

PE ABB Power Systems		Memoria de Cálculo de Coordinación del Aislamiento	
Departamento de Ingeniería		PE-AM17-GP078-COM-D101	Rev : 0

0	09-08-16	Emitido para Construcción	WQR	JSA	GZS
C	29-02-16	Emitido para aprobación	WQR	JSA	GZS
B	15-02-16	Emitido para aprobación	WQR	JSA	GZS
A	09-12-15	Emitido para revisión y aprobación	SGQ	JSA	GZS
Rev:	Fecha:	Descripción	Elaboró	Revisó	Aprobó
MEMORIA DE CÁLCULO COORDINACIÓN DEL AISLAMIENTO			Documento No.: PE-AM17-GP078-COM-D101		
	Cambio de Configuración de Barra en 138 kV de T a PI en la Subestación Combapata		Contrato No.: PE-AM17-GP078		
	Ampliación de la Combapata en 138 kV		Tipo: Documento		

PE ABB Power Systems		Memoria de Cálculo de Coordinación del Aislamiento	
Departamento de Ingeniería		PE-AM17-GP078-COM-D101	Rev : 0

CAMBIO DE CONFIGURACIÓN DE BARRA EN 138 KV DE “T” A “PI” EN LA SUBESTACIÓN COMBAPATA

MEMORIA DE CÁLCULO COORDINACIÓN DEL AISLAMIENTO

ÍNDICE GENERAL

1. ASPECTOS GENERALES	5
1.1 OBJETIVO.....	5
1.2 DEFINICIONES	5
1.2.1 Coordinación del Aislamiento.....	5
1.2.2 Aislamiento externo.....	5
1.2.3 Aislamiento interno.....	5
1.2.4 Aislamiento autorregenerable	5
1.2.5 Aislamiento no autorregenerable	6
1.2.6 Clasificación de Tensiones y Sobretenión	6
1.2.7 Factores Utilizados.....	6
1.2.8 Formas de Tensión Normalizadas	7
1.2.9 Sobretenión.....	7
1.2.10 Sobreteniones Representativas	7
1.2.11 Sobreteniones de Soportabilidad Requerida	7
1.2.12 Sobretenión de Soportabilidad Normalizada	8
1.2.13 Tensión Soportada de Coordinación (U_{cw}).....	8
2. SELECCIÓN DEL NIVEL DE AISLAMIENTO	8
2.1 DETERMINACIÓN DE SOBRETENSIONES REPRESENTATIVAS (U_{RP})	8
2.2 DETERMINACIÓN DE TENSIONES SOPORTADAS DE COORDINACIÓN (U_{CW}).....	9
2.2.1 Método Determinista	10
2.2.2 Método Estadístico.....	10
2.3 DETERMINACIÓN DE LAS TENSIONES SOPORTADAS ESPECIFICADAS (U_{RW})	11
2.4 ELECCIÓN DEL NIVEL DE AISLAMIENTO ASIGNADO.....	11
2.5 ELECCIÓN DE LOS NIVELES DE AISLAMIENTO NORMALIZADOS	12

PE ABB Power Systems		Memoria de Cálculo de Coordinación del Aislamiento	
Departamento de Ingeniería		PE-AM17-GP078-COM-D101	Rev : 0

2.6	CONTAMINACIÓN	13
2.7	FACTORES DE SEGURIDAD (K_s)	14
2.8	CORRECCIÓN ATMOSFÉRICA	15
2.8.1	Factor de corrección por altitud (K_a)	15
2.9	FACTORES DE CONVERSIÓN DE PRUEBA	16
3.	ESTUDIO DE SOBRETENSIONES	17
3.1	OBJETIVO	17
3.2	ANTECEDENTES	17
3.3	METODOLOGÍA	17
3.3.1	Energización de Líneas	17
3.3.2	Maniobra de Transformadores	18
3.3.3	Recierre Monopolar de Líneas	18
3.4	INFORMACIÓN DEL SISTEMA	18
3.4.1	Parámetros Eléctricos De Las Líneas Modeladas	20
3.4.2	Transformadores	20
3.4.3	Descargadores De Sobretensiones	21
3.4.4	Interruptores	22
3.5	RESULTADOS	22
3.5.1	Sobretensiones Por Maniobras De Energización De Líneas	22
3.5.2	Sobretensiones Por Maniobras De Recierres Monopolares En Líneas	23
3.5.3	Sobretensiones Por Maniobras De Transformadores	25
3.6	CONCLUSIONES	25
3.6.1	Maniobra De Energización De Líneas Y Recierre Monopolar	25
3.6.2	Energización Del Transformador T46-162	26
4.	COORDINACIÓN DEL AISLAMIENTO – CELDA DE LÍNEA 138 KV	27
4.1	TENSIONES REPRESENTATIVAS (URP)	27
4.2	TENSIONES DE COORDINACIÓN (UCW)	29
4.2.1	Descargas Atmosféricas	30
4.3	TENSIONES DE SOPORTABILIDAD REQUERIDAS (URW)	31
4.4	CONVERSIÓN DE BSL A FI (FRECUENCIA INDUSTRIAL) Y BIL	33
4.4.1	A Frecuencia Industrial	33
4.4.2	A Impulso Tipo Rayo	33
4.5	RESUMEN DEL AISLAMIENTO	34
4.6	AISLAMIENTO FASE – TIERRA SELECCIONADO	35
4.6.1	Interno	35

PE ABB Power Systems		Memoria de Cálculo de Coordinación del Aislamiento	
Departamento de Ingeniería		PE-AM17-GP078-COM-D101	Rev : 0

4.6.2	Externo.....	35
4.7	AISLAMIENTO DE LOS EQUIPOS SELECCIONADOS.....	36
5.	CONCLUSIONES	37
6.	BIBLIOGRAFÍA	38
7.	ANEXOS	39
7.1	NIVELES DE AISLAMIENTO SELECCIONADOS DE LOS EQUIPOS PRINCIPALES DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA COMBAPATA.	39
7.2	COORDINACIÓN DEL AISLAMIENTO PARA LOS EQUIPOS 138 KV PARA LA AMPLIACIÓN DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA COMBAPATA - CELDA DE LÍNEA.....	39

PE ABB Power Systems		Memoria de Cálculo de Coordinación del Aislamiento	
Departamento de Ingeniería		PE-AM17-GP078-COM-D101	Rev : 0

MEMORIA DE CÁLCULO COORDINACIÓN DEL AISLAMIENTO

1. ASPECTOS GENERALES

1.1 Objetivo

El presente informe tiene por objetivo seleccionar los niveles de aislamiento interno y externo de los equipos en 138 kV y desarrollar su coordinación de aislamiento entre ellos mediante el uso de los pararrayos; para la [Ampliación de la Subestación Combapata en 138 kV.](#); tomando en consideración las recomendaciones de la norma IEC60071-1 y IEC60071-2; aplicado a las condiciones geográficas y particulares del sistema eléctrico.

1.2 Definiciones

1.2.1 Coordinación del Aislamiento

Es la selección de la rigidez dieléctrica de un equipo en relación con las tensiones que puedan aparecer en el sistema eléctrico en el cual el equipo operará tomando en cuenta las condiciones de servicio y las características de los equipos de protección contra sobretensiones disponibles.

1.2.2 Aislamiento externo

Son las distancias en el aire atmosférico y en las superficies de los aislamientos sólidos de un material en contacto con la atmósfera, que se someten a los esfuerzos dieléctricos y a la influencia de las condiciones ambientales u otros agentes externos tales como polución, humedad, etc. El aislamiento externo puede ser “protegido” o “expuesto” según que haya sido diseñado para utilizarse en el interior o en el exterior de recintos cerrados.

1.2.3 Aislamiento interno

Esta formada por elementos internos del aislamiento de un material, en el que las condiciones ambientales u otros agentes externos no tienen influencia. Estos elementos pueden ser sólidos, líquidos o gaseosos.

1.2.4 Aislamiento autorregenerable

Es el aislamiento que recupera íntegramente sus propiedades aislantes, después de haber estado sometido a una descarga disruptiva provocada por una sobretensión y/o tensión de ensayo. Las descargas disruptivas durante el funcionamiento pueden conducir a un aislamiento autorregenerable o no autorregenerable.

PE ABB Power Systems		Memoria de Cálculo de Coordinación del Aislamiento	
Departamento de Ingeniería		PE-AM17-GP078-COM-D101	Rev : 0

1.2.5 Aislamiento no autorregenerable

Es el aislamiento que pierde sus propiedades aislantes o no las recupera íntegramente, después de haber estado sometido a una descarga disruptiva de sobretensión y/o tensión de ensayo.

1.2.6 Clasificación de Tensiones y Sobretensión

De acuerdo con su forma y duración, las tensiones se dividen en las siguientes clases:

- Tensión continua (a frecuencia industrial): Se considera que tiene un valor r.m.s. constante, continuamente aplicado a cualquier par de terminales de una configuración de aislamiento.
- Sobretensión Temporal: Sobretensión a frecuencia industrial de duración relativamente larga.
- Sobretensión Transitoria: Sobretensión de corta duración (milisegundos o menos), oscilatoria y no oscilatoria que por lo general es altamente amortiguada. Las sobretensiones transitorias son divididas en:

- ▢ Sobretensión de frente lento: sobretensión transitoria, usualmente unidireccional, con tiempo de pico $20 \mu s < T_p \leq 5000 \mu s$ y duración de cola $T_2 \leq 20 \text{ ms}$.
- ▢ Sobretensión de frente rápido: sobretensión transitoria, usualmente unidireccional, con tiempo de pico $0,1 \mu s < T_1 \leq 20 \mu s$, y duración de cola $T_2 \leq 300 \mu s$.
- ▢ Sobretensión de frente muy rápido: sobretensión transitoria, usualmente unidireccional, con tiempo de pico $T_f \leq 0,1 \mu s$, duración total $< 3 \text{ ms}$, y con oscilaciones superpuestas a frecuencia $30 \text{ kHz} < f < 100 \text{ MHz}$.
- ▢ Sobretensión Combinada (temporal, frente lento, rápido y muy rápido): consistente de dos componentes de tensión aplicadas simultáneamente entre cada par de terminales de fase de un aislamiento fase-fase y tierra. Esta sobretensión está clasificada por la componente con el valor pico más alto.

1.2.7 Factores Utilizados

- Factor de coordinación (K_c): Es el factor con el cual se deberá multiplicar la sobretensión representativa para obtener el valor de la tensión de coordinación soportada.
- Factor de conversión del ensayo (K_t): Es el factor aplicado a la tensión de soportabilidad requerida, en el caso en el que la tensión de soportabilidad normalizada se selecciona con una forma de onda diferente, para obtener el límite inferior de la tensión de soportabilidad normalizada que puede ser asumido para probar el aislamiento.
- Factor de corrección atmosférico (K_a): Es el factor que debe ser aplicado a la tensión de coordinación soportada para tener en cuenta la diferencia entre las condiciones atmosféricas promedias en servicio y las condiciones atmosféricas normalizadas. Éste aplica a aislamiento externo únicamente.

PE ABB Power Systems		Memoria de Cálculo de Coordinación del Aislamiento	
Departamento de Ingeniería		PE-AM17-GP078-COM-D101	Rev : 0

- Factor de falla a tierra: Es un punto dado de un sistema trifásico, y para una configuración dada, la relación entre el valor r.m.s. más alto de la tensión fase-tierra a frecuencia industrial en una fase sana durante una falla a tierra que afecta una o más fases en cualquier punto del sistema y la tensión a frecuencia industrial fase-tierra obtenida en el punto dado en la ausencia de cualquier falla.
- Factor de seguridad (Ks): Es el factor total que debe ser aplicado a la tensión de coordinación soportada, después de la aplicación del factor de corrección atmosférico (si se requiere), para obtener la tensión de soportabilidad requerida, para tener en cuenta todas las otras diferencias entre las condiciones en servicio y las del ensayo de soportabilidad normalizado.

1.2.8 Formas de Tensión Normalizadas

- Tensión normalizada de corta duración a frecuencia industrial: tensión senoidal con frecuencia entre 48 Hz y 62 Hz, y duración de 60 s.
- Impulso de maniobra normalizado: Impulso de tensión que tiene un tiempo de pico de 250us y un tiempo de mitad de onda de 2500 us.
- Impulso atmosférico normalizado: impulso de tensión que tiene un tiempo de frente de 1,2us y un tiempo de mitad de onda de 50 us.

1.2.9 Sobretensión

Cualquier tensión entre un conductor de fase y tierra o entre conductores de fase cuyo valor pico exceda el correspondiente valor pico de la tensión más alta del equipo.

1.2.10 Sobretensiones Representativas

Sobretensiones asumidas que producen el mismo efecto dieléctrico en el aislamiento que las sobretensiones de una clase dada ocurridas en servicio y debidas a diferentes orígenes. Son tensiones con la forma de onda normalizada para cada clase y pueden ser definidas por un valor o un conjunto de valores o una distribución de frecuencias de valores que caracteriza las condiciones de servicio.

1.2.11 Sobretensiones de Soportabilidad Requerida

Tensión de prueba que el aislamiento deberá soportar en un ensayo de soportabilidad normalizado para asegurar que el aislamiento cumplirá el criterio de desempeño cuando está sometido a una clase de sobretensiones dada las condiciones reales de servicio y para todo el tiempo de servicio. La tensión requerida de soportabilidad tiene la forma de la tensión de coordinación soportada, y está especificada con referencia a todas las condiciones del ensayo de soportabilidad normalizado seleccionado para verificarla.

PE ABB Power Systems		Memoria de Cálculo de Coordinación del Aislamiento	
Departamento de Ingeniería		PE-AM17-GP078-COM-D101	Rev : 0

1.2.12 Sobretensión de Soportabilidad Normalizada

Valor normalizado de la tensión de prueba aplicado en un ensayo de soportabilidad normalizado. Este es el valor asignado del aislamiento y prueba que el aislamiento cumple con una o más tensiones de soportabilidad requeridas.

1.2.13 Tensión Soportada de Coordinación (Ucw)

Para cada categoría de tensión, es el valor de la tensión soportada de la configuración de aislamiento, en las condiciones reales de funcionamiento, que satisface el criterio de comportamiento.

2. SELECCIÓN DEL NIVEL DE AISLAMIENTO

La norma IEC establece el procedimiento para realizar la coordinación de aislamiento, el cual consiste en elegir un conjunto de tensiones soportadas normalizadas que caracteriza el aislamiento del material aislante que se aplica en equipamiento.

2.1 Determinación de Sobretensiones Representativas (U_{RP})

Las sobretensiones representativas son aquellas que se supone que producen el mismo efecto dieléctrico en el aislamiento que las sobretensiones de una categoría dada y de diversos orígenes que aparecen durante el funcionamiento. Están constituidas por tensiones que tienen la forma normalizada de la categoría en cuestión y pueden definirse por un valor, un conjunto de valores o una distribución estadística de los valores que caracterizan las condiciones de funcionamiento.

Esta misma definición se aplica también a la tensión permanente a frecuencia industrial que representa el efecto de la tensión de funcionamiento sobre el aislamiento.

Para cada categoría de sobretensión, el análisis debe permitir determinar una sobretensión representativa que tenga en cuenta las características del aislamiento.

La sobretensión representativa puede determinarse por:

- un valor máximo estimado, o
- un conjunto de valores de cresta, o
- Una distribución estadística completa de valores de cresta, en cuyo caso podría ser necesario tomar en consideración las características complementarias a las formas de sobretensión.

En el caso de haber elegido caracterizar a la sobretensión representativa mediante un valor máximo estimado, la sobretensión representativa de las diferentes categorías debe ser:

- Para la tensión permanente a frecuencia industrial: Una tensión a frecuencia industrial de valor eficaz igual a la tensión máxima de la red y de duración que corresponda a la vida del material.

PE ABB Power Systems		Memoria de Cálculo de Coordinación del Aislamiento	
Departamento de Ingeniería		PE-AM17-GP078-COM-D101	Rev : 0

- Para la sobretensión temporal: Una tensión normalizada de corta duración a frecuencia industrial de valor eficaz igual al valor máximo estimado de las sobretensiones temporales, dividido por $\sqrt{2}$.
- Para la sobretensión de frente lento: Una tensión normalizada de impulso de maniobra de valor de cresta igual al valor de cresta máximo estimado de sobretensiones de frente lento.
- Para la sobretensión de frente rápido: Una tensión normalizada de impulso tipo rayo de valor de cresta igual al valor de cresta máximo estimado de las sobretensiones de frente rápido.
- Para la sobretensión de frente muy rápido: Para esta categoría de sobretensión, las características de sobretensión son especificadas por los comités encargados de cada material.
- Para la sobretensión entre fases de frente lento: Una tensión normalizada de impulso tipo maniobra combinada de valor de cresta igual al valor de cresta máximo previsto de las sobretensiones entre fases de frente lento. En este caso es útil tener en consideración la relación real α , en funcionamiento, del valor de cresta de la componente negativa U^- ; al valor de cresta $U^+ + U^-$ de la sobretensión máxima prevista entre fases: $\alpha = U^- / (U^+ + U^-)$.
- Para la sobretensión longitudinal de frente lento (o de frente rápido): Una tensión combinada compuesta de una tensión normalizada de impulso tipo maniobra (o de impulso tipo rayo) y de una tensión de frecuencia industrial, cada una de valor de cresta igual a los dos valores de cresta máximos previstos correspondientes y en el que el instante que corresponde a la cresta de la tensión de impulso coincide con el de la cresta de la tensión de frecuencia industrial de polaridad opuesta.

2.2 Determinación de Tensiones Soportadas de Coordinación (U_{cw})

Para cada categoría de tensión es el valor de la tensión soportada de la configuración del aislamiento, en las condiciones reales de funcionamiento, que satisface el criterio de comportamiento.

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

Las tensiones soportadas de coordinación del aislamiento tienen la forma de sobretensiones representativas de la categoría considerada y sus valores se obtienen multiplicando los valores de las sobretensiones representativas por un factor de coordinación. El valor del factor de coordinación depende del grado de precisión de la evaluación de las sobretensiones representativas y de una estimación empírica o estadística de la distribución de las sobretensiones y de las características del aislamiento.

Las tensiones soportadas de coordinación pueden determinarse como tensiones soportadas previstas convencionales (método determinista) o como tensiones soportadas estadísticas (método estadístico). El método influye sobre el valor del factor de coordinación.

PE ABB Power Systems		Memoria de Cálculo de Coordinación del Aislamiento	
Departamento de Ingeniería		PE-AM17-GP078-COM-D101	Rev : 0

Se puede determinar directamente las tensiones soportadas de coordinación estadísticas, sin tener que pasar por las etapas intermedias de determinación de las sobretensiones representativas, mediante la simulación de los fenómenos de sobretensión combinado con la evaluación simultánea del riesgo de defecto, utilizando las características adecuadas del aislamiento.

2.2.1 Método Determinista

Se aplica normalmente cuando no se dispone de información que provengan de pruebas, de las posibles tasas de fallo que pueden esperarse del equipo en servicio.

- Cuando el aislamiento se caracteriza por su tensión soportada convencional prevista ($P_w=100\%$), lo cual significa que no se tolera ni una sola descarga disruptiva, el valor de soportabilidad se selecciona igual a la tensión soportada de coordinación, obtenida multiplicando la sobretensión representativa (máximo previsto) por un factor de coordinación K_c , que tiene en cuenta los efectos de las incertidumbres en la hipótesis para estos dos valores (la tensión soportada prevista y la sobretensión representativa);
- Cuando el aislamiento se caracteriza por la tensión soportada estadística ($P_w=90\%$), tal como se hace para el aislamiento externo, K_c debe tener en cuenta también la diferencia entre esta tensión y la tensión soportada prevista. En este caso, es aceptable la ocurrencia de una cantidad de descargas disruptivas, correspondiente a una probabilidad de resistencia especificada (explicada en la Norma IEC 60060-1: Ensayos de Alta Tensión).

Con este método no se hace referencia a las tasas de fallo posibles del equipo en servicio. Ejemplos típicos de aplicación son:

- Coordinación de aislamientos internos contra sobretensiones de frente lento, cuando el aislamiento está protegido por pararrayos.
- Protección con pararrayos contra sobretensiones causadas por rayo, en equipos conectados a líneas aéreas, para los que se dispone de experiencia en equipos similares.

2.2.2 Método Estadístico

Se basa en la frecuencia de ocurrencia de sobretensiones debidas a un origen específico, en la distribución de probabilidad de sobretensión relativa a este origen y la probabilidad de descarga del aislamiento. El riesgo de fallo también puede ser determinado combinando sobretensión y cálculos de probabilidad de descarga simultáneamente, descarga por descarga, tomando en consideración la naturaleza estadística de las sobretensiones y descargas por procedimientos adecuados.

Por repetición de los cálculos para distintos tipos de aislamientos y para diferentes estados de la red, puede obtenerse la proporción de fallos totales (tasa de indisponibilidad) del sistema debido a los fallos del aislamiento.

PE ABB Power Systems		Memoria de Cálculo de Coordinación del Aislamiento	
Departamento de Ingeniería		PE-AM17-GP078-COM-D101	Rev : 0

Por tanto, la aplicación de la coordinación estadística del aislamiento aporta la posibilidad de estimar directamente la frecuencia de fallo como función de los factores seleccionados en el diseño del sistema. Incluso, la optimización del aislamiento sería posible, si los costes de los cortes pudieran relacionarse con los distintos tipos de fallos, lo cual es muy difícil en la práctica debido a la dificultad de evaluar los daños a las instalaciones en los distintos estados operativos de la red y de evaluar las pérdidas económicas por energía dejada de suministrar. Como consecuencia de esto, usualmente es mejor sobredimensionar ligeramente el aislamiento del sistema, en lugar de optimizarlo. El diseño del aislamiento del sistema está basado en la comparación de riesgos, correspondiente a las diferentes alternativas de diseño.

2.3 Determinación de las Tensiones Soportadas Especificadas (U_{RW})

Este paso consiste en convertir las tensiones soportadas de coordinación (U_{cw}) vistas en el paso anterior, en condiciones de ensayo normalizadas adecuadas. Esto se hace multiplicando las tensiones U_{cw} por factores que compensen las diferencias entre las condiciones reales de servicio del aislamiento y las de los ensayos de tensiones soportadas normalizadas.

Los factores que se aplican deben compensar:

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

Debido a que estos factores no se pueden evaluar en forma independiente unas de otras, se adopta un factor sobre la base de la experiencia.

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

2.4 Elección del Nivel de Aislamiento asignado

Esta elección consiste en seleccionar el conjunto de tensiones soportadas normalizadas (U_w) del aislamiento más económico, suficientes para demostrar que se satisfacen todas las tensiones soportadas especificadas.

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

La normalización de los ensayos, así como la elección de las tensiones de ensayo adecuadas, para demostrar la conformidad a U_m de cada tipo de material, son efectuadas por los comités encargados de

PE ABB Power Systems		Memoria de Cálculo de Coordinación del Aislamiento	
Departamento de Ingeniería		PE-AM17-GP078-COM-D101	Rev : 0

dichos materiales (por ejemplo, ensayos de polución o ensayos de la tensión de aparición de descargas parciales).

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

El valor de la tensión soportada se elige entre las tensiones soportadas normalizadas de las dos listas siguientes, como el valor más próximo igual o superior a:

- La tensión soportada especificada, en el caso que se elija la misma forma;
- La tensión soportada especificada multiplicada por el factor de conversión de ensayo adecuado, en los casos en que se elige una forma diferente.

Esto puede permitir la adopción de una sola tensión soportada normalizada para demostrar la conformidad a mas de una tensión soportada especificada, dando así la posibilidad de reducir el número de tensiones soportadas normalizadas que conducen a definir un nivel de aislamiento asignado.

La elección de la tensión soportada normalizada para demostrar la conformidad con la tensión soportada especificada de frente muy rápido debe ser estudiada por los comités encargados de cada tipo de material.

2.5 Elección de los Niveles de Aislamiento Normalizados

Las tensiones soportadas normalizadas se asocian a la tensión más elevada para el material, de acuerdo con la tabla 2 para la gama I de la norma IEC 60071-1. Las asociaciones obtenidas relacionando las tensiones soportadas normalizadas de todas las columnas sin cruzar las líneas horizontales marcadas se definen estando normalizados los niveles de aislamiento.

Adicionalmente IEC ha normalizado el aislamiento entre fases, de la gama I, las tensiones soportadas normalizadas de corta duración a frecuencia industrial y a los impulsos tipo rayo entre fases son iguales a las tensiones soportadas fase-tierra correspondientes (tabla 2). No obstante, los valores entre paréntesis pueden ser insuficientes para demostrar que las tensiones soportadas especificadas son satisfactorias y pueden ser necesarios ensayos complementarios de tensión soportada entre fases.

Para la mayor parte de las tensiones más elevadas para el material, está prevista más de una asociación preferente a fin de permitir aplicar diferentes criterios de comportamiento o diferentes valores de sobretensiones.

Tabla 2
Niveles de aislamiento normalizados para la gama I
(1 kV < U_m ≤ 245 kV)

Tensión más elevada para el material U_m kV (valor eficaz)	Tensión soportada normalizada de corta duración a frecuencia industrial kV (valor eficaz)	Tensión soportada normalizada a los impulsos tipo rayo kV (valor de cresta)
3,6	10	20 40
7,2	20	40 60
12	28	60 75 95
17,5	38	75 95
24	50	95 125 145
36	70	145 170
52	95	250
72,5	140	325
123	(185)	450
	230	550
145	(185)	(450)
	230	550
	275	650
170	(230)	(550)
	275	650
	325	750
245	(275)	(650)
	(325)	(750)
	360	850
	395	950
	460	1 050

NOTA – Si los valores entre paréntesis son insuficientes para probar que las tensiones soportadas especificadas entre fases se cumplen, se requieren ensayos complementarios de tensiones soportadas entre fases.

Para las asociaciones preferentes, solamente son suficientes dos tensiones soportadas normalizadas para definir el nivel de aislamiento normalizado del material.

2.6 Contaminación

Cuando existe contaminación en las zonas donde se ubican los equipos, la respuesta del aislamiento externo a las tensiones a frecuencia industrial, cobra especial importancia y puede convertirse en la razón principal para diseñar el aislamiento externo. El contorno del aislamiento ocurre generalmente cuando la

PE ABB Power Systems		Memoria de Cálculo de Coordinación del Aislamiento	
Departamento de Ingeniería		PE-AM17-GP078-COM-D101	Rev : 0

superficie está contaminada y se humedece debido a llovizna, nieve, rocío o niebla que no tienen un efecto de lavado significativo.

La norma IEC ha especificado cuatro niveles cualitativos de contaminación, la cual se aplica solo a aislamientos de vidrio o porcelana y no cubre algunas condiciones ambientales tales como nieve y hielo bajo fuerte contaminación, lluvia intensa, zonas áridas. Las líneas de fuga aquí especificadas se refieren más al diseño del aislamiento que a su coordinación de aislamiento.

- Nivel I: Ligero (16 mm/kV fase fase)
- Nivel II: Medio (20 mm/kV fase fase)
- Nivel III: Fuerte (25 mm/kV fase fase)
- Nivel IV: Muy fuerte (31 mm/kV fase fase)

2.7 Factores de Seguridad (K_s)

Existen varios factores y modos de funcionamiento que influyen sobre los aislamientos eléctricos, los cuales corresponden a las siguientes solicitudes de servicio:

- Solicitaciones térmicas
- Solicitaciones eléctricas
- Solicitaciones ambientales
- Solicitaciones mecánicas

Los pesos de los mencionados factores de influencia pueden variar para cada tipo de equipo y compensan:

- Las diferencias en el montaje de los equipos;
- La dispersión de la calidad del producto;
- La calidad de la instalación;
- El envejecimiento del aislamiento durante la vida útil prevista;
- Otros factores desconocidos.

Mayor información se puede ver en la norma IEC 60505, Anexo B, donde se indican los principales factores de influencia y modos de funcionamiento asociados a los aislamientos eléctricos.

La norma IEC recomienda aplicar los siguientes factores de seguridad:

- Para el aislamiento interno $K_s = 1.15$;
- para el aislamiento externo $K_s = 1.05$

PE ABB Power Systems		Memoria de Cálculo de Coordinación del Aislamiento	
Departamento de Ingeniería		PE-AM17-GP078-COM-D101	Rev : 0

2.8 Corrección Atmosférica

La norma IEC considera que las condiciones atmosféricas del aire no influyen en las propiedades del aislamiento interno.

Las reglas para la corrección atmosférica para las tensiones soportadas del aislamiento externo se encuentran especificadas en la norma IEC 60060-1. Estas reglas se basan en medidas a altitudes de hasta 2000m y su aplicación a altitudes mayores se debe hacer con precaución. Adicionalmente se deben tener en cuenta las siguientes recomendaciones:

- Para distancias en el aire y aislamientos limpios, debe aplicarse la corrección a las tensiones soportadas a impulso tipo rayo y tipo maniobra. Para aisladores que requieren un ensayo de contaminación, también es necesario una corrección de la tensión soportada de larga duración a frecuencia industrial.
- Para la determinación del factor de corrección atmosférico aplicable, puede considerarse que los factores de corrección por temperatura y por la humedad ambiente, tienden a anularse mutuamente; por lo tanto, a los efectos de coordinación del aislamiento, solo es necesario tener en cuenta la presión atmosférica correspondiente a la altitud del lugar para los aislamientos en seco y bajo lluvia.

Estas consideraciones no son aplicables en aisladores cuya distancia entre campanas sea muy pequeña y que las campanas puedan ser unidas por la lluvia

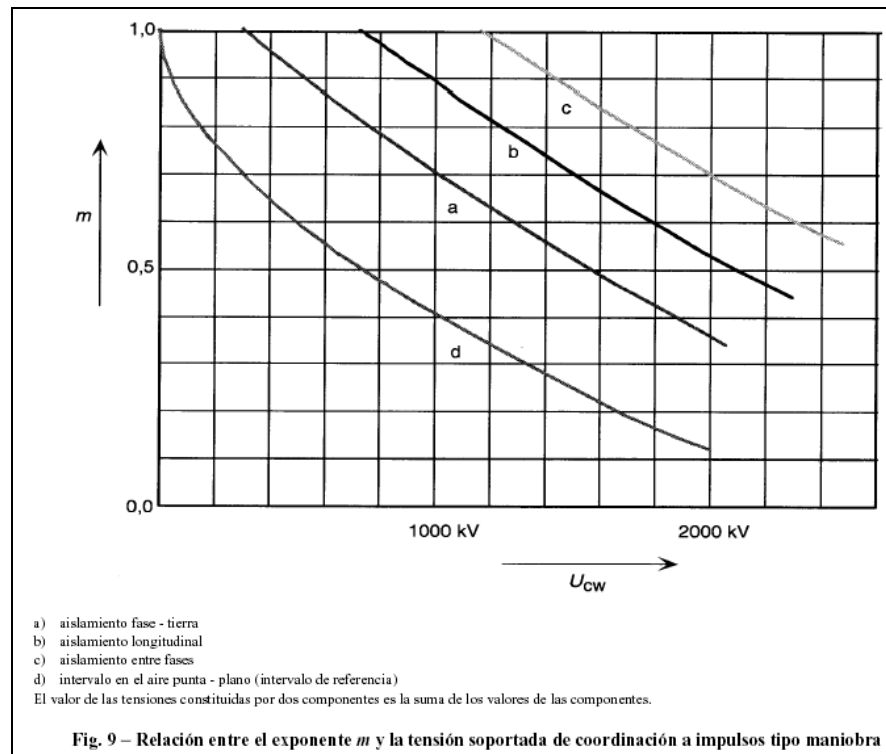
2.8.1 Factor de corrección por altitud (K_a)

Se basa en la variación de la presión atmosférica en función a la altitud (norma IEC 60071-2) y se puede calcular como:

$$K_a = e^{m\left(\frac{H}{8150}\right)} \quad (\text{Ecuación 2.1})$$

H : Altitud sobre el nivel del mar (metros)
m=1 para las tensiones soportadas de coordinación a impulsos tipo rayo;
m= valor obtenido de la figura 9 para las tensiones soportadas de coordinación a impulsos tipo maniobra;
m=1,0 para tensiones soportadas a frecuencia industrial de corta duración de las distancias en el aire y de aisladores limpios.

El valor de m depende de varios parámetros. Los valores dados en la figura 9 de la norma IEC 60071-2 son conservadores.



2.9 Factores de Conversión de Prueba

Si los factores de conversión no están disponibles, se pueden aplicar los factores de conversión indicados en la tabla N° 2 de la norma IEC 60071-2 a las tensiones de soportabilidad al impulso de maniobra requerido. Estos factores aplican a las tensiones requeridas de soportabilidad fase-tierra así como a la suma de las componentes de la tensión fase-fase.

Table 2 – Test conversion factors for range I, to convert required switching impulses withstand voltages to short-duration power-frequency and lightning impulse withstand voltages

Insulation	Short-duration power-frequency withstand voltage ¹⁾	Lightning impulse withstand voltage
External insulation		
– air clearances and clean insulators, dry:		
– phase-to-earth	$0,6 + U_{rw} / 8500$	$1,05 + U_{rw} / 6000$
– phase-to-phase	$0,6 + U_{rw} / 12700$	$1,05 + U_{rw} / 9000$
– clean insulators, wet	0,6	1,3
Internal insulation		
– GIS	0,7	1,25
– liquid-immersed insulation	0,5	1,10
– solid insulation	0,5	1,00
NOTE – U_{rw} is the required switching impulse withstand voltage in kV.		
¹⁾ The test conversion factors include a factor of $1/\sqrt{2}$ to convert from peak to r.m.s value.		

PE ABB Power Systems		Memoria de Cálculo de Coordinación del Aislamiento	
Departamento de Ingeniería		PE-AM17-GP078-COM-D101	Rev : 0

3. ESTUDIO DE SOBRETENSIONES

3.1 Objetivo

Este documento presenta los resultados correspondientes al estudio de sobretensiones, realizado para la subestación Combapata en 138 kV el cual comprende la adecuación de esta subestación a configuración tipo PI.

3.2 Antecedentes

Red de Energía del Perú (REP) en sus planes de desarrollo tiene previsto, para el año 2016, la adecuación de la subestación Combapata 138 kV en configuración tipo PI o simple barra. A partir la implementación de este proyecto se dejará la configuración tipo “T” o derivación.

Para el desarrollo de este proyecto se requiere presentar un estudio de sobretensiones que servirá de sustento para los cálculos de Coordinación de Aislamiento.

3.3 Metodología

Para realizar los estudios de sobretensiones se efectúan simulaciones digitales con el programa ATP y su interfaz gráfica ATPDraw versión 5.9 ¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..

Las siguientes son las simulaciones efectuadas para las diferentes operaciones generadoras de fenómenos transitorios:

- Energización de líneas
- Recierres monopoles en líneas
- Maniobra de transformadores

Las maniobras estadísticas simuladas, permiten obtener los valores medios y la desviación estándar (σ) con las cuales se calcula el valor estadístico que corresponde a las sobretensiones con el 98% de probabilidad de ocurrencia, que corresponden a las tensiones representativas, de acuerdo a las Normas IEC 60071-1 e IEC 60071-2.

3.3.1 Energización de Líneas

Para simular esta maniobra se mantiene abierto el interruptor de un extremo de la línea y se realiza la energización a través del interruptor del otro extremo. Se debe llevar registro de la tensión de fase y fase tierra en el extremo que permanece abierto.

En las simulaciones realizadas se energiza la línea empleando interruptores estadísticos. Se adopta una dispersión máxima entre polos de los interruptores de 5 ms, con distribución normal. Se realizan las simulaciones cubriendo toda la onda de tensión sinusoidal, con una distribución uniforme. Se realizarán 200 maniobras en cada caso.

PE ABB Power Systems		Memoria de Cálculo de Coordinación del Aislamiento	
Departamento de Ingeniería		PE-AM17-GP078-COM-D101	Rev : 0

3.3.2 Maniobra de Transformadores

Los parámetros que influyen en la corriente de inrush son: la característica de saturación del transformador, la impedancia de cortocircuito del transformador, la impedancia equivalente del sistema y la dispersión al cierre de los polos del interruptor.

Para esta maniobra se realiza una energización estadística del transformador T46-162, el cual se conectará en la nueva barra de 138 kV de la subestación Combapata y se observan las sobretensiones fase tierra, fase – fase y energía disipada por los descargadores.

La característica de saturación del transformador se obtuvo de transformadores de similares características. Se realizarán 200 maniobras en cada caso.

3.3.3 Recierre Monopolar de Líneas

Los Para simular esta maniobra se efectúan los siguientes pasos:

- Falla monofásica en la línea.
- Se abren los polos de una fase en ambos extremos, de tal manera que el segundo interruptor en abrir lo hace en 5 ms después del primero para dejar acumular carga atrapada.
- 500 ms después de la apertura de la línea (tiempo muerto) se efectúa el recierre monofásico de la fase fallada en un extremo de la línea manteniendo el otro extremo abierto. Este tiempo es inferior al normalmente utilizado por las empresas de transmisión y representa una condición pesimista en la cual, se espera encontrar mayores sobretensiones.

Las simulaciones fueron llevadas a cabo empleando interruptores estadísticos con distribución uniforme en un intervalo mínimo de 1 ciclo y considerando carga atrapada.

No se consideran las fallas monofásicas a tierra ya que estas drenan la carga atrapada y serían menos severas las sobretensiones en esta condición. Se realizarán 200 maniobras en cada caso.

3.4 Información Del Sistema

En la Figura 1. Diagrama general del proyecto

se presenta el diagrama general en el que se representa la transformación en la subestación objeto de análisis.

PE ABB Power Systems		Memoria de Cálculo de Coordinación del Aislamiento	
Departamento de Ingeniería		PE-AM17-GP078-COM-D101	Rev : 0

3.4.1 Parámetros Eléctricos De Las Líneas Modeladas

La subestación Combapata es un nodo conectado eléctricamente mediante la línea de transmisión Quencoro – Tintaya en 138 kV. El circuito presenta los siguientes parámetros eléctricos:

Tabla 2. Parámetros mecánicos, línea modelada en 220 kV

Tramo	Tensión kV	Capacidad MW	Longitud KM	Conductor	
Quencoro - Tintaya	138	80	186.6	AAAC 240 mm ²	Un conductor por fase

Las estructuras (torres), que conforman el circuito en 138 kV modelado, presentan la siguiente disposición geométrica:

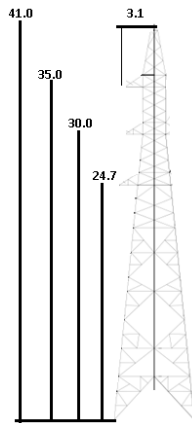


Figura 3. Silueta de la torre del proyecto

La línea presenta las siguientes longitudes:

Línea	Longitud [km]
• Tintaya – Combapata	99.08
• Combapata – Quencoro	87.50

3.4.2 Transformadores

En la Tabla 3 se presentan los datos del transformador de potencia T46-162 instalado en la zona del proyecto.

Tabla 3. Datos de los transformadores de Hierro

Característica	COMBAPATA T46-162
Tensión, kV	138/66/24
Capacidad, MVA	15/7/8
Conexión	YN0yn0d11
Resistencia de neutro	30 ohmios
Prueba de corto circuito	
• H-L	6.001 (7 MVA)
• H-T	11.650 (8 MVA)
• L-T	2.800 (7 MVA)

La característica de saturación empleada en el presente estudio ha sido obtenida de transformadores de características similares. La Figura 4 presenta la curva de saturación corriente-tensión de los transformadores en p.u. y que fue modelado en el ATP-Draw.

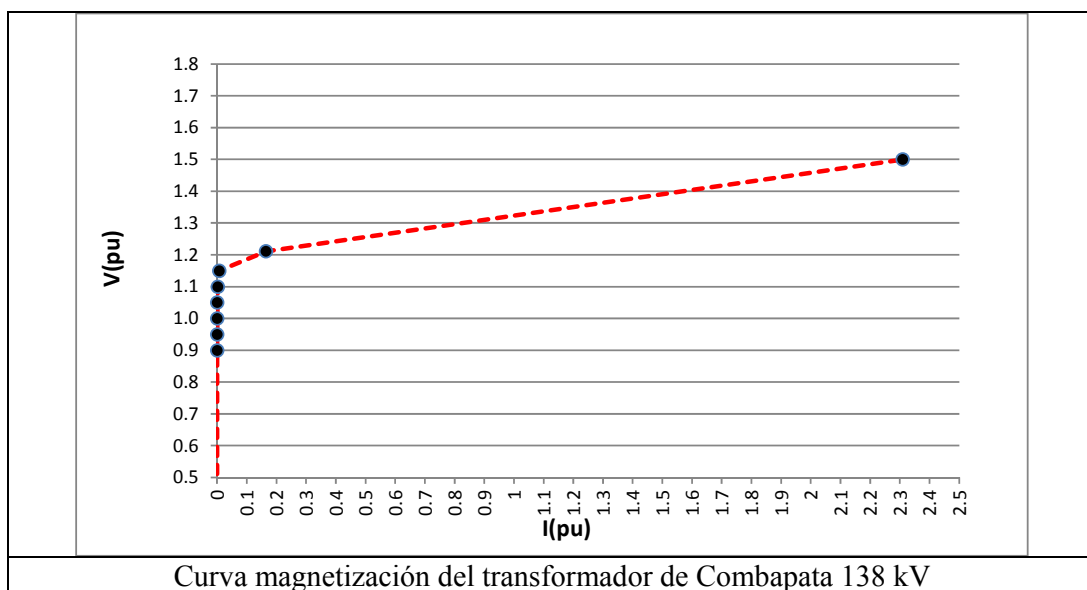


Figura 4. Características de saturación, corriente – tensión en pu

3.4.3 Descargadores De Sobretensiones

Los descargadores de Óxido de Zinc (ZnO) se representan con el modelo de resistencia no lineal tipo “NLRES92” de ATP-Draw. Las características de protección a sobretensiones de maniobra de los descargadores del proyecto para el nivel de tensión nominal del sistema a 138 kV se muestran en la Tabla 4.

Tabla 4. Características de los descargadores de sobretensión

Descripción	Unidad	Datos
Tensión nominal del sistema	kV	138
Tensión nominal (Ur)	kV	120
Modelo		Exlim Q
Tensión continua de operación (Uc)	kV.	96
Corriente nominal de descarga (In)	kA.	10
Clase de descarga de línea	Clase	3
Capacidad de disipación de energía	kJ/kV (Ur)	7.8
Capacidad de disipación de energía	kJ	936
Nivel de protección al impulso rayo	kV	282
Nivel de protección al impulso maniobra	kV	238

Tabla 5. Características de protección

Corriente (30/60 μs)	198 kV
Switching surges	kV cresta
500 A	231
1000 A	238
2000 A	248
Lightning surges	kV cresta
5000 A	268
10000 A	282
20000 A	311
40000 A	347

3.4.4 Interruptores

Los interruptores en el nivel de tensión a 138 kV se consideran con una dispersión entre polos máxima de 5 ms. Los interruptores se representan con contactos ideales de cierre estadísticos, con distribuciones de cierre normales (Gaussiana) para energización, considerando la dispersión entre polos.

Los interruptores de SE Combapata 138 kV tendrán una capacidad de cortocircuito de 31.5 kA.

3.5 Resultados

3.5.1 Sobretensiones Por Maniobras De Energización De Líneas

En las Tabla 12 a la Tabla 8, se presentan las sobretensiones fase tierra, fase fase y la energía disipada por los descargadores obtenidas de las maniobras de energización de líneas.

PE ABB Power Systems		Memoria de Cálculo de Coordinación del Aislamiento	
Departamento de Ingeniería		PE-AM17-GP078-COM-D101	Rev : 0

Tabla 6. Sobretensiones fase – tierra por energización de líneas

ENERGIZACIÓN EN	REGISTRO DE TENSIÓN EN	FASE A			FASE B			FASE C			MÁXIMA
		VALOR MEDIO p.u.	σ	SOBRETENSIÓN ESTADÍSTICA (98%) p.u.	VALOR MEDIO p.u.	σ	SOBRETENSIÓN ESTADÍSTICA (98%) p.u.	VALOR MEDIO p.u.	σ	SOBRETENSIÓN ESTADÍSTICA (98%) p.u.	
QUENCORO	COMBAPATA	1.532	0.070	1.678	1.534	0.080	1.698	1.528	0.071	1.673	1.698
TINTAYA	COMBAPATA	1.526	0.070	1.669	1.534	0.073	1.685	1.531	0.056	1.646	1.685

Tabla 7. Sobretensiones fase – fase por energización de líneas

ENERGIZACIÓN EN	REGISTRO DE TENSIÓN EN	FASES A-C			FASE B-C			FASES A-B			MÁXIMA
		VALOR MEDIO p.u.	σ	SOBRETENSIÓN ESTADÍSTICA (98%) p.u.	VALOR MEDIO p.u.	σ	SOBRETENSIÓN ESTADÍSTICA (98%) p.u.	VALOR MEDIO p.u.	σ	SOBRETENSIÓN ESTADÍSTICA (98%) p.u.	
QUENCORO	COMBAPATA	1.471	0.152	1.784	1.442	0.165	1.781	1.470	0.147	1.773	1.784
TINTAYA	COMBAPATA	1.473	0.145	1.771	1.441	0.143	1.737	1.473	0.147	1.776	1.776

Tabla 8. Energía disipada por energización de líneas

ENERGIZACIÓN	REGISTRO DE ENERGÍA EN	ENERGÍA MÁXIMA (kJ)
QUENCORO	COMBAPATA	9.87
TINTAYA	COMBAPATA	11.23

Se obtuvo una máxima sobretensión fase tierra de 1.698 pu y una máxima sobretensión fase – fase de 1.784 pu. La energía estimada en los descargadores de sobretensión para esta maniobra no supera el 5% de la capacidad nominal de absorción de energía, por lo que se considera esta maniobra como segura.

3.5.2 Sobretensiones Por Maniobras De Recierres Monopolares En Líneas

En las Tabla 9 a la Tabla 11, se presentan las sobretensiones fase tierra, fase fase y la energía disipada por los descargadores obtenidas de la maniobra de recierres monopolares en líneas.

PE ABB Power Systems		Memoria de Cálculo de Coordinación del Aislamiento	
Departamento de Ingeniería		PE-AM17-GP078-COM-D101	Rev : 0

Tabla 9. Sobretensiones fase – tierra por recierre de líneas

RECIERRE MONOFÁSICO	RECIERRE DE LA FASE	REGISTRO DE TENSIÓN EN	FASE A			FASE B			FASE C			MÁXIMA
			VALOR MEDIO p.u.	σ	SOBRETENSIÓN ESTADÍSTICA (98%) p.u.	VALOR MEDIO p.u.	σ	SOBRETENSIÓN ESTADÍSTICA (98%) p.u.	VALOR MEDIO p.u.	σ	SOBRETENSIÓN ESTADÍSTICA (98%) p.u.	
QUENCORO	A	COMBAPATA	1.535	0.154	1.852	1.234	0.158	1.559	1.176	0.135	1.455	1.852
QUENCORO	B	COMBAPATA	1.180	0.144	1.476	1.580	0.157	1.904	1.245	0.160	1.575	1.904
QUENCORO	C	COMBAPATA	1.216	0.154	1.534	1.179	0.153	1.493	1.524	0.171	1.877	1.877
TINTAYA	A	COMBAPATA	1.553	0.110	1.779	1.237	0.176	1.600	1.196	0.132	1.469	1.779
TINTAYA	B	COMBAPATA	1.222	0.168	1.569	1.606	0.092	1.795	1.265	0.171	1.618	1.795
TINTAYA	C	COMBAPATA	1.196	0.135	1.474	1.201	0.168	1.548	1.558	0.107	1.778	1.778

Tabla 10. Sobretensiones fase – fase por recierre de líneas

RECIERRE MONOFÁSICO	RECIERRE DE LA FASE	REGISTRO DE TENSIÓN EN	FASES A-C			FASE B-C			FASES A-B			MÁXIMA
			VALOR MEDIO p.u.	σ	SOBRETENSIÓN ESTADÍSTICA (98%) p.u.	VALOR MEDIO p.u.	σ	SOBRETENSIÓN ESTADÍSTICA (98%) p.u.	VALOR MEDIO p.u.	σ	SOBRETENSIÓN ESTADÍSTICA (98%) p.u.	
QUENCORO	A	COMBAPATA	1.415	0.175	1.776	1.024	0.018	1.061	1.391	0.195	1.794	1.794
QUENCORO	B	COMBAPATA	1.007	0.004	1.015	1.425	0.180	1.796	1.431	0.227	1.898	1.898
QUENCORO	C	COMBAPATA	1.409	0.157	1.733	1.390	0.241	1.887	1.035	0.024	1.083	1.887
TINTAYA	A	COMBAPATA	1.410	0.134	1.686	1.053	0.038	1.131	1.481	0.226	1.947	1.947
TINTAYA	B	COMBAPATA	1.007	0.004	1.014	1.531	0.209	1.962	1.431	0.179	1.799	1.962
TINTAYA	C	COMBAPATA	1.481	0.163	1.817	1.366	0.203	1.783	1.065	0.042	1.153	1.817

Tabla 11. Energía disipada por recierre de líneas

RECIERRE MONOFÁSICO	RECIERRE DE LA FASE	REGISTRO DE ENERGÍA EN	ENERGÍA MÁXIMA REGISTRADA (kJ)
QUENCORO	A	COMBPATA	30.58
	B	COMBPATA	32.67
	C	COMBPATA	28.58
TINTAYA	A	COMBPATA	36.20
	B	COMBPATA	39.48
	C	COMBPATA	35.33

Se obtuvo una máxima sobretensión fase – tierra de 1.904 pu y una máxima sobretensión fase – fase de 1.962 pu. La energía estimada en los descargadores de sobretensión para esta maniobra no supera el 5% de la capacidad nominal de absorción de energía, por lo que se considera esta maniobra como segura.

3.5.3 Sobretensiones Por Maniobras De Transformadores

En las Tabla 12 a la Tabla 14, se presentan las sobretensiones fase – tierra, fase – fase y la energía disipada por los descargadores obtenidas de la energización del transformador T46-162 de la S.E. Combapata.

Tabla 12. Sobretensiones fase – tierra por energización del transformador T46-162

ENERGIZACIÓN	REGISTRO DE TENSIÓN EN	FASE A			FASE B			FASE C			MÁXIMA
		VALOR MEDIO p.u.	σ	SOBRETENSIÓN ESTADÍSTICA (98%) p.u.	VALOR MEDIO p.u.	σ	SOBRETENSIÓN ESTADÍSTICA (98%) p.u.	VALOR MEDIO p.u.	σ	SOBRETENSIÓN ESTADÍSTICA (98%) p.u.	
T46-162	ALTA	1.173	0.036	1.247	1.199	0.030	1.262	1.181	0.025	1.234	1.262

Tabla 13. Sobretensiones fase – fase por energización del transformador T46-162

ENERGIZACIÓN EN	REGISTRO DE TENSIÓN EN	FASES A-C			FASE B-C			FASES A-B			MÁXIMA
		VALOR MEDIO p.u.	σ	SOBRETENSIÓN ESTADÍSTICA (98%) p.u.	VALOR MEDIO p.u.	σ	SOBRETENSIÓN ESTADÍSTICA (98%) p.u.	VALOR MEDIO p.u.	σ	SOBRETENSIÓN ESTADÍSTICA (98%) p.u.	
T46-162	ALTA	1.073	0.015	1.105	1.102	0.038	1.181	1.107	0.037	1.183	1.183

Tabla 14. Energía disipada por energización del transformador T46-162

ENERGIZACIÓN	REGISTRO DE ENERGÍA EN	ENERGÍA MÁXIMA (kJ)
T46-162	ALTA	0.003

Se obtuvo una máxima sobretensión fase – tierra de 1.262 pu y una máxima sobretensión fase – fase de 1.183 pu. La energía estimada en los descargadores de sobretensión para esta maniobra no supera el 5% de la capacidad nominal de absorción de energía, por lo que se considera esta maniobra como segura.

3.6 Conclusiones

Se presentan a continuación las conclusiones para cada uno de los tópicos analizados en el estudio:

3.6.1 Maniobra De Energización De Líneas Y Recierre Monopolar

Se simularon maniobras de energización de líneas y recierre monopolar.

Sobretensión representativa para la SE. Combapata

- Fase Tierra 1.904 pu. (Ue2)
- Fase Fase 1.962 pu. (Up2)

Estos niveles de sobretensiones están dentro de los valores esperados para este tipo de maniobra dado en la referencia FURNAS y la norma IEC 60071-2, que se cita a continuación.

Tabla 15. Valores esperados de sobretensión. Referencia Furnas.

Tipo de maniobra	Valor máximo en pu.	
	Inicio de la línea	Final de la línea
Energización de líneas	1.5 a 2.5	2.0 a 3.0
Recierre monopolar	< 2.0	1.8 a 2.5

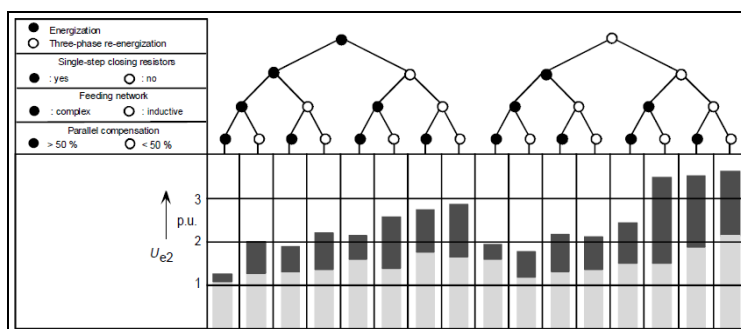


Figura 5. Rango de sobretensiones. Referencia IEC 60071-1 y 2.

Estos valores de sobretensiones máximas serán empleados para seleccionar el nivel de aislamiento de los equipos de las subestaciones asociadas al proyecto.

Para todas las maniobras, los pararrayos seleccionados ($U_r=120$ kV) disipan una energía menor a la especificada en su ficha técnica.

3.6.2 Energización Del Transformador T46-162

Se simuló la maniobra de energización de transformador y se obtuvo las siguientes sobretensiones representativas para Pomacocha

- Fase Tierra 1.262 pu. (U_{e2})
- Fase Fase 1.183 pu. (U_{p2})

La energía en los descargadores de sobretensión, en esta maniobra de energización de transformadores, no supera la capacidad de absorción de energía de los mismos.

4. COORDINACIÓN DEL AISLAMIENTO – CELDA DE LÍNEA 138 kV

Se desarrolla la coordinación del aislamiento en la celda de salida de línea que se implementará con el presente proyecto. Para estos equipos se tiene una tensión máxima de 145 kV y una tensión nominal de 138 KV.

4.1 Tensiones Representativas (URP)

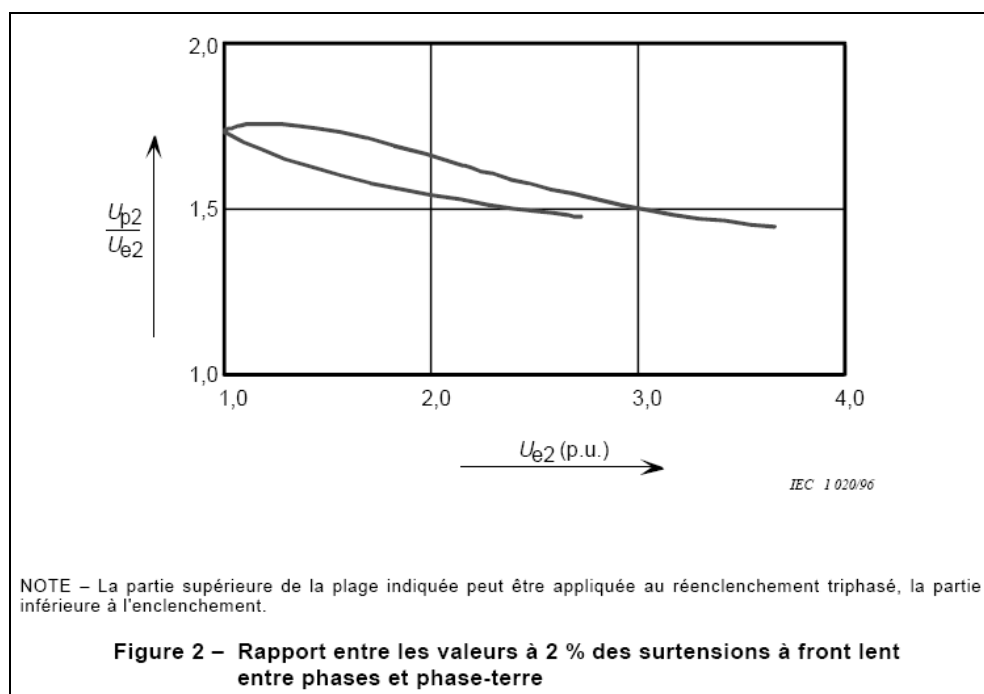
Se consideran los valores para las sobretensiones sugeridas en la recomendación IEC 60071-2.

TOV		
Falla fase - tierra (Urp)	$1,3 \cdot U_m / \sqrt{3} =$	109 kV
Rechazo de carga (Urp)		
Fase – Fase	$1,4 \cdot U_m =$	203 kV
Fase – Tierra	$1,4 \cdot U_m / \sqrt{3} =$	117 kV
Sobretensión de Maniobra		
Uet=	$1,25 \cdot U_{e2} - 0,25$	pu
Upt=	$1,25 \cdot U_{p2} - 0,43$	pu

Del análisis de las sobretensiones, las tensiones representativas para la SE Combapata en 138 kV son:

Registro	Energización de línea	Recierre monopolar
Fase Tierra (Ue2)	1.698 pu.	1.904 pu.
Fase Fase (Up2')	1.784 pu.	1.962 pu.

Para la sobretensión entre fases Up2 se determina a partir de la sobretensión fase-tierra; la figura 02 muestra el rango de relaciones posibles de sobretensiones entre fases y fase-tierra. El límite superior de este rango se aplica a las sobretensiones de reenganche trifásico rápido, el límite inferior se aplica a las sobretensiones de conexión trifásica. En nuestro caso se considera para la condición de conexión trifásica (Ver figura 02).



Con estas condiciones se determina el valor de U_{p2} de la figura 02 de la norma IEC 60071-2; a partir de la relación $U_{p2}/U_{e2} = 1,58$; siendo $U_{p2} = 2,683$ para la energización de la línea.

Para el escenario de recierre el valor de U_{p2} de la figura 02 de la norma IEC 60071-2 se determina a partir de la relación $U_{p2}/U_{e2} = 1,55$; siendo $U_{p2} = 2,951$.

En resumen los valores de U_{e2} y U_{p2} obtenidos para los pararrayos y para todos los equipos son:

Todos los Equipos	U_{e2}	1.698 pu
	U_{p2}	2.683 pu
En la entrada	U_{e2}	1.904 pu
	U_{p2}	2.951pu

Cálculo de las Sobretensión de Maniobra			
Todos los equipos			
Fase - tierra (U_{et})	221.7	kV	
Fase - fase (U_{ft})	346.1	kV	
Equipo a la entrada de la línea			
Fase - tierra (U_{et})	252.2	kV	
Fase - fase (U_{ft})	385.8	kV	

Se utilizan los valores de protección para el pararrayos que se instalará en el proyecto, cuya tensión residual es de $U_r=120$ kV, $U_c=96$ kV; clase 3, 10 kA.

PE ABB Power Systems		Memoria de Cálculo de Coordinación del Aislamiento	
Departamento de Ingeniería		PE-AM17-GP078-COM-D101	Rev : 0

- Nivel de protección al impulso de maniobra-NPM (Ups) 226.0 kV (*)
- Nivel de protección al impulso atmosférico-NPR (Upt) 282.0 kV (*)

(*) Valores obtenidos del pararrayos a ser suministrado para el proyecto.

Fase-tierra	(Urp=NPM)	226.0	KV (Para cualquier equipo)
Fase-fase	(Urp=2xNPM)	385.8	KV (Para equipo de la entrada)
Fase-fase	(Upt)	346.1	KV (Para cualquier equipo, salvo en entrada de línea)

4.2 Tensiones de Coordinación (Ucw)

Sobretensiones temporales

$U_{cw} = K_c \times U_{rp}$

($K_c=1$) - factor de coordinación sugerido en la cláusula 3.3.1 de la IEC 60071-2

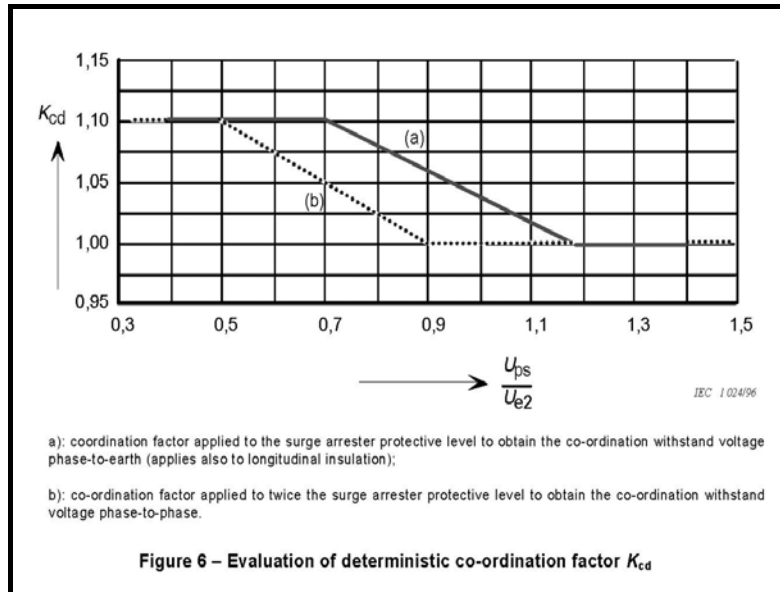
Fase-tierra : 117 kV

Fase-fase : 203 kV

Sobretensiones de Frente Lento

Equipo de entrada		Relación	Kcd (*)	
fase-tierra	Ups/Ue2	1.00	1.035	Curva a
fase-fase	2Ups/Up2	1.29	1.000	Curva b
Para todos los equipos				
fase-tierra	Ups/Ue2	1.12	1.009	Curva a
fase-fase	2Ups/Up2	1.42	1.000	Curva b
Fase-tierra	$U_{cw} = K_{cd} \times U_{rp}$	233,9	kV - Para equipos de entrada	
		228,0	kV - Para todos los equipos	
Fase-fase	Up2	385,8	kV - Para equipos de entrada	
		346,1	kV - Para todos los equipos	

(*) Ver figura N° 6 de la IEC 60071-2



4.2.1 Descargas Atmosféricas

4.2.1.1 Aislamiento Externo

- NPR (U_{pl}) 282,0 kV
- Factor A (Tabla F.2 - IEC 60071-2) 4500,0 kV
- Cant. de líneas conectadas a la subestación $n=2,0$
- Distancia del pararrayo al aislador soporte (L_1)-aislamiento externo

Para definir esta distancia, se ha medido la distancia desde el pararrayos hasta el seccionador de barra ubicado más alejado, que es de 31 m.

- Vano típico de la línea $L_{sp} = 250$ m
- Índice de fallas (salidas) $R_{km} = 1,0/100\text{km año}$
- Tasa de falla aceptable (IEC 60071-2) $R_a = 1,0/400\text{años}$
- Longitud equivalente de tasa de fallas: $L_a = R_a/R_{km} = 250$ m

$$U_{cw} = U_{pl} + \frac{A}{n} \frac{L_1}{L_{sp} + L_a}$$

$$U_{cw} = 422,0 \text{ kV}$$

4.2.1.2 Aislamiento Interno

- NPR (U_{pl}) 282,0 kV
- Factor A (Tabla F.2 - IEC 60071-2) 4500,0 kV

PE ABB Power Systems		Memoria de Cálculo de Coordinación del Aislamiento	
Departamento de Ingeniería		PE-AM17-GP078-COM-D101	Rev : 0

➤ Cant. de líneas conectadas a la subestación $n=2,0$

➤ Distancia del pararrayo al transformador de tensión (L_2)-aislamiento interno

La distancia desde el pararrayos hasta el transformador de tensión, que es el equipo que cuenta con aislamiento interno definido, esta distancia es $L_1= 15$ m.

➤ Vano típico de la línea $L_{sp}= 250$ m

➤ Indice de fallas (salidas) $R_{km} = 1,0 /100\text{km año}$

➤ Tasa de falla aceptable (IEC 60071-2) $R_a = 1,0/400\text{años}$

➤ Longitud equivalente de tasa de fallas: $L_a=R_a/R_{km}= 250$ m

$$U_{CW} = U_{pl} + \frac{A}{n} \frac{L_2}{L_{sp} + L_a}$$

$$U_{cw}= 350,0 \text{ kV}$$

Tabla F.2 (Norma IEC 60071-2)	
Factor A para diferentes tipos de líneas aéreas	
Tipo de Líneas	A (kV)
Líneas de Distribución	
- Con las crucetas puestas a tierra (cebado a tierra con una tensión pequeña)	900
- Líneas con apoyos de madera (cebado a tierra con una tensión alta)	2700
Líneas de Transmisión (cebados fase-tierra)	
- Un solo conductor	4500
- Haz doble	7000
- Haz cuádruple	11000
- Haz de seis u ocho conductores	17000

4.3 Tensiones de Soportabilidad Requeridas (U_{rw})

Factor de seguridad: Interno: 1,15
Externo: 1,05

Factor de altura: $H = 3525$ msnm

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

- Para la tensión soportada a frecuencia industrial: $m= 1,0$

- Para la tensión soportada a impulso tipo maniobra, el valor de "m" es una función de la tensión soportada de coordinación de acuerdo a la figura N° 09

Para los equipos de la entrada:

- Fase - tierra $U_{cw}= 233,9$ kV $m= 1,00$
- Fase - fase $U_{cw}= 385,8$ kV $m= 1,00$

Para los equipos de la entrada:

- Fase - tierra $U_{cw} = 228,0 \text{ kV}$ $m = 1,00$
- Fase - fase $U_{cw} = 346,1 \text{ kV}$ $m = 1,00$
- Para la tensión soportada a impulso tipo rayo: $m = 1,0$

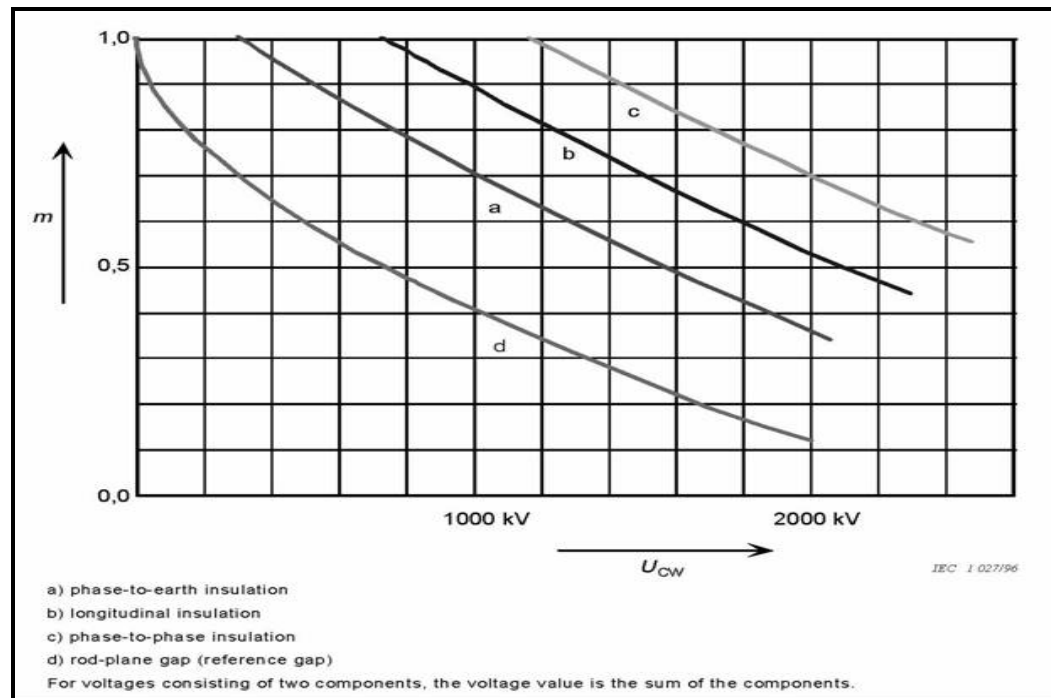


Fig. Nº 09.

La subestación se encuentra a una altura $H = 3525 \text{ msnm}$, por lo que los valores de K_a son:

Para la tensión soportada a frecuencia industrial: $K_a = 1,541$

- Para la tensión soportada a impulso tipo maniobra para los equipos de la entrada:
- $K_a = 1,541$ Fase-tierra
- $K_a = 1,541$ Fase - fase
- Para la tensión soportada a impulso tipo maniobra para todos los equipos:
- $K_a = 1,541$ Fase-tierra
- $K_a = 1,541$ Fase - fase
- Para la tensión soportada a impulso tipo rayo: $K_a = 1,541$

Aplicando los factores de seguridad y por altura de instalación, se obtienen los siguientes resultados:

		Externo (kV)	Interno (kV)	
TOV (FI)	fase-tierra	189.0	135.0	
	fase-fase	328.0	233.0	
BSL	fase-tierra	378.0	269.0	(Para equipo de la entrada)
		369.0	262.0	(Para todos los equipos)
	fase-fase	624.0	444.0	(Para equipo de la entrada)
		560.0	398.0	(Para todos los equipos)
BIL	fase-tierra	683.0	403.0	
	fase-fase	683.0	403.0	

4.4 Conversión de BSL a FI (Frecuencia Industrial) Y BIL

La recomendación IEC permite utilizar un factor de conversión que se aplica a una tensión de soporte requerida para seleccionar una tensión de soporte de diferente forma de tal manera que se obtenga el límite menor de la tensión de soporte con que debe probarse el equipo; en este caso se convierte las tensiones de maniobra a valores equivalentes de FI y BIL de acuerdo con las formulas dadas por la IEC 60071-2 (tabla N° 02).

4.4.1 A Frecuencia Industrial

La tabla N° 2 de la norma IEC 60071-2 da los factores de conversión de ensayo a aplicar a las tensiones aplicadas a las tensiones soportadas a impulso tipo maniobra fase-fase y fase-tierra.

Interno	Fase-tierra	188.0	kV	Para equipos de entrada
		183.0	kV	Para todos los equipos
	Fase-fase	--	kV	Para equipos de entrada
		279.0	kV	Para todos los equipos
Externo	Fase-tierra	244.0	kV	Para equipos de entrada
		237.0	kV	Para todos los equipos
	Fase-fase	405.0	kV	Para equipos de entrada
		361.0	kV	Para todos los equipos

4.4.2 A Impulso Tipo Rayo

La tabla N° 2 de la norma IEC 60071-2 da los factores de conversión de ensayo a aplicar a las tensiones aplicadas a las tensiones soportadas a impulso tipo maniobra fase-fase y fase-tierra.

Interno	fase-tierra	336.0	kV	Para equipos de entrada
		328.0	kV	Para todos los equipos
	fase-fase	--	kV	Para equipos de entrada
		498.0	kV	Para todos los equipos
Externo	fase-tierra	421.0	kV	Para equipos de entrada
		410.0	kV	Para todos los equipos
	fase-fase	698.0	kV	Para equipos de entrada
		623.0	kV	Para todos los equipos

4.5 Resumen del Aislamiento

Cuadro N°: 1 Resumen del Aislamiento 138 kV

Los valores de la tensión para Corta Duración a Frecuencia Industrial están en valor eficaz (kV) Los valores de la tensión para Impulsos Tipo Rayo y Tipo Maniobra están en valor pico (kVp)		AISLAMIENTO EXTERNO				AISLAMIENTO INTERNO			
		EQUIPOS EN ENTRADA DE LÍNEA		OTROS EQUIPOS		EQUIPOS EN ENTRADA DE LÍNEA		OTROS EQUIPOS	
		$U_{rw(s)}$	$U_{rw(c)}$	$U_{rw(s)}$	$U_{rw(c)}$	$U_{rw(s)}$	$U_{rw(c)}$	$U_{rw(s)}$	$U_{rw(c)}$
Corta Duración a Frecuencia Industrial	fase-tierra	189.0	244.0	189.0	237.0	135.0	188.0	135.0	183.0
	fase-fase	328.0	405.0	328.0	361.0	233.0	--	233.0	279.0
Sobretensiones de Frente Lento	fase-tierra	378.0	---	369.0	---	269.0	---	262.0	---
	fase-fase	624.0	---	560.0	---	444.0	---	398.0	---
Sobretensiones de Frente Rápido	fase-tierra	683.0	421.0	683.0	410.0	403.0	336.0	403.0	328.0
	fase-fase	683.0	698.0	683.0	623.0	403.0	--	403.0	498.0

Tal como se puede apreciar, el aislamiento interno y externo solicitado es:

		Interno	Externo
- A frecuencia industrial	:	233 kV	244 kV
- BIL	:	498 kVp	683 kVp

Para el proyecto se ha seleccionado los siguientes niveles de aislamiento:

		Interno	Externo
- A frecuencia industrial	:	275 kV	325 kV
- BIL	:	650 kVp	750 kVp

Adicionalmente se ha realizado una validación del aislamiento externo al impulso para todo el equipamiento que compone la nueva celda de línea en 138 kV de la ampliación de la subestación Comapata, dependiendo de la distancia de instalación con respecto al pararrayos, y cuyo resumen se presenta a continuación:

Cuadro N°: 2 Aislamiento al Impulso en Equipos 138 kV

Equipo que protege	Equipo a proteger	Longitud m	Aislamiento Externo para sobretensiones frente rápido Fase-Tierra	Aislamiento sugiero al equipo kVp-BIL	Margen de Seguridad (%)
Pararrayos ubicado en la entrada de línea 138 kV	Transformador de tensión	15.00	566 kV	750	33%
	Aislador soporte 1	18.00	587 kV	750	28%
	Seccionador de Línea	21.00	610 kV	750	23%
	Transformador de corriente	24.50	634 kV	750	18%
	Interruptor de potencia	27.50	657 kV	750	14%
	Seccionador de barra	31.00	683 kV	750	10%
	Aislador soporte 2	34.50	707 kV	750	6%
	Aislador soporte 3	38.00	733 kV	750	2%

Como se puede apreciar; el pararrayos cubre los niveles de aislamiento seleccionados para todos los equipos que componen las nuevas celdas de línea en 138 kV de la ampliación de la S.E Combapata.

4.6 Aislamiento Fase – Tierra Seleccionado

4.6.1 Interno

El mayor valor encontrado para las sobretensiones a frecuencia industrial corresponde a 233 kV fase – fase; considerando que las recomendaciones IEC sugieren que los valores para el aislamiento entre fases sean iguales a la soportabilidad al impulso atmosférico y a la soportabilidad a la onda de corta duración a frecuencia industrial fase-tierra, se selecciona el valor superior correspondiente de 275 kV asociado a una soportabilidad al impulso atmosférico de 650 kV, valor que es superior a la tensión de soportabilidad requerido de 498 kV. La selección de la separación entre fases garantizará el soporte de la tensión a frecuencia industrial resultante de la conversión de las sobretensiones de maniobra.

4.6.2 Externo

Considerando los valores obtenidos para las sobretensiones de impulso atmosférico, de maniobra y de frecuencia industrial, se requerirían equipos con una soportabilidad al impulso atmosférico de 750 kV. Esto significa que deben considerarse equipos del Rango I de la recomendación IEC 60071-1.

Para determinar la distancia fase-fase se toma la distancia determinada para la configuración punta-estructura, a partir de la tabla A.1 en función de la tensión soportada al impulso tipo rayo normalizado, incrementado en la longitud de la cuchilla del seccionador.

Tabla A.1

Distancia Punta-Estructura : 1500 mm

Distancia Fase-Fase : $1500 + \text{Cuchilla Seccionador} = 1500 + 1030 = 2530 \text{ mm}$

La distancia Fase-Fase considerada para los diseño mínimo será de 3000 mm, en las separaciones de fase de las barras y entre los seccionadores y demás equipos.

Para determinar la distancia fase-tierra se toma el valor de la distancia determinada para la configuración conductor-estructura, a partir de la tabla A.1 (Ver Norma IEC 60071-2) en función de la tensión soportada al impulso tipo rayo normalizado.

Tabla A.1

Distancia Conductor-Estructura : 1500 mm

La distancia Fase-Tierra considerada para los diseños será de 2000 mm.

Los valores finalmente adoptados para el diseño de las subestaciones se presentan a continuación:

Tensión Asignada Ur kV (valor eficaz)	Sobretensión A frecuencia industrial kV (valor r.m.s)	LIWL Up kV (valor pico)	Distancia Mínima Fase-Tierra por aislamiento mm	Distancias Mínimas Fase-Fase por aislamiento mm
138	325	750	2 000	3 000

4.7 Aislamiento de los Equipos Seleccionados

A continuación se detalla el aislamiento de los equipos suministrados por ABB para la ampliación de la subestación Combapata, comparándose con el aislamiento calculado por el presente estudio, mediante el procedimiento de la norma IEC 60071-2:

Cuadro N°: 3 Aislamiento de los Equipos Seleccionados

N°	Equipo	Aislamiento Requerido kV - BIL
1	Transformador de tensión	750
2	Transformador de corriente	750
3	Seccionador de línea	750
4	Interruptor de potencia	750
5	Seccionador de barra	750
6	Aislador soporte	750

De los resultados obtenidos se puede concluir que el aislamiento del equipamiento suministrado por ABB satisface los requerimientos de aislamiento de la subestación Combapata en 138 kV.

5. CONCLUSIONES

- El estudio de coordinación del aislamiento ha sido desarrollado mediante la aplicación de la recomendación de las normas IEC 60071-1 y 60071-2, que nos permite seleccionar el nivel de aislamiento externo adecuado para los equipos de patio de llaves de la subestación.
- Según el procedimiento establecido en la Norma IEC 60071-2 y los valores de tensiones de soportabilidad asignadas, requeridas en la Norma IEC 62271-1 se concluye que el nivel apropiado de aislamiento interno y externo para los equipos del proyecto son:

Cuadro N°: 4 Niveles de Aislamiento

Tensión Asignada kV	Tensión soportada asignada de corta duración a frecuencia industrial Ud kV (valor eficaz)		Tensión soportada asignada al impulso tipo rayo Up kV (valor pico)	
	Interno	Externo	Interno	Externo
138	275	325	650	750

Cuadro N°: 5 Distancias de Seguridad según norma IEC

Tensión Asignada Ur kV (valor eficaz)	Distancia Mínima Conductor-Estructura (según IEC) mm	Distancia Mínima Punta-Estructura (según IEC) Mm
138	1 500	1 500

Cuadro N°: 6 Distancias de Seguridad para diseño

Tensión Asignada Ur kV (valor eficaz)	Distancia Mínima Fase-Tierra por aislamiento mm	Distancia Mínima Fase-Fase por aislamiento mm
138	2 000	3 000

- De los resultados obtenidos se puede concluir que el aislamiento del equipamiento suministrado por ABB en 138 kV satisface los requerimientos de aislamiento en la ampliación de la subestación de Combapata.

PE ABB Power Systems		Memoria de Cálculo de Coordinación del Aislamiento	
Departamento de Ingeniería		PE-AM17-GP078-COM-D101	Rev : 0

6. Bibliografía

- Norma IEC 60071-1 “Insulation Coordination”; Definitions, principles and rules.
- Norma IEC 60071-2 “Insulation Coordination”; Application guide.
- Norma IEC 60815 “Guide for the selection of insulators in respect of polluted conditions”.
- Coordinación de aislamiento en redes eléctricas de alta tensión; Juan Antonio Martínez Velasco.

PE ABB Power Systems		Memoria de Cálculo de Coordinación del Aislamiento	
Departamento de Ingeniería		PE-AM17-GP078-COM-D101	Rev : 0

7. Anexos

- 7.1 Niveles de Aislamiento Seleccionados de los Equipos Principales de la Subestación Eléctrica Combapata.
- 7.2 Coordinación del aislamiento para los equipos 138 KV para la ampliación de la Subestación Eléctrica Combapata - Celda de Línea.

PE ABB Power Systems		Memoria de Cálculo de Coordinación del Aislamiento	
Departamento de Ingeniería		PE-AM17-GP078-COM-D101	Rev : 0

ANEXO 7.1

Niveles de Aislamiento Seleccionados de los Equipos Principales para la Ampliación de la Subestación Eléctrica de Combapata

Aislamiento de los Equipos Seleccionados 138 kV – SE Combapata

Nº	Equipo	Aislamiento Requerido kV - BIL
1	Transformador de tensión	750
2	Transformador de corriente	750
3	Seccionador de línea	750
4	Interruptor de potencia	750
5	Seccionador de barra	750
6	Aislador soporte	750

PE ABB Power Systems		Memoria de Cálculo de Coordinación del Aislamiento	
Departamento de Ingeniería		PE-AM17-GP078-COM-D101	Rev : 0

ANEXO 7.2

Coordinación del aislamiento para los equipos 138 KV

Ampliación de la Subestación Eléctrica Combapata

Celda de Línea

ANEXO 7.2

ABB

COORDINACIÓN DEL AISLAMIENTO PARA LOS EQUIPOS 138 KV

AMPLIACIÓN DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA COMBAPATA

CELDA DE LÍNEA

ISA

REP

CARACTERÍSTICAS DE LA RED

Tensión Nominal138.0 kV

Tensión Máxima145.0 kV

TENSIONES REPRESENTATIVAS

TOV

Falla fase - tierra (Urp)

1,3*Um/V3

109.0 kV

Rechazo de carga (Urp)

Sobre tensión fase-fase 1,4*Um

203.0 kV

Sobre tensión fase-tierra 1,4*Um/V3

117.0 kV

Sobretensiones Representativas

Fase-Fase

Urp

203.0 kV

Fase-Tierra

Urp

117.0 kV

MANIOBRA INTERNA EN LAS SUBESTACIONES

Uet1,25*Ue2-0,25 pu

Upt1,25*Up2-0,43 pu

Se ha desarrollado el análisis de la sobretensiones al sistema eléctrico donde se encuentra conectado la subestación de Combapata en 138 kV. Para el estudio de sobretensiones se efectúan simulaciones digitales con el programa ATP y su interfaz gráfica ATPDraw versión 5.9; para las operaciones generadoras de fenómenos transitorios en energización de líneas; recierre monopolar de líneas y maniobras de transformadores. Los resultados obtenidos son:

Sobretensiones fase – tierra por energización de líneas

ENERGIZACIÓN EN	REGISTRO DE TENSIÓN EN	FASE A			FASE B			FASE C			MÁXIMA
		VALOR MEDIO p.u.	σ	SOBRETENSIÓN ESTADÍSTICA (98%) p.u.	VALOR MEDIO p.u.	σ	SOBRETENSIÓN ESTADÍSTICA (98%) p.u.	VALOR MEDIO p.u.	σ	SOBRETENSIÓN ESTADÍSTICA (98%) p.u.	
QUENCORO	COMBAPATA	1.532	0.070	1.678	1.534	0.080	1.698	1.528	0.071	1.673	1.698
TINTAYA	COMBAPATA	1.526	0.070	1.669	1.534	0.073	1.685	1.531	0.056	1.646	1.685

Sobretensiones fase – fase por energización de líneas

ENERGIZACIÓN EN	REGISTRO DE TENSIÓN EN	FASES A-C			FASE B-C			FASES A-B			MÁXIMA
		VALOR MEDIO p.u.	σ	SOBRETENSIÓN ESTADÍSTICA (98%) p.u.	VALOR MEDIO p.u.	σ	SOBRETENSIÓN ESTADÍSTICA (98%) p.u.	VALOR MEDIO p.u.	σ	SOBRETENSIÓN ESTADÍSTICA (98%) p.u.	
QUENCORO	COMBAPATA	1.471	0.152	1.784	1.442	0.165	1.781	1.470	0.147	1.773	1.784
TINTAYA	COMBAPATA	1.473	0.145	1.771	1.441	0.143	1.737	1.473	0.147	1.776	1.776

Sobretensiones fase – tierra por recierre de líneas

RECIERRE MONOFÁSICO	RECIERRE DE LA FASE	REGISTRO DE TENSIÓN EN	FASE A			FASE B			FASE C			MÁXIMA
			VALOR MEDIO p.u.	σ	SOBRETENSIÓN ESTADÍSTICA (98%) p.u.	VALOR MEDIO p.u.	σ	SOBRETENSIÓN ESTADÍSTICA (98%) p.u.	VALOR MEDIO p.u.	σ	SOBRETENSIÓN ESTADÍSTICA (98%) p.u.	
QUENCORO	A	COMBAPATA	1.535	0.154	1.852	1.234	0.158	1.559	1.176	0.135	1.455	1.852
QUENCORO	B	COMBAPATA	1.180	0.144	1.476	1.580	0.157	1.904	1.245	0.160	1.575	1.904
QUENCORO	C	COMBAPATA	1.216	0.154	1.534	1.179	0.153	1.493	1.524	0.171	1.877	1.877
TINTAYA	A	COMBAPATA	1.553	0.110	1.779	1.237	0.176	1.600	1.196	0.132	1.469	1.779
TINTAYA	B	COMBAPATA	1.222	0.168	1.569	1.606	0.092	1.795	1.265	0.171	1.618	1.795
TINTAYA	C	COMBAPATA	1.196	0.135	1.474	1.201	0.168	1.548	1.558	0.107	1.778	1.778

Sobretensiones fase – fase por recierre de líneas

RECIERRE MONOFÁSICO	RECIERRE DE LA FASE	REGISTRO DE TENSIÓN EN	FASES A-C			FASE B-C			FASES A-B			MÁXIMA
			VALOR MEDIO p.u.	σ	SOBRETENSIÓN ESTADÍSTICA (98%) p.u.	VALOR MEDIO p.u.	σ	SOBRETENSIÓN ESTADÍSTICA (98%) p.u.	VALOR MEDIO p.u.	σ	SOBRETENSIÓN ESTADÍSTICA (98%) p.u.	
QUENCORO	A	COMBAPATA	1.415	0.175	1.776	1.024	0.018	1.061	1.391	0.195	1.794	1.794
QUENCORO	B	COMBAPATA	1.007	0.004	1.015	1.425	0.180	1.796	1.431	0.227	1.898	1.898
QUENCORO	C	COMBAPATA	1.409	0.157	1.733	1.390	0.241	1.887	1.035	0.024	1.083	1.887
TINTAYA	A	COMBAPATA	1.410	0.134	1.686	1.053	0.038	1.131	1.481	0.226	1.947	1.947
TINTAYA	B	COMBAPATA	1.007	0.004	1.014	1.531	0.209	1.962	1.431	0.179	1.799	1.962
TINTAYA	C	COMBAPATA	1.481	0.163	1.817	1.366	0.203	1.783	1.065	0.042	1.153	1.817

En conclusión, las sobretensión representativa para Combapata 138 kV son:

Registro	Energización de línea	Recierre monopolar
Fase Tierra (Ue2)	1.698	1.904
Fase Fase (Up2)	1.784	1.962

Se toman las sobretensiones fase-tierra para nuestro analisis de coordinación del aislamiento.

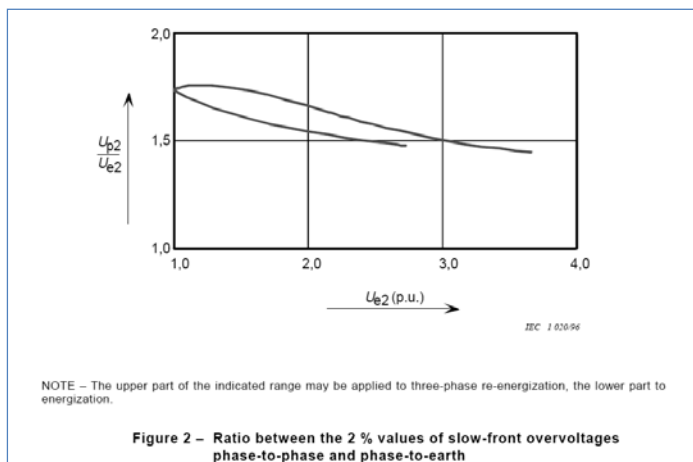
Para todos los equipos

Entonces:Ue2=1.698 p.u.

En la entrada de la línea

Ue2=1.904 p.u.

La sobretensión entre fases U_{p2} se determina a partir de la sobretensión fase-tierra; la figura siguiente muestra el rango de relaciones posibles de sobretensiones entre fases y fase-tierra. El límite superior de este rango se aplica a las sobretensiones de reenganche trifásico rápido, el límite inferior se aplica a las sobretensiones de conexión trifásica. En nuestro caso se considera para la condición de conexión trifásica:



Para todos los equipos

En la entrada de la línea

La relación es: $U_{p2}/U_{e2} = 1.58$ p.u. $U_{p2}/U_{e2} = 1.55$ p.u.

Todos los equipos	U_{e2}	1.698 pu
	U_{p2}	2.683 pu
En la entrada	U_{e2}	1.904 pu
	U_{p2}	2.951 pu

Sobretensiones en extremo de línea por conexión y desconexión que afectan a todos los equipos de la subestación

Todos los equipos

Fase - tierra (U_{et})	221.7 kV	Sobretensión de truncamiento Fase-Tierra (método fase-cresta)
Fase - fase (U_{pt})	346.1 kV	Sobretensión de truncamiento Fase-Fase (método fase-cresta)

Sobretensión por reenganche en el otro extremo, sin pararrayos

En la entrada

Fase - tierra (U_{et})	252.2 kV	Sobretensión de truncamiento Fase-Tierra (método fase-cresta)
Fase - fase (U_{pt})	385.8 kV	Sobretensión de truncamiento Fase-Fase (método fase-cresta)

CARACTERÍSTICAS DE LOS PARARRAYOS

Nivel de protección al impulso de maniobra-NPM (U_{ps}) - (*)	226.0 kV
Nivel de protección al impulso atmosférico-NPR (U_{pt}) - (*)	282.0 kV

(*) Datos de fábrica Pararrayos $U_r=120$ kV; $U_c=96$ kV; clase 3 (EXLIM Q120-EH145E)

Tensiones Representativas de Frente Lento

Fase-tierra ($U_{rp}=NPM$)	226.0 kV	Para cualquier equipo
Fase-fase ($U_{rp}=2 \times NPM$)	385.8 kV	Para el equipo en entrada de línea
Fase-fase (U_{pt})	346.1 kV	Para cualquier equipo, salvo en entrada de línea

TENSIONES SOPORTADAS DE COORDINACIÓN

Sobretensiones Temporales

$U_{cw} = K_c \times U_{rp}$

($K_c=1$) - factor de coordinación sugerido en la cláusula 3.3.1 de la IEC 60071-2

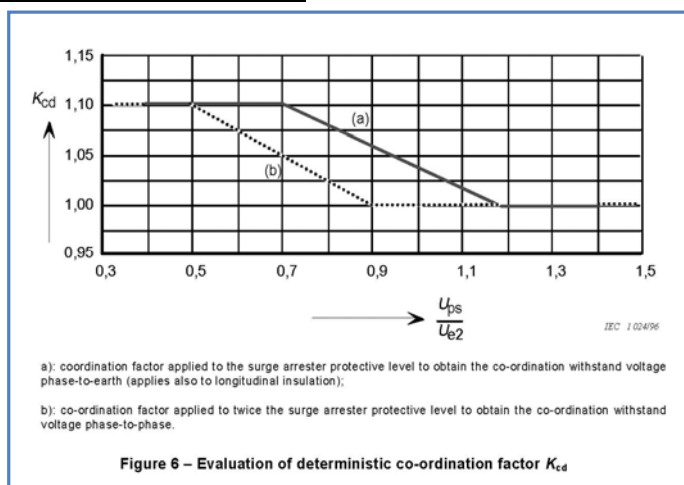
Fase-tierra	117 kV
Fase-fase	203 kV

Sobretensiones de Frente Lento

Equipo de entrada		Relación	Kcd		
fase-tierra	Ups/Ue2	1.00	1.035	curva a	(Ver figura 6)
fase-fase	2Ups/Up2	1.29	1.000	curva b	
Para todos los equipos					
fase-tierra	Ups/Ue2	1.12	1.009	curva a	(Ver figura 6)
fase-fase	2Ups/Up2	1.42	1.000	curva b	

Fase-tierra	Ucw=Kcd x Urp	233.9 kV - Para equipos de entrada 228.0 kV - Para todos los equipos
Fase-fase	Up2	385.8 kV - Para equipos de entrada 346.1 kV - Para todos los equipos

Curvas para determinar el Factor Kcd



Sobretensiones de Frente Rápido

Aislamiento Externo

NPR (Upl)	282.0 kV	
Factor A (Tabla F.2 - IEC 60071-2)	4500.0 kV	(un conductor por fase)
Cant. de líneas conectadas a la subestación n=	2.0	
Distancia del pararrayo al aislador soporte (L1)-aislamiento externo	31.0 m	
Distancia del pararrayo al transformador de tensión (L2)-aislamiento interno	15.0 m	
Vano típico de la línea Lsp=	250.0 m	
Indice de fallas (salidas) Rkm =	1.0 /100km año	
Tasa de falla aceptable Ra =	1.0 /400 años	Del equipo
Longitud equivalente de tasa de fallas La=Ra/Rkm	250.0 m	

Aislamiento Externo

$$U_{cw} = U_{pl} + \frac{A}{n} \frac{L_1}{L_{sp} + L_a} \quad U_{cw} = 422.0 \text{ kV}$$

Aislamiento Interno

$$U_{cw} = U_{pl} + \frac{A}{n} \frac{L_2}{L_{sp} + L_a} \quad U_{cw} = 350.0 \text{ kV}$$

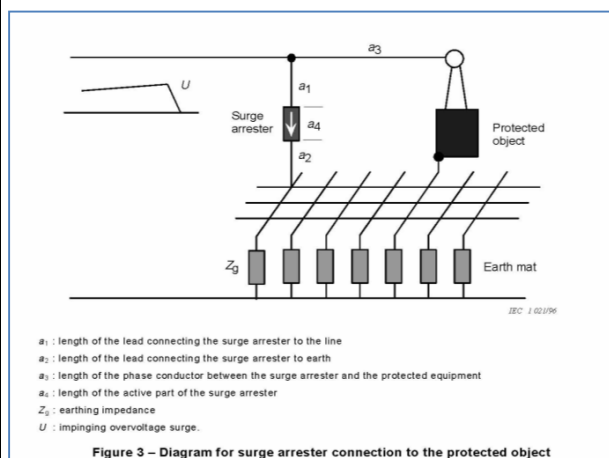


Tabla F.2 (Norma IEC 60071-2)

Factor A para diferentes tipos de líneas aéreas

Tipo de Líneas	A
kV	
Líneas de Distribución	
- Con las crucetas puestas a tierra (cebado a tierra con una tensión pequeña)	900
- Líneas con apoyos de madera (cebado a tierra con una tensión alta)	2700
Líneas de Transmisión (cebados fase-tierra)	
- Un solo conductor	4500
- Haz doble	7000
- Haz cuádruple	11000
- Haz de seis u ocho conductores	17000

DETERMINACION DE LAS TENSIONES SOPORTADAS ESPECÍFICAS

Factor de seguridad

Aislamiento interno	Ks=	1.15
Aislamiento externo	Ks=	1.05

Factor de corrección por altura

$$H = 3525 \text{ msnm}$$

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

Para la tensión soportada a frecuencia industrial: $m = 1.0$

Para la tensión soportada a impulso tipo maniobra, el valor de "m" es una función de la tensión soportada de coordinación de acuerdo a la figura N° 09

Para los equipos de la entrada:

- Fase - tierra	Ucw=	233.9	kV	m= 1.00
- Fase - fase	Ucw=	385.8	kV	m= 1.00

Para todos los equipos:

- Fase - tierra	Ucw=	228.0	kV	m= 1.00
- Fase - fase	Ucw=	346.1	kV	m= 1.00

Para la tensión soportada a impulso tipo rayo: $m = 1.00$

La subestación se encuentra a una altura $H = 3525$ msnm, por lo que los valores de K_a son:

$$H = 3525 \text{ msnm}$$

Para la tensión soportada a frecuencia industrial: $K_a = 1.541$

Para la tensión soportada a impulso tipo maniobra para los equipos de la entrada

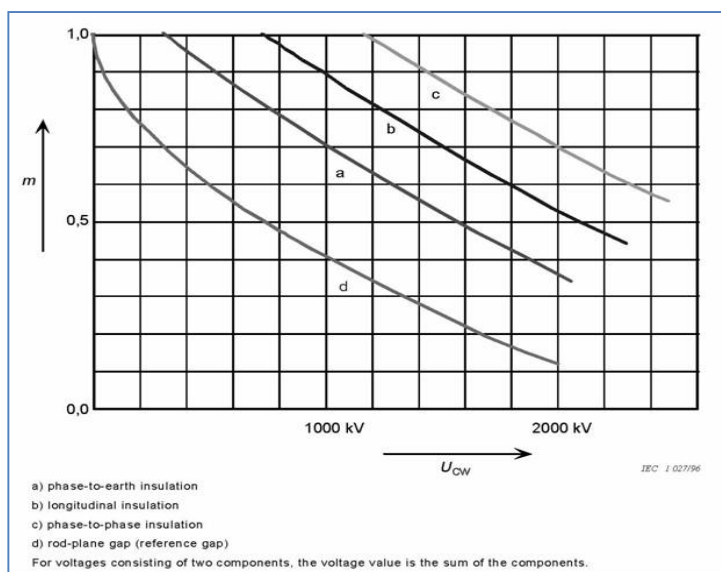
$K_a = 1.541$	Fase - tierra
$K_a = 1.541$	Fase - fase

Para la tensión soportada a impulso tipo maniobra para todos los equipos

$K_a = 1.541$	Fase - tierra
$K_a = 1.541$	Fase - fase

Para la tensión soportada a impulso tipo rayo: $K_a = 1.541$

Curvas para determinar el Factor de Reducción "m"



Tensiones Soportadas Especificadas Urw

$$U_{rw} = U_r \times K_s \times K_a$$

		Externo (kV)	Interno (kV)	
TOV (FI)	fase-tierra	189.0	135.0	
	fase-fase	328.0	233.0	
BSL	fase-tierra	378.0	269.0	Para equipos de entrada
		369.0	262.0	Para todos los equipos
	fase-fase	624.0	444.0	Para equipos de entrada
		560.0	398.0	Para todos los equipos
BIL	fase-tierra	683.0	403.0	
	fase-fase	683.0	403.0	

CONVERSIÓN DE BSL A FRECUENCIA INDUSTRIAL Y BIL

A frecuencia Industrial

(factor de corrección de tabla 02 de IEC 60071-2)

Interno	Fase-tierra	188.0	kV	Para equipos de entrada
		183.0	kV	Para todos los equipos
	Fase-fase	--	kV	Para equipos de entrada
		279.0	kV	Para todos los equipos
Externo	Fase-tierra	244.0	kV	Para equipos de entrada
		237.0	kV	Para todos los equipos
	Fase-fase	405.0	kV	Para equipos de entrada
		361.0	kV	Para todos los equipos

ANEXO 7.2	COORDINACIÓN DEL AISLAMIENTO PARA LOS EQUIPOS 138 KV AMPLIACIÓN DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA COMBAPATA CELDA DE LÍNEA	
		

A impulso tipo rayo

Interno	fase-tierra	336.0	kV	Para equipos de entrada
		328.0	kV	Para todos los equipos
	fase-fase	--	kV	Para equipos de entrada
		498.0	kV	Para todos los equipos
Externo	fase-tierra	421.0	kV	Para equipos de entrada
		410.0	kV	Para todos los equipos
	fase-fase	698.0	kV	Para equipos de entrada
		623.0	kV	Para todos los equipos

RESULTADOS OBTENIDOS

Los valores de la tensión para Corta Duración a Frecuencia Industrial están en valor eficaz (kV)		AISLAMIENTO EXTERNO				AISLAMIENTO INTERNO			
		EQUIPOS EN ENTRADA DE LÍNEA		OTROS EQUIPOS		EQUIPOS EN ENTRADA DE LÍNEA		OTROS EQUIPOS	
		$U_{rw(s)}$	$U_{rw(c)}$	$U_{rw(s)}$	$U_{rw(c)}$	$U_{rw(s)}$	$U_{rw(c)}$	$U_{rw(s)}$	$U_{rw(c)}$
Corta Duración a Frecuencia industrial	fase-tierra	189.0	244.0	189.0	237.0	135.0	188.0	135.0	183.0
	fase-fase	328.0	405.0	328.0	361.0	233.0	--	233.0	279.0
Sobretensiones de Frente Lento	fase-tierra	378.0	---	369.0	----	269.0	---	262.0	---
	fase-fase	624.0	---	560.0	----	444.0	---	398.0	---
Sobretensiones de Frente Rápido	fase-tierra	683.0	421.0	683.0	410.0	403.0	336.0	403.0	328.0
	fase-fase	683.0	698.0	683.0	623.0	403.0	--	403.0	498.0

VALORES FINALES

Aislamiento Interno	
Frecuencia Industrial	233.0 kV
BIL	403.0 kV
Aislamiento Externo	
Frecuencia Industrial	244.0 kV
BIL	683.0 kV

DISTANCIA LOS PARARRAYOS A LOS EQUIPOS QUE PROTEGE - S.E. COMBAPATA EN 138 KV

Equipo que protege	Equipo a proteger	Longitud m	Aislamiento Externo para sobretensiones frente rápido Fase-Tierra	Aislamiento sugerido al equipo kVp-BIL	Margen de Seguridad (%)
Pararrayos ubicado en la entrada de línea 138 kV	Transformador de tensión	15.00	566 kV	750	33%
	Aislador soporte 1	18.00	587 kV	750	28%
	Seccionador de Línea	21.00	610 kV	750	23%
	Transformador de corriente	24.50	634 kV	750	18%
	Interruptor de potencia	27.50	657 kV	750	14%
	Seccionador de barra	31.00	683 kV	750	10%
	Aislador soporte 2	34.50	707 kV	750	6%
	Aislador soporte 3	38.00	733 kV	750	2%