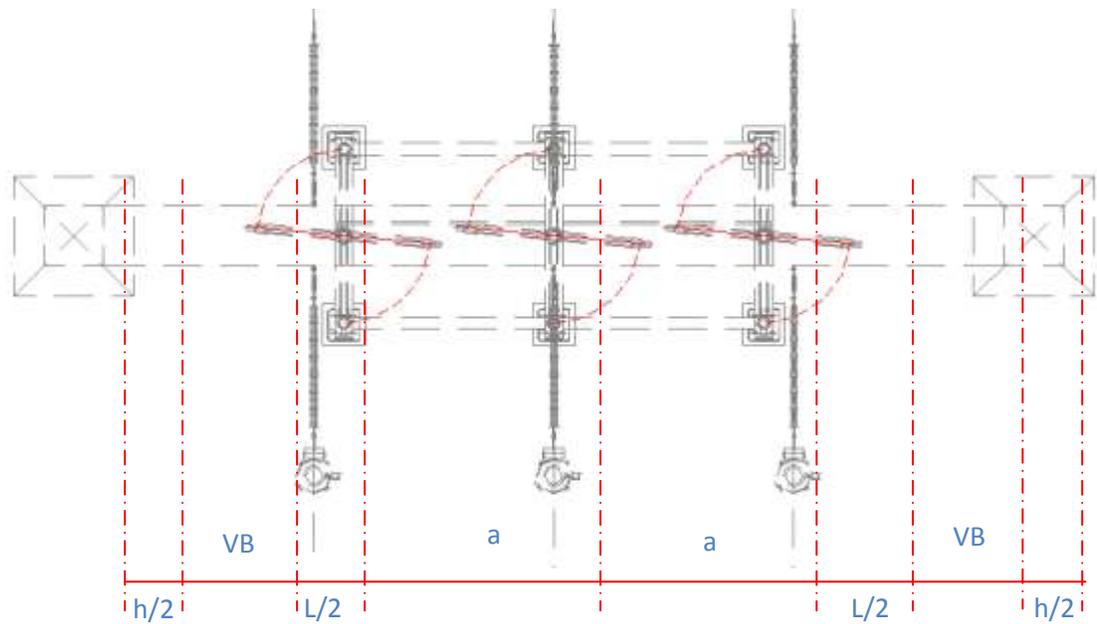
$a$  : Separación de fases [mm]

$dft$  : Distancia mínima fase-tierra [mm]

$h$  : Ancho de columna a nivel de conexión de aisladores [mm]

### 6.2.5 ESTRUCTURA ADYACENTE A LOS EQUIPOS DE PATIO

Cuando se tiene la estructura del pórtico adyacente a un equipo de patio, el ancho de campo se determina de acuerdo a la Figura 14, considerando el valor básico, la mínima separación entre fases del equipo (determinada en este caso por el seccionador) y el ancho de la estructura.



**Figura 14 – Ancho de campo determinado por la estructura adyacente a los equipos**

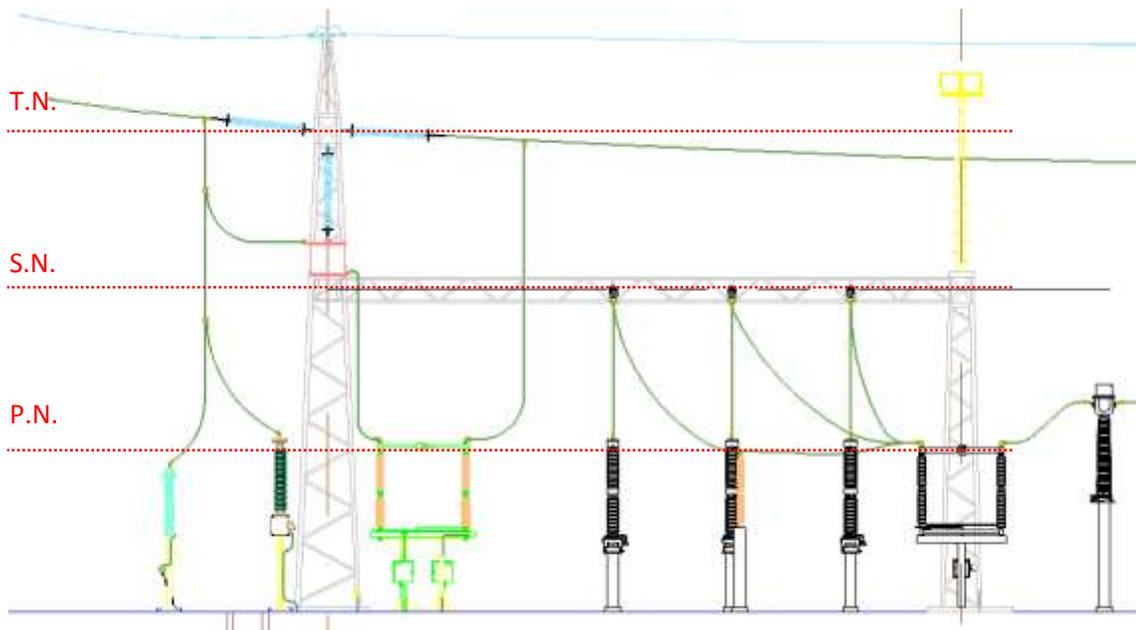
$$AC = 2*a + 2*dft + h \quad (21)$$

Dónde:

- a: Separación entre fases para equipos (seccionador), [mm]
- dft: Distancia mínima fase tierra, [mm]
- L: Longitud del brazo del seccionador, [mm]
- h: Ancho de la estructura, a nivel de conexión de equipos [mm]

### 6.2.6 ALTURA DE CONEXIONES

Las alturas de conexión estarán determinadas por la altura de los equipos nuevos y existentes y las alturas de los pórticos existentes. En la Figura 15 se indican referencialmente los niveles de conexión que serán calculados.



**Figura 15 – Niveles de conexión de equipos y barrajes**

#### **6.2.6.1 PRIMER NIVEL (P.N.)**

Corresponde a la altura de conexión de los equipos y está determinada por la distancia de seguridad para circulación de personas, es decir, el valor básico (VB) más la altura de una persona con los brazos levantados verticalmente:

$$P.N = VB + 2250 \text{ mm} \tag{22}$$

Dónde:

VB: Valor básico [mm]

#### **6.2.6.2 SEGUNDO NIVEL (S.N.)**

Está determinado por el punto de conexión de las barras, su altura debe ser superior a la del primer nivel que existe debajo del barraje por lo menos la distancia vertical para trabajos de mantenimiento más la flecha máxima del barraje.

$$S.N. = P.N. + D_{vertical} + YB \tag{23}$$

Dónde:

YB: Flecha máxima del barraje

Dvertical: Distancia vertical para labores de mantenimiento [mm]

En la práctica,  $YB \approx 0,03 \cdot S$ , siendo (S) el vano del barraje.

### 6.2.6.3 TERCER NIVEL (T.N.)

Conformado por la altura de las templas superiores de la subestación su altura debe ser superior a la del segundo nivel en por lo menos la distancia vertical para trabajos de mantenimiento, más la flecha máxima de la templa superior.

$$T.N. = S.N. + Dvertical + YT \quad (24)$$

Dónde:

YT: Flecha máxima de la templa

Dvertical: Distancia vertical para labores de mantenimiento [mm]

En la práctica,  $YT \approx 0,03 \cdot S$ , siendo (S) el vano de la templa.

## 6.3 DISTANCIAS ADOPTADAS PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE LA SUBESTACIÓN EN 220 KV

En la Tabla 25 se presenta un resumen con las distancias adoptadas para el dimensionado de la subestación.

**Tabla 25 – Distancias para el dimensionamiento de la subestación 220 kV 2500 m.s.n.m.**

DESCRIPCIÓN	Distancia [mm]	
	Calculada	Adoptada
Distancia mínima fase a fase	2100	2100
Distancia mínima fase a tierra	1900	2100
Valor básico	2310	2310
Zona de circulación	2250	2250
Zona de seguridad	4560	4560
Distancia horizontal para trabajos de mantenimiento	4060	4100

DESCRIPCIÓN	Distancia [mm]	
	Calculada	Adoptada
Distancia vertical para trabajos de mantenimiento	3560	3600
Longitud de la templa		48300
Longitud de la barra		29400
Flecha máxima de la templa (3%)	1449	1500
Flecha máxima barra (3%)	882	1000
Separación entre fases para templas	3364	4200
Separación entre fases para barras	2593	4200
Separación entre fases para Equipos	-	3700
Ancho de barras	13600	15400
Ancho de campo	Templas superiores	13600
	Equipo adyacente a estructura	14570
	Primer nivel de conexión	≥4.560
Alturas de campo	Segundo nivel de conexión	≥9.272
	Tercer nivel	≥14.004

**Tabla 26 – Distancias para el dimensionamiento de la subestación 220 kV 4000 m.s.n.m.**

DESCRIPCIÓN	Distancia [mm]	
	Calculada	Adoptada
Distancia mínima fase a fase (Conductor – Varilla)	4300	
Distancia mínima fase a fase (Conductor -Conductor paralelo)	3700	4300
Distancia mínima fase a tierra (Varilla – estructura)	2900	
Distancia mínima fase a tierra (Conductor - estructura)	2200	2900
Valor básico	3190	3200
Zona de circulación	2250	2250
Zona de seguridad	5440	5500
Distancia horizontal para trabajos de mantenimiento	4940	5000
Distancia vertical para trabajos de mantenimiento	4440	4500
Longitud de la templa		62000
Longitud de la barra		53000
Flecha máxima de la templa (3%)	1860	1900
Flecha máxima barra (3%)	1590	1600
Separación entre fases para templas	5081	7000
Separación entre fases para barras	4618	6500
Separación entre fases para Equipos	-	6500
Ancho de barras	23400	24300
Ancho de campo	Templas superiores	20800
	Equipo adyacente a estructura	22310
	Primer nivel de conexión	≥5440
Alturas de campo	Segundo nivel de conexión	≥8450

DESCRIPCIÓN	Distancia [mm]	
	Calculada	Adoptada
Tercer nivel	≥13650	15500

**Tabla 27 – Distancias para el dimensionamiento de la subestación 220 kV 5500 m.s.n.m.**

DESCRIPCIÓN	Distancia [mm]	
	Calculada	Adoptada
Distancia mínima fase a fase (Conductor – Varilla)	5000	
Distancia mínima fase a fase (Conductor -Conductor paralelo)	4200	5000
Distancia mínima fase a tierra (Varilla – estructura)	4100	4100
Distancia mínima fase a tierra (Conductor - estructura)	3100	
Valor básico	4510	4550
Zona de circulación	2250	2250
Zona de seguridad	6800	6800
Distancia horizontal para trabajos de mantenimiento	6300	6300
Distancia vertical para trabajos de mantenimiento	5800	5800
Longitud de la templa		55500
Longitud de la barra		90900
Flecha máxima de la templa (3%)	1665	1700
Flecha máxima barra (3%)	2727	3000
Separación entre fases para templas	5123	8000
Separación entre fases para barras	7129	8000
Separación entre fases para Equipos	-	8000
Ancho de barras	30100	32500
Ancho de campo		
	Templas superiores	26200
	Primer nivel de conexión	≥6760
Alturas de campo	Segundo nivel de conexión	≥14250
	Tercer nivel	≥19050
		22000

#### 6.4 DISTANCIAS ADOPTADAS PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE LA SUBESTACIÓN EN 550 KV

**Tabla 28 – Distancias para el dimensionamiento de la subestación 550 kV 2500 m.s.n.m.**

DESCRIPCIÓN	Distancia [mm]	
	Calculada	Adoptada
Distancia mínima fase a fase (Conductor – Varilla)	9000	
Distancia mínima fase a fase (Conductor -Conductor paralelo)	7200	9000
Distancia mínima fase a tierra (Varilla – estructura)	5600	5600
Distancia mínima fase a tierra (Conductor - estructura)	4200	

DESCRIPCIÓN	Distancia [mm]		
	Calculada	Adoptada	
Valor básico	6160	6200	
Zona de circulación	2250	2250	
Zona de seguridad	8410	8500	
Distancia horizontal para trabajos de mantenimiento	7950	8000	
Distancia vertical para trabajos de mantenimiento	7450	7500	
Longitud de la templa		100000	
Longitud de la barra		90000	
Flecha máxima de la templa (3%)	3000	3000	
Flecha máxima barra (3%)	2700	2700	
Separación entre fases para templas	9129	10000	
Separación entre fases para barras	8666	10000	
Separación entre fases para Equipos	-	10000	
Ancho de barras	35100	35500	
Ancho de campo	Templas superiores	35100	35500
	Primer nivel de conexión	≥8410	8500
Alturas de campo	Segundo nivel de conexión	≥12450	14000
	Tercer nivel	≥18250	22000

**Tabla 29 – Distancias para el dimensionamiento de la subestación 550 kV 4000 m.s.n.m.**

DESCRIPCIÓN	Distancia [mm]		
	Calculada	Adoptada	
Distancia mínima fase a fase (Conductor – Varilla)	9400		
Distancia mínima fase a fase (Conductor -Conductor paralelo)	7600	9400	
Distancia mínima fase a tierra (Varilla – estructura)	6400		
Distancia mínima fase a tierra (Conductor - estructura)	4900	6400	
Valor básico	7040	7100	
Zona de circulación	2250	2250	
Zona de seguridad	8650	8650	
Distancia horizontal para trabajos de mantenimiento	7650	7650	
Distancia vertical para trabajos de mantenimiento	8150	8150	
Longitud de la templa		100000	
Longitud de la barra		90000	
Flecha máxima de la templa (3%)	3000	3000	
Flecha máxima barra (3%)	2700	2700	
Separación entre fases para templas	8630	10000	
Separación entre fases para barras	8166	9000	
Separación entre fases para Equipos	-	9000	
Ancho de barras	31300	32000	
Ancho de campo	Templas superiores	31300	32000

---

	Primer nivel de conexión	≥7530	7550
Alturas de campo	Segundo nivel de conexión	≥11500	13000
	Tercer nivel	≥17250	20000

---

## 7 SELECCIÓN DE PARARRAYOS (DESCARGADORES DE SOBRETENSIÓN)

### 7.1 DESCARGADORES DE SOBRETENSIÓN 220 KV

#### 7.1.1 TENSIÓN DE OPERACIÓN CONTINUA (COV)

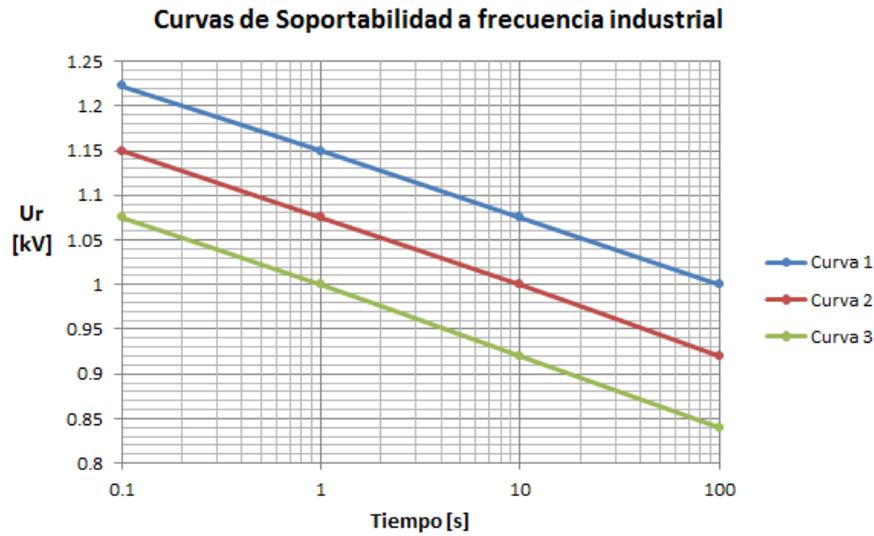
Teniendo en cuenta que el sistema es sólidamente aterrizado se calcula el COV así:

$$U_{cmin} \geq 1,05 U_s/\sqrt{3} = 1,05 \times 245/\sqrt{3} = 148,5 \text{ kV} \quad (25)$$

#### 7.1.2 TENSIÓN ASIGNADA

Para sistemas sólidamente aterrizados se calcula la tensión asignada como el máximo entre  $U_{r1}$  y  $U_{r2}$ , valores que tienen en cuenta un factor de diseño y el valor de la sobretensión temporal máxima esperada considerando el factor de soportabilidad a frecuencia industrial.

La Figura 16 muestra las diferentes curvas típicas de soportabilidad a frecuencia industrial, que ofrecen los fabricantes. Para ser conservadores en la selección y aplicación de los descargadores, se selecciona la curva 2.



**Figura 16 – Curvas de soportabilidad a frecuencia industrial para descargadores de sobretensiones**

$$U_{r1} \geq 1,25 \times 1,05 \frac{U_S}{\sqrt{3}} = 1,25 \times 1,05 \times 245/\sqrt{3} = 185,65 \text{ kV} \quad (26)$$

Teniendo en cuenta las máximas sobretensiones temporales de larga duración se toma el valor de 1,4 p.u. El factor  $k_{TOV}$  se toma de la Curva 2 para un tiempo de 1 segundo de acuerdo con el tipo de sistema, arrojando un valor de 1,075.

$$U_{r2} \geq U_{TOV}/k_{TOV} = \frac{1,4 \times 220/\sqrt{3}}{1,075} = 165,4 \text{ kV} \quad (27)$$

De acuerdo con los resultados de  $U_{r1}$  y  $U_{r2}$ , se obtiene que  $U_{r2} < U_{r1}$  por lo cual el valor a seleccionar es mayor a 185,65 kV y además, dado que  $U_{r2} < U_{r1}$  se corrige la tensión continua de operación como:

$$U_{Cmin} \geq U_r/1,25 = 185,65/1,25 = 148,5 \text{ kV} \quad (28)$$

### 7.1.3 CORRIENTE NOMINAL DE DESCARGA

Teniendo en cuenta el nivel de tensión del sistema (220 kV), se elige una corriente nominal de descarga de acuerdo con la publicación IEC 60099-4, de 10 kA, según lo indicado en la Tabla 30.

**Tabla 30 – Corriente nominal de descarga según IEC 60099-4**

2.5 kA	5 kA	10 kA	20 kA
$U_r \leq 36 \text{ kV}$	$U_r \leq 132 \text{ kV}$	$3 \text{ kV} \leq U_r \leq 360 \text{ kV}$	$360 \text{ kV} < U_r \leq 756 \text{ kV}$

**7.1.4 CLASE DE DESCARGA DE LÍNEA – ENERGÍA POR MANIOBRA**

Para la selección de la clase de descarga de línea se tiene en cuenta la recomendación de la IEC 60099-5, indicada en la Tabla 33. Se recomienda, según [5], tomar mínimo la clase de descarga del rango superior. Para este caso, debido a los eventos en el sistema de 220 kV se recomienda usar como mínimo una clase de descarga 3.

**Tabla 31 – Selección de clase de descarga de línea por nivel de tensión IEC 60099-5.**

Line discharge class	$U_s / \text{kV}$
1	$\leq 245$
2	$\leq 300$
3	$\leq 420$
4	$\leq 550$
5	$\leq 800$

**7.1.5 REQUERIMIENTO ENERGÉTICO POR DESCARGAS ATMOSFÉRICAS**

La máxima energía absorbida por el descargador de sobretensiones es:

$$W = 508 \text{ kJ} \quad (29)$$

**7.1.6 NIVEL DE PROTECCIÓN AL IMPULSO TIPO MANIOBRA Y RAYO**

Los cálculos efectuados para determinar las sobretensiones representativas, como información de entrada para la coordinación de aislamiento, se realizaron con un nivel de protección al impulso tipo maniobra (NPM) y tipo rayo (NPR) de 351 kV (30/60  $\mu$ s 2 kA) y 410 kV (8/20  $\mu$ s 20 kA), respectivamente, dichos valores se encuentran dentro de los rangos típicos ofrecidos por los fabricantes. Por lo anterior es recomendable que los niveles de protección del descargador sean iguales o menores que los utilizados para los cálculos.

## 7.2 DESCARGADORES DE SOBRETENSIÓN 500 KV

### 7.2.1 TENSIÓN DE OPERACIÓN CONTINUA (COV)

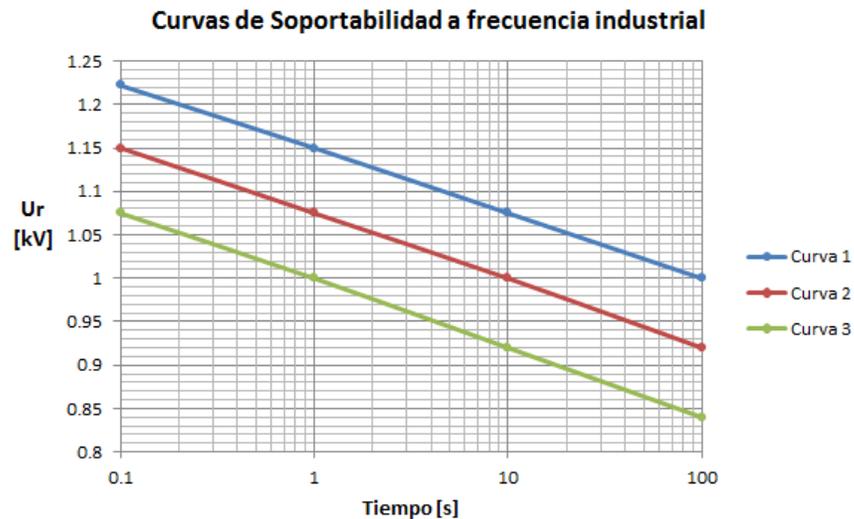
Teniendo en cuenta que el sistema es sólidamente aterrizado se calcula el COV así:

$$U_{Cmin} \geq 1,05 U_S/\sqrt{3} = 1,05 \times 550/\sqrt{3} = 333,42 \text{ kV} \quad (30)$$

### 7.2.2 TENSIÓN ASIGNADA

Para sistemas sólidamente aterrizados se calcula la tensión asignada como el máximo entre  $U_{r1}$  y  $U_{r2}$ , valores que tienen en cuenta un factor de diseño y el valor de la sobretensión temporal máxima esperada considerando el factor de soportabilidad a frecuencia industrial.

La Figura 17 muestra las diferentes curvas típicas de soportabilidad a frecuencia industrial, que ofrecen los fabricantes. Para ser conservadores en la selección y aplicación de los descargadores, se selecciona la curva 2.



**Figura 17 – Curvas de soportabilidad a frecuencia industrial para descargadores de sobretensiones**

$$U_{r1} \geq 1,25 \times 1,05 U_S/\sqrt{3} = 1,25 \times 1,05 \times 550/\sqrt{3} = 417,77 \text{ kV} \quad (31)$$

Teniendo en cuenta las máximas sobretensiones temporales de larga duración se toma el valor de 1,5 p.u. El factor  $k_{TOV}$  se toma de la Curva 2 para un tiempo de 1 segundo de acuerdo con el tipo de sistema, arrojando un valor de 1,075.

$$U_{r2} \geq U_{TOV}/k_{TOV} = \frac{1,5 \times 500/\sqrt{3}}{1,075} = 402,81 \text{ kV} \quad (32)$$

De acuerdo con los resultados de  $U_{r1}$  y  $U_{r2}$ , se obtiene que  $U_{r2} < U_{r1}$  por lo cual el valor a seleccionar es mayor a 417,77 kV y además, dado que  $U_{r2} < U_{r1}$  se corrige la tensión continua de operación como:

$$U_{Cmin} \geq U_r/1,25 = 417,77/1,25 = 334,22 \text{ kV} \quad (33)$$

### 7.2.3 CORRIENTE NOMINAL DE DESCARGA

Teniendo en cuenta el nivel de tensión del sistema (500 kV), se elige una corriente nominal de descarga de acuerdo con la publicación IEC 60099-4, de 20 kA, según lo indicado en la Tabla 32.

**Tabla 32 – Corriente nominal de descarga según IEC 60099-4**

2.5 kA	5 kA	10 kA	20 kA
$U_r \leq 36 \text{ kV}$	$U_r \leq 132 \text{ kV}$	$3 \text{ kV} \leq U_r \leq 360 \text{ kV}$	$360 \text{ kV} < U_r \leq 756 \text{ kV}$

### 7.2.4 CLASE DE DESCARGA DE LÍNEA – ENERGÍA POR MANIOBRA

Para la selección de la clase de descarga de línea se tiene en cuenta la recomendación de la IEC 60099-5, indicada en la Tabla 33. Se recomienda tomar mínimo la clase de descarga del rango superior. Para este caso, debido a los eventos en el sistema de 500 kV se recomienda usar como mínimo una clase de descarga 5.

**Tabla 33 – Selección de clase de descarga de línea por nivel de tensión IEC 60099-5.**

Line discharge class	$U_s / \text{kV}$
1	$\leq 245$
2	$\leq 300$
3	$\leq 420$
4	$\leq 550$
5	$\leq 800$

### **7.2.5 REQUERIMIENTO ENERGÉTICO POR DESCARGAS ATMOSFÉRICAS**

La máxima energía absorbida por el descargador de sobretensiones es:

$$W = 150 \text{ kJ} \quad (34)$$

### **7.2.6 NIVEL DE PROTECCIÓN AL IMPULSO TIPO MANIOBRA Y RAYO**

Los cálculos efectuados para determinar las sobretensiones representativas, como información de entrada para la coordinación de aislamiento, se realizaron con un nivel de protección al impulso tipo maniobra (NPM) y tipo rayo (NPR) de 819 kV (30/60  $\mu\text{s}$  2 kA) y 956 kV (8/20  $\mu\text{s}$  20 kA), respectivamente, dichos valores se encuentran dentro de los rangos típicos ofrecidos por los fabricantes. Por lo anterior es recomendable que los niveles de protección del descargador sean iguales o menores que los utilizados para los cálculos.

## 8 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 8.1.1 ALTITUDES HASTA 5500 M.S.N.M.

1. El procedimiento de coordinación de aislamiento vigente de la norma IEC 60071-2 de 1996 contiene un procedimiento de corrección por altitud muy conservador. Los resultados de los ensayos de laboratorio simulando baja presión y las medidas de campo realizados en instalaciones en altitud por encima de los 2000 m.s.n.m. indican que el procedimiento para realizar la corrección por altitud a los voltajes soportados y a las distancias de aislamiento eléctrico es muy conservador y el desempeño de los aislamientos es mejor que el indicado por la corrección de la norma IEC 60071. En particular el exponente  $m=1$  que recomienda la norma para la corrección de los voltajes soportados a los impulsos tipo rayo y sobretensiones de frecuencia industrial de corta duración es excesivo. El valor apropiado del exponente “m” es crítico, pues al ser un parámetro de tipo exponencial su influencia en la corrección es significativo.
2. El procedimiento de corrección de las medidas obtenidas en pruebas de alta tensión establecido en la norma IEC 60060-1, de 2010, recomienda métodos más específicos para determinar los valores aplicables de los exponentes “m” y “w” (exponente de corrección por altitud para la densidad del aire y para la humedad respectivamente). Aunque esta norma no aplica directamente a la coordinación de aislamientos, tradicionalmente la norma de coordinación de aislamientos IEC 60071 ha trabajado con los métodos de corrección por efectos ambientales indicados en la norma IEC 60060.
3. El Código Nacional de Seguridad Eléctrica - NESC ha utilizado exitosamente a lo largo de 70 años un procedimiento de corrección relativamente simple (3% de corrección de los valores por cada 300 metros de altitud, para instalaciones ubicadas por encima de los 450 metros de altitud). Esta corrección se aproxima bastante a la corrección propuesta por IEC 60071-2 con exponente  $m=0,5$ , lo cual hace pensar que la realidad se aproxima a estos valores. De hecho, las dos correcciones son bastante congruentes para  $m=0,6$ .
4. Como política normativa es recomendable seguir usando los postulados de la norma IEC 60071 como guía aplicable al procedimiento de coordinación de aislamiento, pero estableciendo que en el proceso de diseño pueden, bajo su propia responsabilidad,

aplicar criterios de corrección por altitud menos conservadores. En el momento que esta norma sea modificada para aplicar las modificaciones que reflejen los avances científicos recientes, de manera automática se estarán incorporando esos avances en la normatividad de cada país.

5. Algunos de los agentes de mercados eléctricos en diferentes países, como el peruano donde se tienen subestaciones eléctricas a altitudes elevadas, han logrado economías significativas, sin comprometer el desempeño de las instalaciones, aplicando medidas activas (descargadores de sobretensión en puntos seleccionados dentro de la subestación) que les han permitido diseñar instalaciones con menos exigencias en cuanto a distancias eléctricas y exigencia de aislamiento de los equipos, lo cual representa a la larga una economía para todo el país. Si adicionalmente se utilizan factores de corrección por altitud menos conservadores, se podrán lograr diseños menos exigentes y más económicos. Sin embargo, es conveniente que la aceptación definitiva de estos diseños avanzados esté respaldada por la operación exitosa de alguna instalación piloto, especialmente en el caso de instalaciones a 5000 m.s.n.m.

### **8.1.2 ALTITUDES MAYORES A 6000 M.S.N.M.**

No se recomienda extrapolar los resultados experimentales obtenidos hasta altitudes de 5000 m.s.n.m. a sitios con mayor altitud. Los hallazgos recientes muestran que la influencia de la baja presión atmosférica no ha sido evaluada en su totalidad. La ley de Pashen, como se muestra en la Figura 18, indica que a medida que se reduce la presión, se alcanza un mínimo de rigidez dieléctrica, luego del cual, a mayores reducciones de presión, el voltaje de disrupción eléctrica vuelve a aumentar. La ley de Pashen ha sido verificada para distancias pequeñas, y no se debe extrapolar su cumplimiento a distancias de arco largas, donde intervienen otros fenómenos por la interacción arco/medio. Sin embargo, en algún momento se debe producir la transición de rigidez dieléctrica hacia el desempeño mostrado en el vacío.

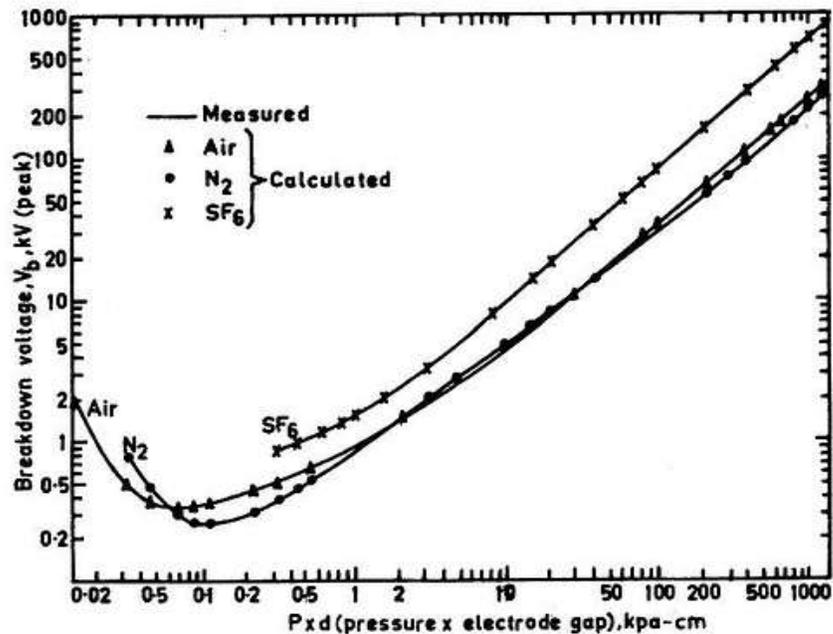
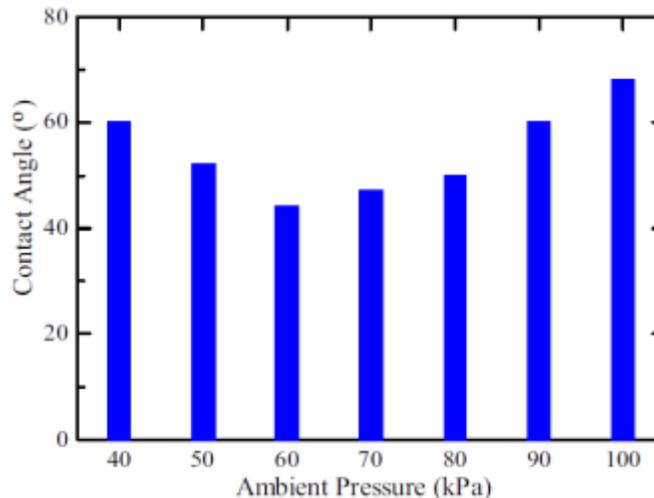


Figura 18 – Ley de Pashen para el aire, el nitrógeno y el SF<sub>6</sub> [6]

No hay informes experimentales que reporten directamente la medida del punto de mínima rigidez dieléctrica atmosférica para distancias de flameo grandes, aunque los informes de investigaciones en baja tensión han identificado que para una distancia de arco de 1 cm, ese mínimo se encuentra a una presión equivalente a 46 km de altitud con un voltaje de disrupción de 300 Vcd. Si se extrapola ese punto a una distancia de por ejemplo 1 metro, con el producto  $P \times d$  constante, el mínimo se presentaría a una presión aproximada equivalente a una altitud de 9000 m.s.n.m., por lo cual 6000 m.s.n.m. se está aproximando a ese valor y ya no es factible la extrapolación de ecuaciones exponenciales crecientes, que no predicen ese mínimo.

Por otro lado, en las investigaciones del deterioro de los aisladores poliméricos de caucho siliconado debido al aumento de la descarga corona en condiciones de baja presión, se ha identificado que el fenómeno de pérdida de la hidrofobicidad presenta un mínimo alrededor de 60 kPa, correspondiente a una altitud típica de aproximadamente 4100 m.s.n.m. En la Figura 19 se ilustra este fenómeno. Sujeto a posterior confirmación, se podría plantear que la disminución en el deterioro de la capacidad hidrofóbica del material se debe a una disminución de la descarga corona debido a que el aire está recuperando su rigidez dieléctrica a altitudes superiores a los 4100 m.s.n.m. La anterior hipótesis debe

ser confirmada por investigaciones que extiendan el rango de medida de las características dieléctricas de distancias grandes a presiones por encima de los 4000 m.s.n.m. La práctica recomendada para instalaciones por encima de 5000 metros de altitud, hasta que los resultados experimentales muestren otra cosa, es aplicar las correcciones actuales, utilizando los exponentes m y w menos exigentes (norma IEC 60060-1), pues está demostrado que los tradicionales son demasiado conservadores.



**Figura 19 – Ángulo de contacto en función de la presión atmosférica, después de 600 minutos de exposición a la corona en condiciones de baja presión [7].**

### **8.1.3 CORRECCIÓN PARA LÍNEA DE FUGA POR ALTITUD**

El grado de contaminación determina la línea de fuga mínima que deben tener las superficies aislantes. La corrección requerida para la línea de fuga, hasta los 2000 m.s.n.m., es muy pequeña (ver la Figura 6 – Corrección de la línea de fuga vs. Altitud, para diferentes grados de contaminación ambiental, de acuerdo con la recomendación CIGRE del Boletín Técnico N° 158 del 2000), y si se está corrigiendo la distancia de arco y los voltajes soportados a los impulsos, seguramente la línea de fuga necesariamente mayor para que un aislador tenga la distancia de arco requerida cubrirá las necesidades de la corrección por altitud debido a la disminución de la rigidez dieléctrica por contaminación. Para sitios por encima de 2000 m.s.n.m. y niveles de contaminación elevados (“Pesado” y “Muy Pesado”) es conveniente verificar si los equipos seleccionados tienen la línea de fuga aumentada de forma adecuada. Para la verificación se puede utilizar la ecuación propuesta en el Boletín CIGRE N° 158 de 2000.

## 9 BIBLIOGRAFÍA

- [1] CIGRE, "CIGRE Brochure n° 158-2000 - Polluted insulators: A review of current knowledge," CIGRE Taskforce 33.04.01, CIGRE, 2000.
- [2] P. Ortéga, R. T. Waters, A. Haddad, R. Hameed, and A. J. Davies, "Atmospheric correction factor for impulse breakdown voltage," in *28th ICPIG*, Prague, Czech Republic, 2007, pp. 15-20.
- [3] Dong Wu, Ming Li, and Mats Kvarngren, "Uncertainties in the application of atmospheric and altitude corrections as recommended in IEC standards," in *16th International Symposium on High Voltage Engineering*, Ciudad del Cabo, Surafrica, 2009.
- [4] Héctor Disenfel and Oscar Falconi, *Optimización del aislamiento en un proyecto E.T. 220 kV a elevadas altitudes*, 2010.
- [5] V. HINRICHSEN, *Metal oxide surge arresters in high voltage power systems fundamentals*, Siemens., 3rd Edition, 2011.
- [6] E. Husain and R. S. Nema, "Analysis of Pashen Curves in Air, N<sub>2</sub> and SF<sub>6</sub> using Townsend Breakdown Equation," *IEEE Transactions on Electric Insulation*, vol. 17, no. 4, pp. 350-353, 1982.
- [7] B. X. Du, Yong Liu, and R. L. Wang, "Effects of Corona Discharge on Surface Deterioration of Silicone Rubber Insulator under Reduced Pressures," in *Proceedings of 2008 International Symposium on Electrical Insulating*, Yokkaichi, Mie, Japan, 2008, pp. 271-274.
- [8] Institute of Electrical and Electronics Engineers, *IEEE Std 4. IEEE Standard for High-Voltage Testing Techniques*. New York, USA: IEEE, 2013.
- [9] International Electrotechnical Commission, *IEC 60060-1. High-voltage test techniques- Part 1. General definitions and test requirements*. Switzerland: IEC, 2010.
- [10] Institute of Electrical and Electronics Engineers, *IEEE Std 1313.2 - Guide For The Application Of Insulation Coordination.*: IEEE.
- [11] International Electrotechnical Commission, *IEC 60815-2. Guide for the Selection of Insulators in Respect of Polluted Conditions*. Ginebra: IEC, 2008.
- [12] International Electrotechnical Commission, *IEC 60071-2. Insulation Co-ordination - Part 2: Application Guide*, 30th ed. Geneva, Switzerland, 1996.
- [13] Andrew R. Hileman, *Insulation Coordination for Power Systems*. USA: Taylor &

Francis Group, 1999.

- [14] Andres Zapata and Mario. Suárez, "Estado del arte de las metodologías para la coordinación de aislamiento de subestaciones a partir de sobretensiones de tipo atmosférico," *UPB*, p. 15, 2013.
- [15] IEC, *IEC 60071-2 Insulation Co-ordination - Part 2: Application Guide*, 30th ed. Geneva, Switzerland, 1996.
- [16] IEC, *IEC 60060-1 - Técnicas de ensayo de alta tensión – Parte 1: Definiciones generales y requisitos de ensayo*, 30th ed. Ginebra, Suiza, 2010.
- [17] IEC, *IEC/TS 60815-2 - Selection and dimensioning of high-voltage insulators intended for use in polluted conditions - Part 2: Ceramic and glass insulators for a.c. systems*, 2008.
- [18] IEC, *IEC/TS 60815-3 - Selection and dimensioning of high-voltage insulators intended for use in polluted conditions - Part 3: Polymer insulators for a.c. systems*, 10th ed., 2008.
- [19] IEC, *IEC 60099-4 - Surge arresters - Part 4: Metal-oxide surge arresters without gaps for a.c. systems*, May 27, 2009.
- [20] IEC, *IEC 60099-5 - Surge Arresters – Part 5: Selection and application recommendations.*, 2000.
- [21] IEEE, *ANSI C2 - National Electric Safety Code - NESC*, 2012th ed. New York, NY, USA, 2012.
- [22] IEC, *IEC 62271-1 - High Voltage switchgear and controlgear - Part 1: Common specifications*, 11th ed. Ginebra, Suiza, 2011.
- [23] IEC, *IEC 60071-1 Insulation Co-ordination - Part 1: Definitions, principles and rules*, 80th ed. Geneva, Switzerland: IEC, 2006.
- [24] IEC, *IEC 60071-4 Insulation Co-ordination - Part 4: Computational guide to insulation co-ordination and modeling of electrical networks*, 10th ed., 2004.
- [25] W. D. Shi, Z. C. Guan, L. M. Wang, and J. Zhou, "A study on the selection of outdoor insulators used in high altitude areas," in *Conference on Electrical Insulation and Dielectrics Phenomena - CEIDP*, 2003.
- [26] IEEE, *IEEE Std 1313.2 - IEEE Guide For The Application Of Insulation Coordination.*: IEEE.

- [27] IEEE, *IEEE Std 1313.1 - IEEE Standard for Insulation Coordination - Definitions, Principles, and Rules.*: IEEE, 2002.
- [28] IEEE, *IEEE Std 4 - IEEE Standard for High-Voltage Testing Techniques*, Power System Instrumentation and Measurement Committee, Ed. New York, NY, USA, 2013.
- [29] COES/SINAC, *Procedimiento 20 - Ingreso, modificación y retiro d einstalaciones en el SEIN.* Lima, Perú, 2013.
- [30] HVM Ingenieros, *Subestaciones de alta y extra alta tensión. Colombia.* Medellín, 2003.