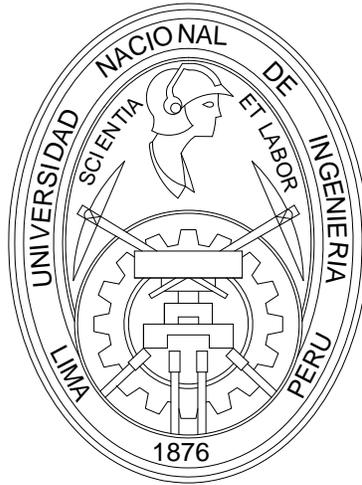


UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



RECONVERSIÓN DE SUBESTACIONES POR CAMBIO

EN EL NIVEL DE TENSIÓN

TESIS

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

JOSÉ ARMANDO ROMERO AMAYA

**PROMOCIÓN
2005-II**

**LIMA-PERÚ
2010**

SUMARIO

En el presente volumen de Tesis, se proponen las acciones que se deben tener en cuenta para utilizar una instalación que actualmente opera en un nivel de tensión determinado, en un nivel de tensión superior, sin reconstruirla totalmente, a través de una reevaluación de la coordinación del aislamiento, que se aplicará al equipamiento que se reemplazará, y a las distancias en aire ya existentes. Los planteamientos que se presentan aplican para instalaciones existentes en el rango I ($1\text{kV} < U_m \leq 245\text{kV}$) en el nivel de alta tensión, lo que en el Perú sería 60, 66, 69 y 138kV

Es de vital importancia para este análisis, la aplicación de los descargadores de sobretensiones de óxido metálico, comúnmente conocidos como pararrayos, para que la reconversión de subestaciones sea posible.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	1
CAPITULO I	
ANTECEDENTES	4
1.1 Proyectos a nivel Internacional Relacionados a la Reconversión de Subestaciones.....	5
1.2 Referencias Bibliográficas con respecto la optimización del aislamiento	8
1.3 Aplicaciones Recientes de Optimización del Aislamiento a través del uso de descargadores de tensiones	8
1.4 Márgenes Adicionales de Diseño.....	9
1.5 Márgenes de protección al impulso de maniobra y al impulso tipo rayo	9
CAPITULO II	
MARCO TEÓRICO	11
2.1 Métodos normalizados de coordinación del aislamiento.....	11
2.1.1 Normativa IEC	11
2.1.2 Normativa ANSI/IEEE.....	12
2.1.3 Niveles de Aislamiento Recomendados por la Normativa Existente	14
2.2 Efecto de los descargadores en la coordinación del aislamiento	14
2.3 Cálculo del Aislamiento en el caso de la Reconversión de una Subestación.....	17
2.3.1 Permanencia del BIL	17
2.3.2 Estándares de diseño de las empresas	17
2.4 Verificación de las distancias de separación en una subestación	20
2.4.1 Criterios para determinar las distancias de seguridad	20
2.4.2 Distancias de seguridad en las subestaciones reconvertidas.....	21
2.5 Selección de descargadores en una subestación.....	24
2.5.1 Tensión de Operación Continua COV:.....	24
2.5.2 Tensión nominal:	24
2.5.3 Corriente nominal de descarga y clase de descarga del descargadores	25
2.5.4 Otros	25
2.6 Simulación de los Efectos Transitorios	25
2.6.1 Representación de los componentes de red y consideraciones numéricas	26
2.6.2 Representación de los componentes para los transitorios de frente lento.	28
2.6.3 Representación de los componentes para los transitorios de frente rápido.....	28
2.6.4 Representación de la Corriente del rayo.....	31
2.6.5 Corriente Crítica del Rayo	34

2.6.6	Magnitudes Recomendadas.....	36
2.6.7	Comportamiento del Aislamiento Eléctrico.....	38
2.6.8	Efecto de la tensión de frecuencia industrial.....	39
2.6.9	Modelamiento de las barras.....	40
2.6.10	Parte del sistema a ser simulada.....	41
2.6.11	Evaluación del Efecto Corona.....	41

CAPITULO III

CASO DE ESTUDIO 43

3.1	Reconversión de una subestación existente en 138kV a 220kV.....	43
3.1.1	Caso de Estudio.....	43
3.1.2	Necesidad de la reconversión.....	43
3.1.3	Planteamiento.....	44
3.2	Nivel de aislamiento obtenido utilizando el procedimiento de la norma IEC.....	44
3.3	Simulación de los transitorios electromagnéticos.....	45
3.3.1	Sistema de Potencia – Thevenin Equivalente.....	45
3.3.2	Líneas de transmisión a la entrada de la subestación.....	45
3.3.3	Modelamiento de las barras en la subestación y conexiones a equipos.....	47
3.3.4	Sobretensiones tipo rayo.....	48
3.3.5	Puesta a tierra no lineal.....	51
3.3.6	Resultados de las simulaciones.....	51
3.4	Comparación con los cálculos previos.....	60
3.5	Análisis de Sensibilidad.....	60
3.5.1	Incremento del Nivel Isocerámico.....	61
3.5.2	Incremento de la Potencia de Cortocircuito del Sistema.....	61
3.5.3	Evaluación del Efecto Corona.....	62
3.6	Medidas Mitigadoras.....	62

CAPITULO IV

EVALUACIÓN DE LAS DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD DE LA SUBESTACIÓN RECONVERTIDA Y DE LAS DISTANCIAS DE FUGA 64

4.1	Relación entre el BIL y las distancias de seguridad.....	64
4.2	Distancias mínimas entre fases.....	64
4.2.1	Cambio del tipo de seccionador:.....	64
4.2.2	Reducción de las flechas.....	65
4.3	Distancias de seguridad con respecto a las personas y animales.....	66
4.4	Verificación de las distancias de fuga.....	66

CAPITULO V

COMPARACIÓN CON LOS NIVELES DE AISLAMIENTO RECOMENDADOS POR LAS NORMAS..... 68

5.1	Relación BIL/Nivel de Tensión obtenida para la subestación reconvertida.....	68
-----	--	----

5.2	Márgenes de protección al impulso tipo rayo y al impulso tipo maniobra.....	68
5.3	Variación del tiempo entre fallas en el cálculo del Nivel de Aislamiento	68
5.4	Elección del nivel de tensión normalizado	69
CAPITULO VI		
COMPARACION DE COSTOS		71
CAPITULO VII		
CONSIDERACIONES ADICIONALES.....		74
7.1	Envejecimiento de los equipos	74
7.2	Efectos en la operación de la subestación reconvertida.....	74
CAPITULO VIII		
PROCEDIMIENTO PARA LA RECONVERSIÓN DE UNA SUBESTACIÓN		76
TOMANDO EN CUENTA LA NORMATIVA IEC.....		76
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		78
ANEXOS.....		83
Anexo A :	Diagrama Unifilar Subestación Existente.....	83
Anexo B :	Vista en Planta Subestación Existente.....	85
Anexo C :	Cortes de la Subestación Existente.....	87
Anexo D :	Diagrama Unifilar Subestación Reconvertida.....	89
Anexo E :	Vista en Planta Subestación Reconvertida.....	91
Anexo F :	Modelamiento del barraje en la subestación / Resultados de la simulación.....	93
Anexo G :	Verificación del Efecto Corona.....	121
Anexo H :	Corriente crítica de rayo y Parámetros de la Onda del rayo.....	124
Anexo I :	Selección de Pararrayos de acuerdo a la Norma IEC.....	127
Anexo J :	Coordinación del Aislamiento de acuerdo a la Norma IEC.....	129
Anexo K :	Distancias Mínimas de Seguridad.....	137
Anexo L :	Cortes de la Subestación Reconvertida y Verificación de las Distancias Mínimas de Seguridad.....	139
Anexo M :	Comparación de Costos.....	142
Anexo N :	Diagrama de Flujo del Proceso de Reconversión de subestaciones.....	148
BIBLIOGRAFIA.....		150

INTRODUCCIÓN

Se denomina reconversión de una subestación al proceso de modificar a una subestación para que opere bajo condiciones diferentes de las que fueron especificadas en su diseño original, y con un mínimo de cambios (sin reconstruirla totalmente). Estas nuevas condiciones pueden ser: aumento del nivel de tensión, aumento de la potencia a transmitir.

La reconversión de subestaciones puede ser una alternativa económicamente viable en cuanto reduce o retrasa inversiones, cuando se compara con la renovación total de una subestación.

Objetivo de la Tesis

El objetivo de ésta tesis, es analizar las consideraciones que se deben tener en cuenta para utilizar una instalación que actualmente opera en un nivel de tensión determinado, en un nivel de tensión superior, sin reconstruirla totalmente, a través de una reevaluación de la coordinación del aislamiento que incluye la aplicación de los descargadores de sobretensiones de óxido metálico (en adelante descargadores), que se aplicará al equipamiento que se reemplazará, y a las distancias en aire ya **existentes**. Los planteamientos que se presentan aplican para instalaciones existentes en el rango I ($1\text{kV} < U_m \leq 245\text{kV}$), en el nivel de alta tensión, lo que en el Perú sería 60, 66, 69 y 138kV

Parte de los procedimientos planteados ya se realizan en el rango II ($U_m > 245\text{kV}$).

Planteamiento del Problema y Metodología de la Tesis

Se ha planteado la reconversión de subestaciones considerando el procedimiento de coordinación de aislamiento de acuerdo a la norma IEC 60071-1 y su guía de aplicación, la norma IEC 60071-2, que son internacionalmente reconocidas. Actualmente, la IEEE a través de la guía IEEE Std 1427-2006 "*IEEE Guide for Recommended Electrical Clearances and Insulation Levels in Air Insulated Electric Power Substations*", reconoce la reconversión de subestaciones a través de la reevaluación de la coordinación del aislamiento y del uso de descargadores como una alternativa de diseño.

Sin embargo, a pesar que la normativa IEC reconoce el uso de los descargadores como una alternativa de diseño para optimizar el aislamiento en las instalaciones, en la versión actualmente vigente de la norma de coordinación de aislamiento no menciona explícitamente, como si lo hace la normativa IEEE, que la reconversión de subestaciones

puede considerarse una tecnología probada y dependiendo de cada caso, una alternativa técnica y económicamente factible.

Se ha realizado la simulación de los transitorios tipo rayo, al ser las sobretensiones que determinan el aislamiento en los equipos cuyo nivel de tensión se encuentra en el rango I (menor o igual a 245kV). Dentro de un proceso real de reconversión de subestaciones, deben considerarse todos los factores necesarios que permitan una precisa selección de los equipos en una subestacion, incluidos otros análisis que no se han considerado en ésta tesis.

Dentro de esta tesis no se ha considerado la simulación de los transitorios temporales y los transitorios de maniobra (frente lento) y en su reemplazo se han considerado los valores de sobretensiones recomendados por la normativa IEC.

La Organización CIGRE actualmente se encuentra estudiando las posibilidades de reconversión de subestaciones. Los detalles de las actividades en curso se pueden ver en la página web: http://www.cigre-b3.org/Site/WG/pa_wl.asp?IDWG=623. Se espera que la norma IEC también mencione en algún momento la reconversión de subestaciones como una alternativa atractiva para satisfacer los requerimientos de demanda cada vez más exigentes de los sistemas de energía eléctrica.

Contenido de la Tesis

El contenido de cada capítulo es el siguiente:

- En el Capítulo I de ésta tesis se mencionan los antecedentes relacionados a la reconversión de subestaciones citados por la IEEE, desde artículos relacionados al tema, hasta el estándar IEEE 1427-2006 “IEEE Guide for Recommended Electrical Clearances and Insulation Levels in Air-Insulated Electrical Power Substations” , que reconoce la reconversión de subestaciones como una alternativa adicional a evaluar en el proceso de coordinación de aislamiento.
- El Capítulo II de la tesis está dedicado al fundamento teórico de las actividades de diseño de subestaciones que se deben considerar en el proceso de reconversión, como la verificación de las distancias de seguridad existentes, la selección adecuada de descargadores, los procedimientos planteados en la literatura internacional para la reconversión de subestaciones y una revisión del proceso de coordinación de aislamiento de acuerdo a la normativa IEC. Se presenta también la descripción de los criterios que deben tomarse en cuenta para la simulación de los transitorios electromagnéticos del tipo rayo, al ser el factor crítico en la coordinación del aislamiento para la reconversión de subestaciones en el rango I.
- El Capítulo III de esta tesis es un caso de estudio, que se ha escogido para mostrar la metodología. El ejemplo es la reconversión de una subestación existente en 138kV a

220kV. La subestación modelo se encuentra a 2500msnm. En esta parte se presenta los resultados de la simulación de los transitorios electromagnéticos y los resultados obtenidos con el proceso de coordinación de aislamiento de acuerdo con la norma IEC 60071-1 y 60071-2.

- En el Capítulo IV se realiza la evaluación de las distancias mínimas de seguridad en el caso de estudio y la evaluación de las distancias de fuga, en donde se presentan las acciones que se deben considerar como parte del estudio de reconversión
- En el Capítulo V se realiza la comparación con los niveles de aislamiento recomendado por las normas, en donde se aprecia que, considerando el uso extensivo de los descargadores en la subestación, es posible acercar la relación BIL/kV de las subestaciones del rango II, a las instalaciones del rango I, con márgenes de protección por encima de los mínimos aceptados por la normativa IEEE.
- En el Capítulo VI se realiza la comparación de los costos de renovar totalmente la subestación existente versus su reconversión, mostrando que en el caso escogido, la reconversión permite una reducción importante de la inversión a realizar.
- En el Capítulo VII se presentan consideraciones adicionales al proceso de reconversión como el envejecimiento de los equipos y lineamientos para evaluar el ruido en las subestaciones reconvertidas.
- En el Capítulo VII se presenta la propuesta de procedimiento para la reconversión de subestaciones tomando en cuenta la normativa IEC.
- Finalmente se presentan las conclusiones y recomendaciones como parte del análisis realizado, y los lineamientos que deben tenerse para la evaluación de proyectos candidatos para la aplicación de la metodología.

CAPÍTULO I

ANTECEDENTES

Los niveles de aislamiento en subestaciones de hasta 220kV aparentemente tienen márgenes mayores que en el caso de las subestaciones de extra alta tensión. Por ejemplo en el caso de una subestación en 220kV, con un BIL típico de 1050kV, tenemos una relación BIL/Tensión de 4,77 p.u , mientras que una subestación en 800kV, con un BIL típico de 1950kV se tiene una relación de 2,43 p.u.

Esto se puede explicar por lo siguiente:

- En que el desarrollo de los sistemas de extra alta tensión es reciente, y se dispuso de mayor información y recursos (pruebas y mediciones) para determinar con precisión los reales desempeños de los sistemas de aislamiento que cuando fueron desarrollados los sistemas de alta tensión.
- En los últimos años ha aumentado el conocimiento de la tecnología en alta tensión para el control de las sobretensiones, como el uso de descargadores de óxido metálico sin gaps, las resistencias de preinserción y el cierre sincronizado de los interruptores, entre otros.
- En sistemas de extra alta tensión (mayor a 245kV) la optimización del aislamiento supone un ahorro importante en costo de equipos.
- Cuando se desarrollaron los sistemas de alta tensión se tenía menor presión sobre los potenciales ahorros en la economía de las instalaciones.

Las normas actualmente establecidas y de uso generalizado (IEC y ANSI/IEEE, por ejemplo) para el equipamiento de alta tensión, fueron realizadas cuando no se tenía fácil acceso a mediciones precisas, y por lo tanto, la confiabilidad del diseño se cubrió con márgenes mayores de aislamiento.

Dentro de las prácticas de diseño de subestaciones, está ampliamente difundida la aplicación de la normativa ANSI/IEEE e IEC para realizar la coordinación del aislamiento, por su simplicidad y objetividad para instalaciones hasta 245kV. Por encima de 245kV se optimiza el diseño aplicando igualmente las normas, pero realizando un exhaustivo análisis de los transitorios electromagnéticos para determinar las sobretensiones reales a las que estará sometido el aislamiento y anticipar medidas para mitigarlos. Realizar el análisis de los transitorios electromagnéticos para instalaciones en el rango I, incluyendo

el efecto de los descargadores y transformadores de tensión, es actualmente factible con las ventajas computacionales que se tienen, y es lo que se recomienda.

1.1 Proyectos a nivel Internacional Relacionados a la Reconversión de Subestaciones

Se tienen experiencias similares de reconversión de subestaciones internacional, en diferentes condiciones de trabajo. Las condiciones en las que cada subestación se encontraba antes de su reconversión eran diversas, esto es, diferentes altitudes de la instalación, diferentes grados de contaminación, diferentes niveles de tensión, diferentes potencias, limitación en el área disponible para construir una nueva subestación, etc., por lo que cada subestación requiere un análisis detallado de sus condiciones para aprovechar los potenciales ahorros que se pueden presentar.

En la literatura técnica norteamericana se han presentado casos exitosos de reconversión de subestaciones desde el año 1989, sugiriendo una revisión de la normativa ANSI/IEEE de aislamiento en cuanto a la reclasificación de los niveles de aislamiento al impulso (BIL). De las referencias se considera las siguientes:

➤ Substation Voltage Upgrading

En este primer artículo, como resultado de una investigación en las subestaciones instaladas en Estados Unidos en esa época, presenta el resultado de una investigación en el que se muestra que los niveles de aislamiento relativos a la tensión nominal se reducen progresivamente cuando se incrementa el nivel de tensión. Los resultados se muestran en la figura 1.1.

En otras palabras, existe mucho más margen en subestaciones de menor nivel de tensión (instalaciones en con niveles de tensión en el rango I). En el paper se menciona que la aplicación de descargadores de óxido metálico permite reducir el BIL hasta en dos pasos (en los niveles normalizados) para niveles de tensión hasta 242kV con iguales o mayores márgenes que los utilizados en subestaciones en 800kV.

En las instalaciones del rango II para determinar las distancias mínimas de seguridad se debe tener en cuenta las sobretensiones de maniobra. Adicionalmente en los niveles menores de tensión (menor a 46kV) las distancias mínimas de seguridad también están relacionadas con las normativas de seguridad.

➤ Substation Voltage Upgrading: Design and Experience

Artículo de la IEEE a través de su documento IEEE Transactions on Power Delivery Vol 6, N°3, July 1991, éste artículo presenta una metodología para realizar los cálculos necesarios para la reconversión de subestaciones y presenta ocho casos de subestaciones reconvertidas en USA y en funcionamiento.

Algunos de los casos presentados en éste artículo son:

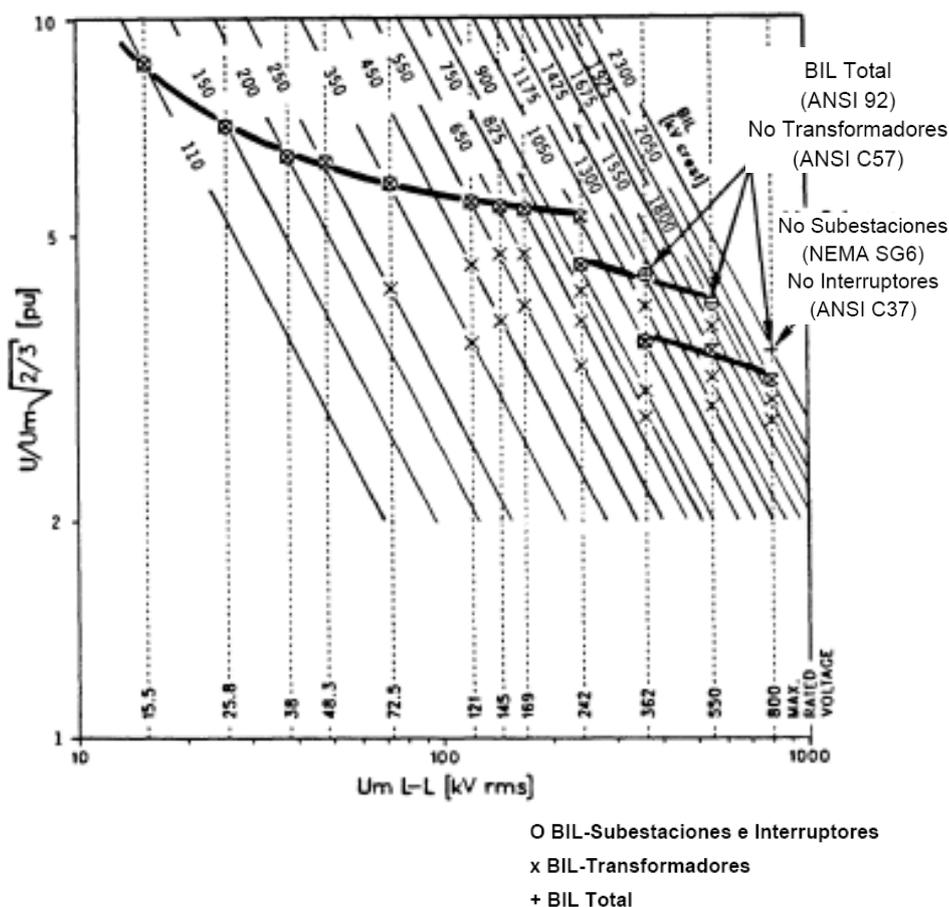


Fig.1.1: Relación BIL/Tensión Máxima en subestaciones. Fuente [1]

- Legget Substation: subestación de 115-13kV/550 kV BIL adyacente a una subestación de 230kV, a 6000 pies de altura, fue reconvertida a 230kV y 550kV BIL, realizando solamente cambio de transformador, interruptores y descargadores.
- EPE's Border Steel Substation: subestación de una fundición, reconversión de 69 a 115kV, con severas restricciones con respecto al tiempo de parada.

Se reconvirtió en dos días (no se cambiaron los seccionadores, se instalaron descargadores en la entrada de la línea y de los transformadores, y todos los equipos nuevos ya se encontraban en sitio).

➤ Safety Aspects in Substation Voltage Upgrading

Artículo de la IEEE a través de su documento IEEE Transactions on Power Delivery Vol 7, N°3, July 1992, presenta los análisis que deben tenerse en cuenta en las subestaciones reconvertidas con respecto a la evaluación de las distancias de seguridad que se tienen para la operación y el mantenimiento.

➤ A Simple Approach to Improve Lightning Performance of an Upgraded Substation
IEEE Transactions on Power Delivery Vol 11, Issue 6, July 1996

Artículo en el que se explora el mejoramiento de la confiabilidad de una subestación reconvertida, a través del análisis de dos efectos: la mejora del factor de acoplamiento entre conductores y cable de guarda, utilizando cables de guarda debajo de las fases en las líneas al ingreso de la subestación; y el uso de retenidas adicionales dentro de la distancia límite al ingreso de la subestación. Estas acciones aumentan la corriente crítica de descarga en las líneas a la entrada de la subestación y por lo tanto reducen la probabilidad de falla de su aislamiento.

➤ IEEE Std 1427-2006 IEEE Guide for Recommended Electrical Clearances and Insulation Levels in Air-Insulated Electrical Power Substations

Guía de la IEEE de coordinación de aislamiento en donde, adicionalmente a los procedimientos de selección de distancias de seguridad en subestaciones se recomiendan procedimientos a utilizar para evaluar distancias de seguridad reducidas que permiten configuraciones de barras compactas y aplicaciones de reconversión de subestaciones. Esta guía viene a ser un reconocimiento a las prácticas de reconversión de subestaciones que por varios años no estuvieron bajo las recomendaciones de las normas IEEE.

El concepto de la razón de BIL/Tensión Máxima de Operación también se presenta en ésta norma a través de la tabla 1.1.

Tabla 1.1: Relación BIL/Tensión Máxima en subestaciones. Fuente [14]

Tensión Máxima fase-fase del sistema (kV-rms)	BIL Típico (kV-cresta)	Relación entre BIL y tensión máxima del sistema
72,5	350	4,83
121	550	4,55
145	650	4,48
169	750	4,44
242	900	3,72
	1050	4,34
362	1050	2,9
	1300	3,59
550	1550	2,82
	1800	3,27
800	1800	2,25
	2050	2,46
	2300	2,88

La norma en mención aclara que ésta tabla muestra las posibilidades de una reducción del aislamiento y por consiguiente, una reducción de las distancias de seguridad asociadas en las subestaciones.

1.2 Referencias Bibliográficas con respecto la optimización del aislamiento

En referencia [14], se menciona que con la aplicación de descargadores de óxido metálico los niveles de aislamiento pueden reducirse hasta en 3 pasos para niveles de tensión hasta 242kV, lo que podría realizarse con la colocación de descargadores a la entrada de las líneas y posiblemente con descargadores adicionales en varios lugares de la barra de la subestación.

Como se menciona en [23], en casos críticos de instalaciones a grandes alturas es necesario disponer descargadores en sitios diferentes a los normalmente utilizados para mantener un nivel de protección apropiado, de acuerdo con el nivel de aislamiento.

En el caso de las subestaciones en altura el BIL debe corregirse a través de un factor para tomar en cuenta el efecto de la reducción de la densidad del aire con la altura. Para lograr esto, la referencia [20] sugiere que se debería evaluar el BIL corregido en términos de la capacidad de los descargadores aplicados para proporcionar protección al equipamiento y considerando márgenes apropiados. Los descargadores disponibles hoy pueden ser capaces de proteger el equipamiento con aislamiento corregido sin incrementar el BIL debido a la altura.

1.3 Aplicaciones Recientes de Optimización del Aislamiento a través del uso de descargadores de tensiones

Se conocen varios casos además de los mencionados anteriormente en los artículos de la IEEE, donde se muestra la optimización del aislamiento en el diseño de subestaciones nuevas.

La empresa ABB, ha presentado varios casos a nivel mundial en donde la aplicación de descargadores para el control de las sobretensiones ha significado una reducción del nivel de aislamiento de los equipos en las subestaciones, por ejemplo:

- En Perú, actualmente se están construyendo una serie de subestaciones en altura en doble barra (en promedio 4000msnm) en donde para optimizar el aislamiento se han colocado descargadores adicionales en las barras.
- En Corea, sistemas en 500kV, utilizando descargadores adicionales en las subestaciones y utilizando el software EMTP, han logrado reducir los niveles de aislamiento.
- En México desde el 2001 tienen una subestación en 115kV a 2500msnm donde se han reducido los niveles de aislamiento utilizando descargadores de tensiones adicionales (a las ubicaciones típicas).
- Adicionalmente, se ha logrado reconvertir líneas de transmisión a niveles superiores (145 a 170kV), con la adición de descargadores, y construir líneas compactas en 400kV controlando el BIL a través de descargadores. Una referencia es [31].

Aunque no todos los casos son del tipo reconversión de subestaciones por cambio en el nivel de tensión, tema de la presente tesis, todos implican optimización del aislamiento (entiéndase como reducción respecto del nivel de aislamiento típico), a través del uso de descargadores.

1.4 Márgenes Adicionales de Diseño

Los procedimientos simplificados recomendados para la coordinación del aislamiento, son conservadores, por lo que si se quiere explorar posibles reducciones, son necesarias simulaciones de los transitorios electromagnéticos con el fin de obtener con mayor precisión las tensiones de soportabilidad requeridas para los equipos, sin sacrificar su tiempo de vida ni la confiabilidad de la instalación. Adicionalmente se requiere implementar mecanismos de reducción de flechas en la subestación, u otras actividades para que la reconversión sea factible.

Con respecto a la coordinación de aislamiento en sistemas en el rango II, la norma IEC 60071-2, en su punto 7.2.3, menciona: "...Aún más, el método de coordinación de aislamiento determinístico basado en las sobretensiones temporales podría resultar en tensiones de soportabilidad estándares que son demasiado conservadoras, y procedimientos más precisos deberían ser aplicados, los cuales tomen en cuenta la real duración de la sobretensión y la característica de soportabilidad en el tiempo de la tensión a frecuencia industrial."

Esto se explica porque debe tomarse en cuenta que muchas de las variables, como la corriente del rayo son en realidad aleatorias, aumentan los posibles escenarios y es necesario un tratamiento estadístico de las sobretensiones que los tome en cuenta.

En el caso de la presente tesis, sólo se considerara el procedimiento de coordinación de aislamiento determinístico, verificando los resultados obtenidos al aplicar directamente la norma IEC y tomando en cuenta las sobretensiones obtenidas de la simulación de los transitorios electromagnéticos.

Si consideramos que tales recomendaciones pueden ser aplicadas en el rango I, es posible representar con más precisión las reales condiciones a las que se sometería el aislamiento y se presenta un camino para una potencial reducción de las sobretensiones y por lo tanto del aislamiento requerido por la instalación.

1.5 Márgenes de protección al impulso de maniobra y al impulso tipo rayo

El margen de protección al impulso tipo maniobra de un descargadores es el cociente entre la tensión soportada al impulso tipo maniobra y el nivel de protección al impulso tipo maniobra del descargador. El margen de protección al impulso tipo rayo es análogo. El concepto de margen de protección esta considerado en la norma IEEE C62.22-1997.

El estándar IEEE Std C62.22-19997 recomienda los siguientes límites:

- Margen de protección al impulso de maniobra

$$PM = \frac{SIWV}{U_{pl}} \geq 1,15 \quad (1.1)$$

- Margen de protección al impulso tipo rayo

$$PM = \frac{LIWV}{U_{pl}} \geq 1,2 \quad (1.2)$$

Los márgenes de protección en las instalaciones existentes generalmente han sido superiores a estos límites y cuando se explora la alternativa de reconversión de subestaciones, los márgenes de protección se mantienen por encima de estos valores.

Actualmente la normativa IEC no establece un margen de protección mínimo recomendado dentro del proceso de coordinación de aislamiento y selección de descargadores. Sin embargo, en esta tesis se considera este concepto de la normativa IEEE, para calificar los resultados obtenidos al aplicar el proceso de coordinación de aislamiento y de selección de descargadores de acuerdo a la normativa IEC.

En la referencia [2] se menciona que el margen de protección al impulso tipo rayo cuando se toma en cuenta el efecto de distancia, puede reducirse a 1,15, que sería el margen para las subestaciones que son candidatas a la reconversión.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 Métodos normalizados de coordinación del aislamiento

Las Organizaciones ANSI/IEEE e IEC son las referencias técnicas internacionales reconocidas más importantes y sus recomendaciones son consideradas estándar a nivel mundial. Junto con los documentos técnicos de otras organizaciones internacionales, éstas normas son fundamentales en el diseño de las instalaciones eléctricas (líneas y subestaciones). La normativa de la IEC es actualmente la más difundida, pero la normativa americana ANSI/IEEE también tiene presencia en el mercado.

2.1.1 Normativa IEC

Las Normas IEC 60071-1 y 60071-2 (Guía de Aplicación), son las establecidas por la IEC para la coordinación del aislamiento en instalaciones de corriente alterna en alta y extra alta tensión.

Concretamente, especifican los criterios y el procedimiento para la selección de las tensiones de soportabilidad nominal para los aislamientos fase-fase, fase-tierra y longitudinal del equipamiento y las instalaciones eléctricas mayores a 1kV.

En la norma IEC 60071-1, la coordinación del aislamiento está definida de la siguiente manera: “La coordinación del aislamiento es la selección de la rigidez dieléctrica de los equipos en relación con las tensiones que pueden aparecer en el sistema en el cual se hallan instalados, teniendo en cuenta las condiciones ambientales de servicio y **las características de los dispositivos de protección disponibles**”.

El procedimiento de coordinación del aislamiento propuesto por la norma IEC 60071-1, puede resumirse de la siguiente manera:

- El primer paso a realizar es la estimación de la tensión representativa U_{rp} en los equipos o en la instalación a diseñar, teniendo en cuenta los niveles de protección proporcionados por los equipos de protección instalados y el valor máximo de la tensión de operación
 - Para las instalaciones de la Gama I, se analizan las sobretensiones temporales y las sobretensiones de origen atmosférico.
 - Para las instalaciones en la Gama II, se analizan las sobretensiones de frente lento y las de origen atmosférico.

➤ Se determina la tensión soportada de coordinación, U_{CW} , que es la tensión soportada que cumple los criterios de diseño en las condiciones de servicio en que funcionarán los equipos o la instalación.

La selección de la tensión soportada de coordinación se basa, por tanto, en la tasa de riesgo aceptada y su cálculo se realizará multiplicando la tensión representativa por el factor de coordinación K_C , cuyo valor depende del aislamiento (autorregenerable, no autorregenerable) y del método de coordinación del aislamiento (determinista, estadístico) que es posible aplicar.

➤ La tensión soportada de coordinación U_{CW} , se convierte en la tensión soportada especificada o requerida, que es la tensión normalizada o de ensayo que el aislamiento debe soportar para asegurar que se cumplirá el criterio de diseño. La tensión soportada especificada se obtiene multiplicando la tensión soportada de coordinación por un factor de seguridad K_s , que compensa las diferencias entre las condiciones ambientales y de servicio y las normalizadas.

➤ Se selecciona el conjunto de tensiones soportadas normalizadas que satisfacen las tensiones soportadas especificadas. La tensión soportada normalizada es la tensión aplicada en un ensayo de tensión normalizado, y su selección permite justificar que el aislamiento resistirá las tensiones soportadas especificadas que fueron estimadas en el paso anterior. La tensión soportada normalizada puede elegirse para la misma forma de onda normalizada que la tensión soportada especificada (continua, tipo maniobra, tipo rayo) o para una forma de onda distinta mediante la aplicación del factor de conversión de ensayo K_t .

➤ Finalmente, se selecciona el nivel de aislamiento normalizado, es decir, el nivel de aislamiento asignado cuyas tensiones soportadas normalizadas están asociadas a la tensión de operación más elevada según la clasificación de la IEC. El diagrama de flujo para la determinación de la coordinación del aislamiento se muestra en la figura 2.1.

2.1.2 Normativa ANSI/IEEE

Son cuatro las referencias básicas a tomarse en cuenta en el proceso de coordinación de aislamiento de acuerdo a la norma IEEE. Son las siguientes:

➤ IEEE Std 1313.1-1996 Reaff. 2002, IEEE Standard for Insulation Coordination – Definitions, Principles and Rules”: esta norma presenta el procedimiento para la selección de las tensiones de soportabilidad para el equipamiento, y presenta la lista de niveles de aislamiento estándares

➤ IEEE Std 1313.2-1999, “IEEE Guide for the Application of Insulation Coordination”: se muestra el procedimiento de cálculo del aislamiento, establece criterios y describe las sobretensiones típicas que se encuentran en las instalaciones.

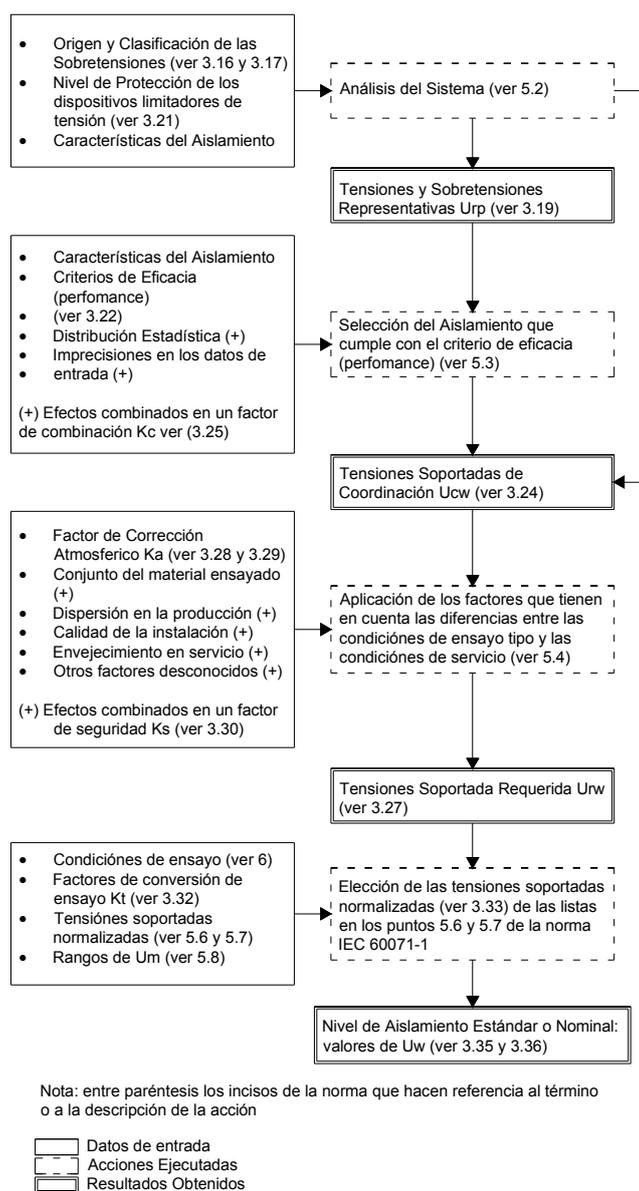


Fig.2.1: Diagrama de Flujo para la determinación del Nivel de Aislamiento Normalizado de acuerdo a la norma IEC. Fuente [6]

➤ IEEE Std 1427-2006, "IEEE Guide for Recommended Electrical Clearances and Insulation Levels": esta guía recomienda procedimientos para obtener las distancias mínimas de seguridad, complementarias al proceso de coordinación de aislamiento. También menciona que, utilizando distancias de seguridad reducidas es posible obtener arreglos de barras compactas y la reconversión de subestaciones.

En resumen el proceso de coordinación de aislamiento de acuerdo a la normativa IEEE consta de los siguientes pasos:

➤ Determinación de las sobretensiones en el sistema: en este paso se realizan los análisis de transitorios electromagnéticos y la selección y ubicación de los dispositivos

limitadores de sobretensiones (descargadores), para determinar la amplitud y duración de las sobretensiones que afectarán a la subestación.

➤ Comparación de las sobretensiones con la soportabilidad del aislamiento: se compara las sobretensiones con la soportabilidad del aislamiento, el cual debe ser ajustado por la forma no estándar de las sobretensiones y por las condiciones atmosféricas (altitud de la instalación) y, adicionalmente se aplica un margen de seguridad que tome en cuenta lo siguiente:

- Naturaleza estadística de los resultados de las pruebas
- Ensayos y ensamble de los equipos en fábrica o en el campo
- Envejecimiento de la instalación
- Precisión del análisis
- Otros factores desconocidos

➤ Selección de los niveles de aislamiento normalizados: se selecciona para todo el equipamiento niveles de aislamiento normalizados superiores a los niveles de aislamiento determinados en el paso previo.

➤ Luego de determinar los niveles normalizados se procede a establecer las distancias mínimas en aire para la instalación.

2.1.3 Niveles de Aislamiento Recomendados por la Normativa Existente

La normativa, por ejemplo IEC y ANSI/IEEE, tiene valores normalizados de aislamiento de acuerdo al nivel de tensión, que se presenta en las tablas 2.1 y 2.2.

2.2 Efecto de los descargadores en la coordinación del aislamiento

La norma IEC establece que los niveles de aislamiento estándares que presenta reflejan la experiencia del mundo tomando en cuenta dispositivos de protección y métodos de limitación de las sobretensiones. Por tal razón la ubicación estratégica del descargadores dentro de la subestación es clave para el control de las sobretensiones y por lo tanto de la selección del nivel de aislamiento.

Debemos tener en cuenta que las tensiones de Soportabilidad Normalizada de Maniobra han sido escogidas considerando:

Para equipos protegidos contra sobretensiones de maniobra por descargadores:

- Los valores esperados de sobretensiones temporales
- Las características actualmente disponibles de los descargadores
- Los factores de coordinación y de seguridad entre el nivel de protección de los descargadores y la tensión de soportabilidad de maniobra del equipamiento

Para equipos no protegidos contra sobretensiones de maniobra por descargadores:

- El riesgo aceptable de descarga disruptiva considerando el probable rango de sobretensiones en la ubicación del equipo

Tabla.2.1: Niveles de Aislamiento Normalizados para el rango I (1kV<U_m≤245kV) de la IEC Fuente [6]

Tensión Máxima del Equipo U _m [kV] (valor eficaz)	Tensión de soportabilidad normalizada de corta duración a la frecuencia industrial [kV] (valor eficaz)	Tensión de soportabilidad normalizada al impulso tipo rayo [kV] (valor pico)
3,6	10	20
		40
7,2	20	40
		60
12	28	60
		75
		95
17,5 ^a	38	75
		95
24	50	95
		125
		145
36	70	145
		170
52 ^a	95	250
72,5	140	325
100 ^b	(150)	(380)
	185	450
123	(185)	(450)
	230	550
145	(185)	(450)
	230	550
	275	650
170 ^a	(230)	(550)
	275	650
	325	750
245	(275)	(650)
	(325)	(750)
	360	850
	395	950
	460	1050
Nota: Si los valores entre paréntesis se consideran insuficientes para probar que se cumplen las tensiones de soportabilidad fase-fase, se requieren pruebas adicionales de tensión de soportabilidad fase-fase		
a Estos U _m son valores no preferidos en la IEC 60038, y por lo tanto, no se dan con frecuencia estas combinaciones estandarizadas		
b Este U _m no se menciona en la IEC 60038 pero se ha introducido en el rango I en algunos estándares de equipos		

**Tabla 2.2: Niveles de Aislamiento Normalizados para el rango I
(1kV<U_m≤245kV) ANSI/IEEE Fuente [11]**

Tensión Máxima del Sistema (fase-fase) V _m kV, eficaz	Tensión de soportabilidad normalizada de corta duración a la frecuencia industrial ^a (fase-tierra) kV, eficaz	Nivel Básico de Aislamiento al Impulso (fase-tierra) NBA kV, pico
15	34	95
		110
26,2	50	150
36,2	70	200
48,3	95	250
72,5	95	250
	140	350
121	140	350
	185	450
	230	550
145	230	450
	275	550
	325	650
169	230	550
	275	650
	325	750
242	275	650
	325	750
	360	825
	395	900
	480	975
		1050

^aVer estándares relevantes de equipamiento para valores específicos. Se presentan valores preferidos en 4.5 (de IEEE Std 1313.1-1996)

➤ El grado de control de las sobretensiones generalmente considerado como económico, y obtenible con la selección cuidadosa de los dispositivos de maniobra en el diseño del sistema.

Las tensiones de Soportabilidad Normalizada de Impulso han sido escogidas considerando:

➤ Para equipos protegidos por descargadores cercanos, los valores menores de soportabilidad al impulso son aplicables. Estos son escogidos tomando en cuenta la razón del nivel de protección al impulso al nivel de protección de maniobra probable de ser obtenido con descargadores y con apropiados márgenes.

➤ Para equipos no protegidos por descargadores (o no efectivamente protegidos), sólo se pueden utilizar los valores más altos de tensiones de soportabilidad al impulso de rayo. Éstos valores están basados en la razón típica entre las tensiones de soportabilidad de maniobra y de impulso de rayo del aislamiento externo de los equipos (por ejemplo,

interruptores, seccionadores, transformadores de tensión y corriente, etc). Éstos se escogen de tal manera que el diseño del aislamiento se determinará principalmente por la habilidad del aislamiento externo se soportar las tensiones de prueba de impulso de maniobra.

2.3 Cálculo del Aislamiento en el caso de la Reconversión de una Subestación

2.3.1 Permanencia del BIL

En el caso de una subestación que se pretende reconvertir, ya se tiene un BIL existente en distancias en aire fase-tierra, fase-fase y en longitud de cadena de aisladores, por lo que el objetivo es la coordinación del aislamiento para la reconversión de una subestación existente es limitar el BIL del nuevo equipamiento, al BIL que se tiene en la instalación. De ésta manera es factible realizar simplemente el cambio de equipos en la subestación en el mejor de los casos.

Adicionalmente, se pueden aumentar las distancias disponibles a través de la verificación de las flechas en las barras. Explorar algún mecanismo para reducir las flechas ganaría importancia, puesto que garantiza un margen adicional a utilizar en la reconversión.

2.3.2 Estándares de diseño de las empresas

Conforme a la evaluación económica de las empresas, las mismas de acuerdo a su tamaño tienden a estandarizar sus prácticas de diseño, con miras a aprovechar economía de escala en sus instalaciones y optimizar los tiempos de ingeniería. A veces la estandarización corresponde a la empresa consultora que le realiza los diseños.

Éstas situaciones usualmente significan un BIL típico para cada nivel de tensión.

El procedimiento de reconversión de subestaciones debe explorar los procedimientos de estandarización para aprovechar márgenes adicionales ocultos en dichos procesos.

En la referencia [2], se plantea una metodología para realizar el cálculo del aislamiento, cuyo procedimiento se muestra en la figura 2.2.

La metodología planteada se resume en los siguientes puntos:

- Selección y ubicación de descargadores
- Distancias mínimas fase-fase y fase tierra
- Selección de BIL y BSL
- Requerimientos de distancias de fuga

Resumimos aquí los pasos a seguir en el proceso de reconversión de subestaciones, de acuerdo a [2]:

- Los pasos 1 a 3 están relacionados a la selección de las características del descargadores, es decir el MCOV.

- Los pasos 4 al 6 se siguen en paralelo con los pasos previos, enfocándose en la limitación de los requerimientos del BIL (el BIL en éste caso corresponde al BIL existente en la subestación). Se aplica el factor de corrección por altura al BIL, y se evalúan las condiciones de sobretensiones por rayo en las líneas que ingresan a la subestación (CFO de las líneas, forma de onda del rayo, etc.)
- En los pasos del 7 al 9, se establecen las máximas distancias de separación en los descargadores utilizando los datos de los pasos anteriores. Aquí se pueden utilizar las recomendaciones de las normas ANSI C62.22 con respecto a las sobretensiones, o en una forma menos conservadora, obtener las sobretensiones de simulaciones de los transitorios electromagnéticos.
- Una vez obtenidas las distancias de separación, se selecciona la ubicación y el número óptimo de descargadores (paso 10), y se calcula las sobretensiones de maniobra e impulso tipo rayo dentro de la subestación (paso 11).
- Los niveles de protección de los descargadores calculados en el paso 11 establecen las sobretensiones pico a través del equipamiento de la subestación para las peores condiciones de sobretensiones.
- En el paso 12, se aplican los adecuados márgenes de seguridad que recomiendan las normas
- En el paso 13 se calcula las mínimas tensiones de soportabilidad requeridas por el aislamiento
- En el paso 14 con las tensiones soportadas calculadas en el paso 13, se verifica los valores de BIL y BSL existentes en la subestación, luego de lo cual en el paso 15 se calculan las distancias mínimas de seguridad.
Adicionalmente, se puede ir revisando los requerimientos de distancias mínimas de fuga para el equipamiento (paso 16).
- El punto 17 está relacionado a las restricciones técnico-económicas de las subestaciones. La persona que está haciendo el diseño debe evaluar las ventajas y desventajas del proyecto de reconversión.

Se debe aclarar que los términos BIL (Basic Impulse Level - normativa ANSI) y LIWV (Lightning Impulse Withstand Voltage – normativa IEC) son equivalentes.

Se puede apreciar que el proceso, tal como lo afirma la referencia [2], es muy similar al proceso de coordinación de aislamiento ya existente en la norma IEC 60071-1 y 60071-2.

Una diferencia importante radica en la aplicación de los factores de seguridad.

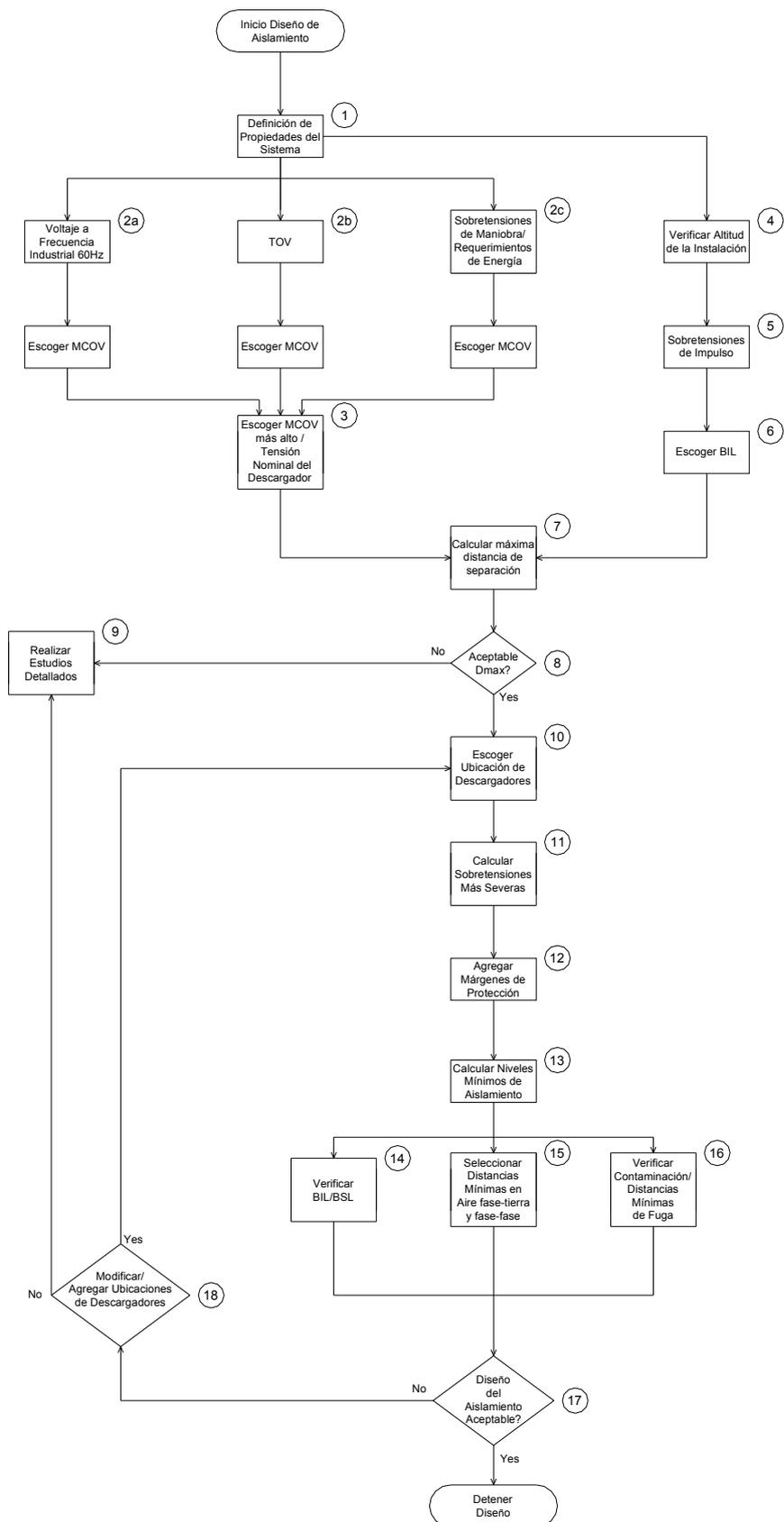


Fig.2.2: Diagrama de Flujo para el Diseño del Aislamiento para la Reconversión de una Subestación. Fuente: [2] (Traducción)

2.4 Verificación de las distancias de separación en una subestación

Las distancias de separación fase-fase y fase-tierra obtenidas a través del cálculo del aislamiento son las distancias mínimas desde el punto de vista eléctrico.

Sin embargo, tal como lo afirma la norma IEC 60071-2, “Éstas distancias están relacionadas únicamente a los requerimientos de coordinación de aislamiento. Los requerimientos de seguridad podrían resultar en distancias sustancialmente mayores”.

En el caso de la reconversión de una subestación, es necesario verificar las distancias de seguridad existentes en altura de pórticos, distancias fase-fase y fase-tierra, para el nuevo nivel de tensión.

En caso de que no se pudiesen cumplir algunas distancias de separación, es necesario aplicar algunas medidas adicionales como la instalación de barreras, o cambiar los conductores flexibles en las barras por conductores sólidos (eliminación de las flechas), incluir aisladores separadores en las barras o incluir algún pórtico adicional para reducir las flechas.

Éstos cambios siempre deben ser controlados porque son costos adicionales, que podrían incrementar el costo de la reconversión y hacerla poco atractiva.

2.4.1 Criterios para determinar las distancias de seguridad

La distancia de seguridad es la suma de los siguientes valores:

- Un valor básico relacionado al nivel de aislamiento, el cual determina una “zona de guarda” alrededor de las partes energizadas.
- Un valor que es función de los movimientos del personal de mantenimiento así como del tipo de trabajo y la maquinaria usada. Esto determina una “zona de seguridad” dentro de la cual queda eliminado cualquier peligro relacionado con acercamientos eléctricos.

Los criterios utilizados para determinar las distancias de seguridad son generalmente los siguientes:

- Distancias desde tierra: factores tales como tensión de la instalación, altura de la persona, capa de nieve donde sea aplicable, altura de bases, etc.
- Distancias a vehículos: altura típica de los vehículos de mantenimiento, así como también altura de los camiones que son usados para el transporte de equipos mayores.
- Distancia a cercos, muros, etc.
- Movimiento del Personal: generalmente se considera una distancia vertical de 2,25m, aunque la distancia típica que utilizan varias empresas es de 2,50m.
- Movimiento de Vehículos: la altura vertical típica que se considera para los vehículos es de 2,50m, o la altura del vehículo más 0,7m adicional.

➤ Trabajos sobre equipos o sobre conductores: se determina sobre el valor básico, más un valor adicional por equipo dependiendo de cada situación. Típicamente es mayor o igual a 3m [23]. En el caso de mantenimiento de rutina que requiera solamente el uso de herramientas livianas, el factor que se le adiciona al valor básico debe ser:

- Horizontalmente 1.75m, que se corresponde a las dimensiones promedio de un operador con los brazos estirados
- Verticalmente 1.25m por encima del plano de trabajo que corresponde al operador sobre la escalera.

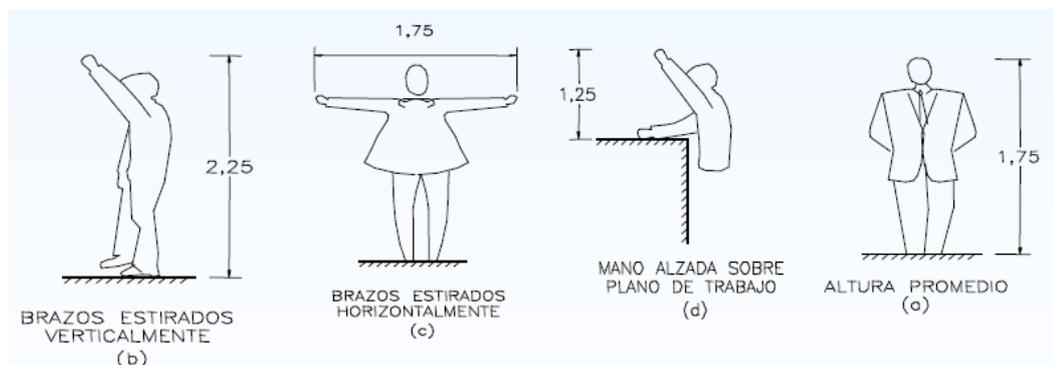


Fig.2.3: Dimensiones medias de un operador. Fuente [30].

2.4.2 Distancias de seguridad en las subestaciones reconvertidas

a. Distancia Final fase-fase y fase tierra

El valor básico está determinado con base en la distancia mínima en aire fase-tierra establecida con los requerimientos de coordinación de aislamiento, con un margen adicional de 5 a 10%, para tener en cuenta tolerancias en la fabricación y montaje del equipo así como diferencias entre un fabricante y otro. En las distancias las fases exteriores de la barra es necesario conservar la distancia fase-tierra con cualquier objeto alrededor de ésta.

De acuerdo a [23], si existe otro barraje adyacente entre las fases más cercanas, es necesario conservar una distancia igual a fase-fase incrementada en por lo menos 25%, ya que los dos barrajes pueden estar sometidos a tensiones diferentes (especialmente en configuraciones doble barra).

En el caso de los conductores flexibles, es necesario tener en cuenta el desplazamiento horizontal durante cortocircuitos. De acuerdo a [23], en base a las recomendaciones de la IEC y CIGRE, presenta la fórmula (2.1) en función de la flecha estática. Se debe destacar que en el caso de barrajes sólidos son menores las distancias adicionales necesarias, ya que el desplazamiento horizontal es mínimo.

$$Y_k = 1.2 \text{sen}40^\circ Y_0 \quad (2.1)$$

Por lo que la separación entre fases con conductores flexibles es:

$$a = a_{\min} + 2Y_k \quad (2.2)$$

$$a = a_{\min} + 1.543Y_0 \quad (2.3)$$

La referencia [20] considera que un 50% adicional a la distancia básica de aislamiento cubre los efectos de movimiento de las flechas para las distancias de seguridad.

b. Ancho y Largo de la Bahía

El ancho de la bahía está determinada básicamente por las distancias finales fase y fase-tierra. El tipo de seccionadores es determinante en el ancho de la bahía. El ancho y largo en el caso de una reconversión son dato, lo que queda es confirmar si en el nuevo nivel de tensión tales distancias serán suficientes.

c. Altura de los pórticos

Las partes energizadas de la subestación se encuentran alejadas de tierra por la altura de los soportes metálicos de los equipos en el patio. Además, típicamente la distancia entre los barrajes y los equipos es como mínimo la distancia mínima de seguridad fase-fase.

Al explorarse la reconversión no se considera elevar los pórticos, por el sobre costo que ello supone, por lo que la estrategia va por el lado de reducir la altura de los soportes de los equipos, y agregar barreras de acceso al patio en caso de ser necesario.

d. Uso de barreras de acceso en el patio de la subestación

En caso no sea posible obtener las distancias mínimas de seguridad verticales en algunos puntos de la subestación, es necesario limitar el acceso de personas a la subestación energizada.

Típicamente, la distancia mínima vertical que tienen las estructuras que soportan los equipos en la subestación es de 2,25m [23]. Es usual que las compañías en Perú utilicen 2,50m. Ésta es la distancia promedio de una persona con un brazo extendido, como se puede apreciar en la figura 1.5.

En el caso de una subestación en la que se está explorando la reconversión, se puede reducir ésta altura para ganar distancia vertical hacia las barras en puntos importantes de la subestación, por ejemplo, los seccionadores de acceso a las barras (es crítico en las configuraciones en doble barra, y en las bahías de acoplamiento). En éste caso es necesario colocar barreras para el acceso de personal mientras que la subestación se encuentre energizada.

En el caso de configuraciones con doble barra, el acceso a los equipos para el mantenimiento (interruptores en el acoplamiento y seccionadores en las barras) se realiza

cuando una de las dos barras encuentra fuera de servicio, por lo que el uso de barreras no afecta el mantenimiento.

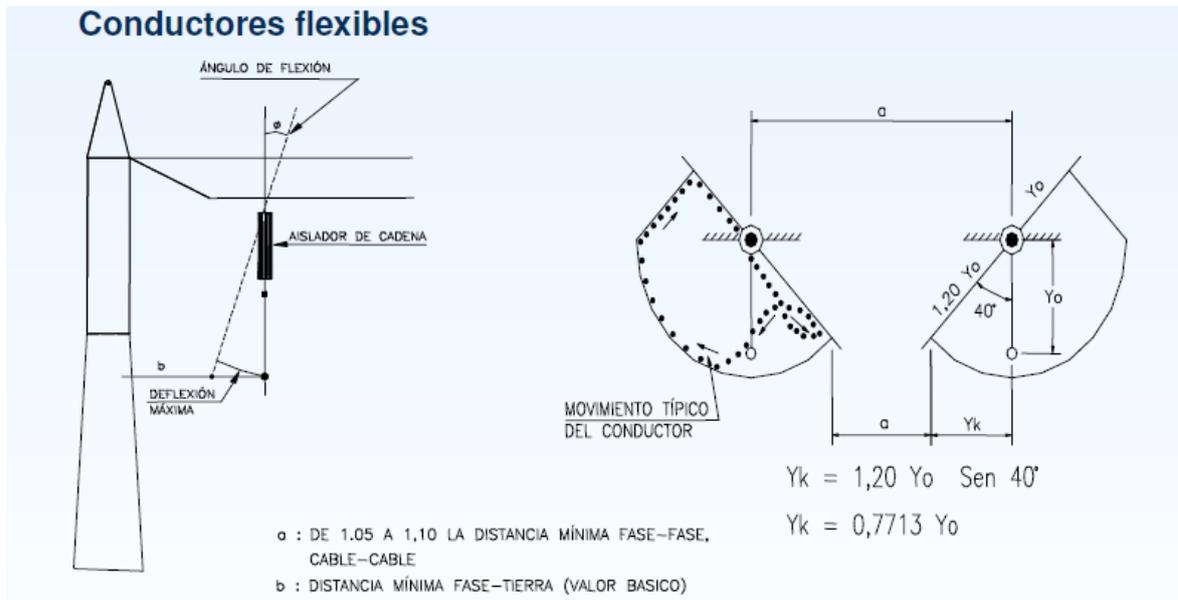


Fig.2.4: Rango de movimiento de conductores flexibles durante un cortocircuito. Fuente [30].

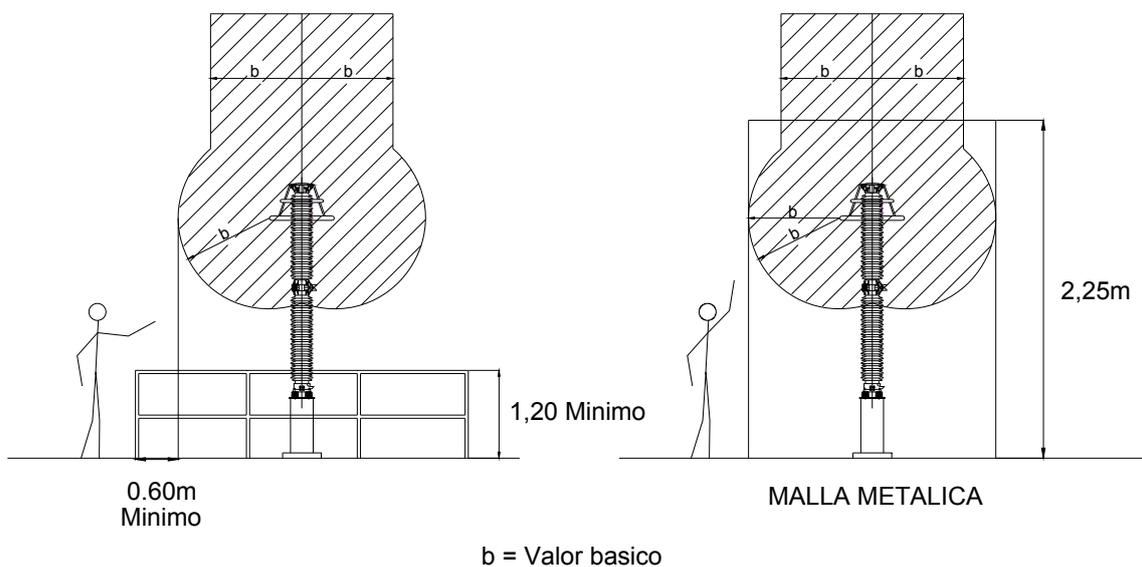


Fig.2.5: Protección para equipos en bajo nivel. Fuente [23]

e. Consideraciones en el montaje para reducir las distancias de seguridad

Para reducir las distancias de seguridad es una buena estrategia reducir el movimiento. Reduciendo las flechas, podemos reducir la cantidad adicional en las distancias fase-fase y fase-tierra que se suelen considerar, y obtener mayor margen para aplicar la reconversión.

Esto puede lograrse a través de aisladores portabarras y cadenas espaciadoras entre fases para limitar el movimiento. Adicionalmente, en el piso inferior por los pórticos intermedios, se puede cambiar las cadenas de aisladores por aisladores tipo line-post invertidos, con la salvedad de que esforzará al pórtico en el caso de cortocircuitos.

2.5 Selección de descargadores en una subestación

Para el proceso de selección de un descargador de óxido metálico sin gaps, se sigue el procedimiento mostrado en la norma IEC 60099-5 que se presenta en la figura 2.6. Los principales parámetros que se seleccionan son los siguientes:

2.5.1 Tensión de Operación Continua COV:

Se escoge en base a la máxima tensión de operación del sistema. En sistemas típicos, el incremento de la tensión debido a los armónicos puede ser tomado en cuenta con un factor de 1,05 de la tensión de frecuencia industrial. Como regla general la tensión de operación continua debería ser:

- En sistemas con despeje automático de fallas a tierra, igual o mayor que el valor pico de la tensión de operación fase-tierra más alta dividida por $\sqrt{2}$.
- En sistemas con neutro aislado o resonante sin sistema de despeje automático de fallas a tierra, igual o mayor que la máxima tensión de operación del sistema

2.5.2 Tensión nominal:

La tensión nominal del descargador es seleccionada basada en las sobretensiones temporales en el sistema en la ubicación del descargador, considerando sus amplitudes así como sus duraciones.

El requerimiento básico es que la característica tensión de frecuencia industrial versus tiempo del descargadores debería ser mayor que la amplitud de sobretensión temporal versus la característica de duración del sistema.

La característica de tensión a frecuencia industrial versus tiempo del descargadores debería exceder la amplitud de la sobretensión temporal versus tiempo del sistema. Como una aproximación, la amplitud y duración de las sobretensiones temporales, de las cuales su duración está entre 0.1s y 100s, puede ser convertida en una amplitud equivalente U_{eq} , con una duración de 10s (correspondiente a la duración de la tensión nominal en las pruebas):

$$U_{eq} = U_t \left(\frac{T_t}{10} \right)^m \quad (2.4)$$

Donde:

U_t es la amplitud de la sobretensión temporal

T_t es la duración de la sobretensión temporal, en segundos

U_{eq} es la amplitud de la sobretensión temporal equivalente a 10s

m es el exponente que describe la característica tensión de frecuencia industrial versus tiempo del descargador. Para diferentes diseños del descargador el exponente varía entre 0,022 y 0,018 y puede utilizarse un valor promedio de 0,02.

La tensión nominal del descargador debería ser igual o mayor que la sobretensión temporal equivalente obtenida.

Los márgenes de seguridad que típicamente se consideran para cubrir inexactitudes en el cálculo de las sobretensiones se encuentran en el orden de 5 a 15%.

2.5.3 Corriente nominal de descarga y clase de descarga del descargadores

De acuerdo a [10] en sistemas superiores a 72,5kV hasta 245kV (rango I), se recomienda generalmente 10kA como la corriente nominal de descarga de los descargador. Para los 10kA recomendados, podemos elegir entre tres clases de descarga 1, 2 y 3, diferenciadas en los requerimientos de capacidad de energía en el descargador.

Usualmente se selecciona 10kA y clase 3 para las instalaciones de alta tensión en el rango I (hasta 245kV), aunque puede ser mayor dependiendo de las condiciones del proyecto.

2.5.4 Otros

Todos éstos parámetros se seleccionan de acuerdo al procedimiento esquematizado en la figura 2.6. El procedimiento es iterativo.

2.6 Simulación de los Efectos Transitorios

La forma de estimar con suficiente precisión el desempeño de los aislamientos de la subestación es calculando las sobretensiones a las que se verá sometido el equipamiento realizando la simulación de los efectos transitorios. En el caso de ésta tesis, se realizó el cálculo de las sobretensiones tomando en cuenta principalmente las recomendaciones para realizar las simulaciones del Reporte Técnico de la IEC TR 60071-4 “Insulation Coordination – Part 4 Computational Guide to Insulation Coordination and Modelling of Electrical Networks” y las recomendaciones de la bibliografía existente. Si bien la norma IEC 60071-1 y 60071-2 recomiendan valores de sobretensiones temporales y de frente lento, una simulación precisa de los fenómenos permite anticipar algunas medidas para mitigarlos (aplicación de recierre sincronizado, resistencias de preinserción, descargadores, etc.) que pueden conllevar a menores valores de sobretensiones reales y por lo tanto, menores niveles de aislamiento sin afectar la calidad de la instalación.

Las normas ANSI/IEEE Std 1313.1 -1996 y 1313.2-1999 también realizan recomendaciones en cuanto a valores de sobretensiones temporales típicas para el inicio de un proceso de coordinación del aislamiento.

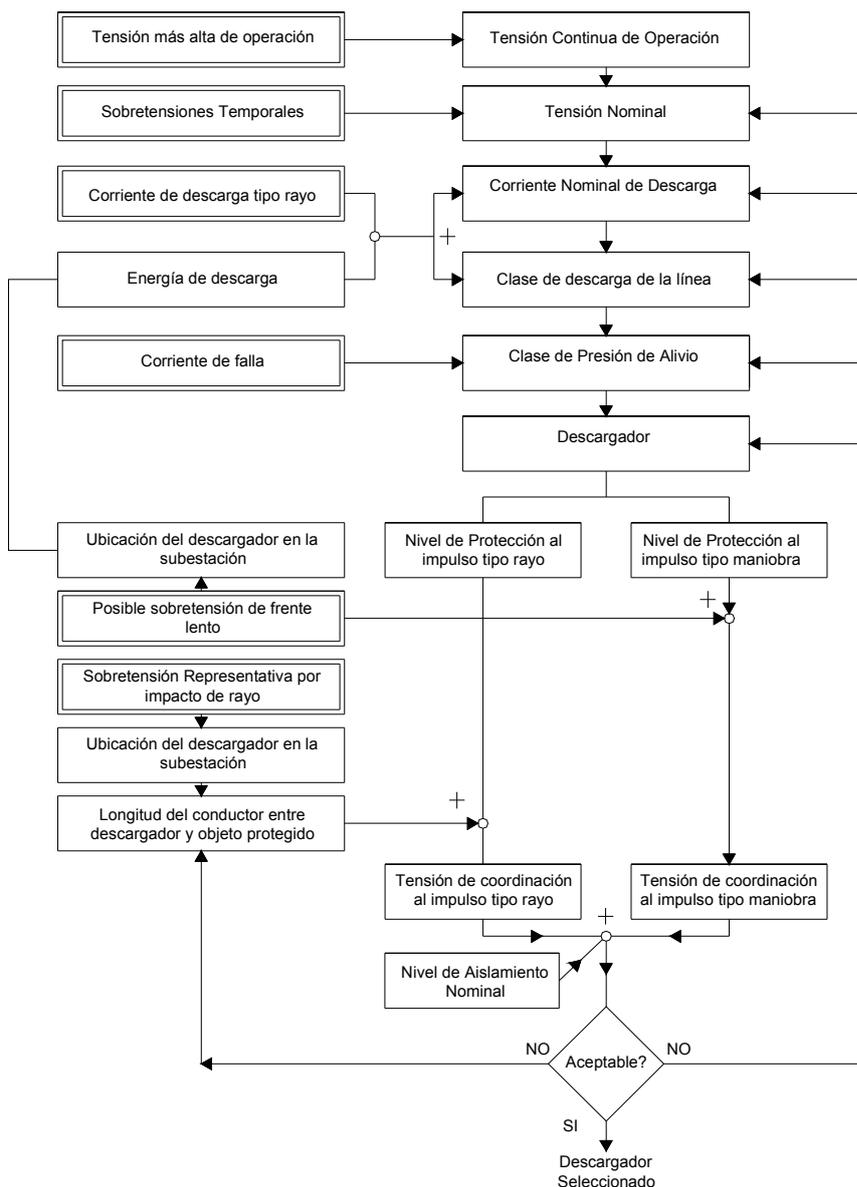


Fig.2.6: Procedimiento de selección de un descargador. Fuente [10].

Los ítems que se presentan a continuación, son las principales recomendaciones para las simulaciones de los transitorios electromagnéticos y han sido extraídas principalmente de [8] y de otra bibliografía:

2.6.1 Representación de los componentes de red y consideraciones numéricas

a. Inicialización antes de los cálculos de los transitorios

La simulación de un fenómeno transitorio es dependiente de las condiciones iniciales con las cuales se inicia el transitorio. Algunas simulaciones pueden ser realizadas sin condiciones iniciales, como en el caso de simulaciones de transitorios debido a rayos, pero, dependiendo del nivel de tensión a considerar y el nivel de precisión

que se requiere; la simulación debe iniciarse con las condiciones de estado estacionario previstas.

b. Paso de tiempo necesario para las simulaciones

El paso de tiempo (Δt) debe ser coherente con el fenómeno de más alta frecuencia que se pretende simular. Se recomienda un valor de 1/10 del período de la más alta frecuencia a simular.

Una consideración adicional es que el paso de tiempo tiene que ser menor que el tiempo de viaje de la onda (travel time) de elementos de propagación de la red a simular. Se recomienda que el paso de tiempo sea de al menos la mitad de éste valor.

Además, la precisión del paso de tiempo debe verificarse comparando los resultados de la simulación con el paso de tiempo evaluado, y los resultados de la simulación con un paso de tiempo que sea la mitad del anterior. Si los resultados de la simulación son equivalentes, entonces se puede considerar que el paso de tiempo es suficientemente pequeño y adecuado para la simulación.

c. Duración de la simulación

La duración de la simulación debe ser lo suficientemente larga para que se puedan registrar las máximas sobretensiones.

Deben tenerse en cuenta los tiempos de propagación de las ondas y las reflexiones de las mismas en los elementos de la red. Para las sobretensiones temporales, es necesario cubrir un intervalo de tiempo suficiente para permitir un cálculo preciso de la energía en los descargadores.

d. Oscilaciones numéricas

Las oscilaciones numéricas pueden estar relacionadas a:

- Métodos numéricos aplicados para el cálculo del transitorio, particularmente el método aplicado para la integración en el caso del cálculo del dominio del tiempo.
- El carácter inestable intrínseco en el modelamiento del sistema para valores dados de parámetros.
- Cuando ocurren oscilaciones en un caso de simulación, uno tiene que verificar si éstos están relacionados a los fenómenos físicos o no. Si las oscilaciones dependen del paso de tiempo o no están amortiguadas, éstas podrían ser numéricas.
- A veces es necesario utilizar resistencias de amortiguamiento en paralelo con las inductancias o en serie con las capacitancias, para evitar problemas numéricos, debido a los abruptos cambios en la corriente o tensión que se producen en éstos elementos.

e. Presentación de resultados

Debe tenerse cuidado en evitar el inoportuno filtrado de los resultados del cálculo durante la presentación de los resultados. Esto podría pasar, por ejemplo, si el paso de

tiempo utilizado para la representación de la salida no es lo suficientemente pequeño y oculta algunas oscilaciones que podrían estar ocurriendo entre dos resultados.

f. Elementos no lineales

El número de elementos que representan la no linealidad deben ser los suficientes para representar al elemento, especialmente para los datos alrededor del punto de saturación para que produzcan resultados creíbles. Los elementos no lineales pueden causar inexactitudes debido a los métodos utilizados para la resolución en el dominio del tiempo.

g. Representación de líneas y cables

Debe considerarse la representación más adecuada de acuerdo a la frecuencia de modelamiento del fenómeno transitorio, y su longitud. La tabla 2.3 presenta los modelos y su aplicación en los transitorios.

2.6.2 Representación de los componentes para los transitorios de frente lento.

En el rango I, generalmente no se calcula las sobretensiones de frente lento, porque se considera que no son críticas. Este criterio es considerado tanto en las normas IEEE e IEC para los diseños de subestaciones típicas, y en el caso de las subestaciones reconvertidas en el estándar IEEE 1427-2006.

Los componentes de red que usualmente se consideran son el equivalente de red, maquinas síncronas, líneas aéreas, cables de energía y transformadores. Para las sobretensiones de frente lento se considera la apertura/cierre de interruptores de manera estadística. En esta tesis no se considerará las simulaciones de frente lento, pero habrá ocasiones en las que será necesario considerar las sobretensiones de frente lento por tenerse alguna situación particular (equipamiento de compensación reactiva, líneas largas, centrales de generación, altas potencias de cortocircuito, etc).

2.6.3 Representación de los componentes para los transitorios de frente rápido

Hasta 245kV, las sobretensiones que definen el aislamiento en los sistemas de alta tensión son las sobretensiones de impulso tipo rayo, y estas son las que principalmente deben verificadas. Los puntos que deben tomarse en cuenta serán:

a. Representación de los equivalentes de red

El equivalente de red a frecuencia industrial (ésto es, el resto del sistema eléctrico), en el momento del impacto del rayo puede ser representado por una fuente de tensión con un elemento en serie (Equivalente Thévenin).

La polaridad relativa al rayo y la tensión inicial de la línea son de importancia. Deben investigarse ambas polaridades.

En algunos casos específicos, es necesario considerar varios valores de tensión inicial de las líneas.

b. Líneas de transmisión aéreas y cables.

Si se tiene previsto implementar un modelo complejo de línea de transmisión, debe considerarse varios vanos cerca al punto en análisis. En el caso de cables de energía, especialmente cuando el lado remoto del cable se encuentra abierto, un rayo puede producir altas sobretensiones debido a las positivas multireflexiones en ambos lados del cable. Por lo tanto, se recomienda un modelo de cable para toda la longitud.

Tabla 2.3: Aplicaciones y Limitaciones de los actuales modelos de líneas aéreas y cables subterráneos. Fuente [8].

Nombre	Aplicaciones	Limitaciones
1 - Modelo Pi exacto	Inicialización	
2 - Modelo Pi nominal	Inicialización Transitorios	Inicialización a una sola frecuencia Elección del número de celdas Problema en la regla trapezoidal, debido a la primera capacitancia
3 - Modelo de onda viajera con matriz de transformación constante	Transitorios	Elección de la frecuencia para el cálculo del modelo Reflexiones debido a impedancias concentradas representando las pérdidas En la mayoría de casos discrepancias debido a la aproximación de los coeficientes de la matriz de transferencia Aproximaciones en el cálculo de términos históricos debido al paso de tiempo $\frac{\text{paso-de-tiempo}}{\text{Tiempo-de-propagación-para-cada-modo}} \leq \frac{1}{2}$
4 - Modelo dependiente de la frecuencia con matriz de transformación constante	Transitorios	Matriz de Transferencia es dependiente de la frecuencia para cables y sistemas multifásicos a bajas frecuencias Coeficientes de la matriz de transferencia son en muchos casos aproximados como coeficientes reales Limitaciones en el paso de tiempo
5 - Modelo dependiente de la frecuencia con matriz de transformación dependiente de la frecuencia	Transitorios	Coeficientes de la matriz de transferencia son en muchos casos aproximados como coeficientes reales Limitaciones en el paso de tiempo
6 - Modelo en dominio de fase (a-b-c)	Transitorios e Inicialización	Modelamiento en el dominio de fases (a-b-c) es actualmente no muy popular. Una ventaja podría ser evitar aproximar los coeficientes de la matriz de transferencia como reales

c. Líneas o cables lejanos del punto de impacto del rayo

Si no se están considerando reflexiones, se puede terminar la línea con su impedancia equivalente característica.

d. Torres

Una torre es comúnmente representada como una estructura radiante; como línea sin pérdidas con características constante, como una línea con inductancia amortiguada, o como una inductancia equivalente.

e. Barras

Las barras de las subestaciones pueden ser representadas como líneas con parámetros distribuidos (se pueden propagar ondas por ellas).

En el caso que las barras sean demasiado cortas, comparadas con el paso de tiempo, puede utilizarse una impedancia concentrada.

f. Transformadores

En caso se requiera la tensión interna del transformador o el voltaje transferido del Alta-Baja o de Baja-Alta, puede utilizarse una impedancia concentrada como una primera aproximación.

Si sólo se necesita las tensiones a tierra del transformador, el transformador puede ser representado por sus capacitancias a tierra.

g. Interruptor y seccionador

Puede considerarse el interruptor como un switch ideal o como capacitancias entre contactos y entre contactos y tierra.

h. Puesta a tierra de torres

Puede representarse sólo como una resistencia, o como un modelo de resistencia, inductancia y capacitancia. Adicionalmente puede considerarse como un modelo ionizante. De acuerdo a la norma IEC 60071-2, siempre que la toma de tierra del apoyo este situada dentro de un radio de 30m, la resistencia no lineal se calcula de la siguiente forma:

$$R_{hc} = \frac{R_{lc}}{\sqrt{1 + \frac{I}{I_g}}} \quad (2.5)$$

$$I_g = \frac{1}{2\pi} \frac{E_0 \rho}{R_{lc}^2} \quad (2.6)$$

Donde:

R_{lc} : resistencia para una corriente débil

I_g : corriente límite (kA) que representa la corriente que produce la ionización del terreno

ρ : resistividad del terreno

E_0 : gradiente de ionización del terreno (valor recomendable 400kV/m)

i. Puesta a tierra de la subestación

Los electrodos de aterramiento de las subestaciones también tienen un efecto ionizante, pero es de naturaleza local y se estima que produce un efecto muy limitado, por lo que sólo se requiere un modelo simplificado de una simple resistencia.

En todo caso, la resistencia de puesta a tierra de la subestación puede modelarse como una resistencia de 1 ohmio en la primera torre de la línea donde se produce el impacto del rayo.

j. Descargadores

Se pueden representar como resistores no lineales y con una inductancia de $1\mu\text{H/m}$.

k. Equivalente de Red

No es importante para las tensiones de frente rápido, pero debe tenerse en cuenta para evitar irreales reflexiones de las ondas.

2.6.4 Representación de la Corriente del rayo

Se considera que las estadísticas de descargas son las mismas alrededor del mundo. La diferencia entre regiones puede describirse a través de la densidad de descargas a tierra. Éste valor es el número de descargas a tierra por área, que se expresa usualmente como un promedio anual.

De acuerdo con [24] (punto 12.4) los estudios realizados demuestran que la corriente de cresta y la rapidez con la que aumenta la corriente hasta su valor máximo son los que definen la sobretensión que tendrán los aisladores de la línea. Debido a ello, es que puede representarse la corriente del rayo como una forma de onda normalizada tipo rampa.

Debe mencionarse que la referencia [24] enfatiza que sus sugerencias puedan ser aplicadas con el uso de una calculadora de mano. Actualmente, el uso de computadoras para el cálculo de transitorios electromagnéticos es el estándar.

Un documento más reciente, como [8], menciona que la forma de onda de CIGRE tipo cóncava da resultados más realistas.

En éste tesis se utilizará el modelo de onda de CIGRE.

a. El modelo eléctrico del rayo

La forma de onda del rayo puede ser una doble rampa (el modelo más simple) o la forma de onda de CIGRE cóncava. El modelo de la forma de onda de rayo de CIGRE se muestra en la figura 2.7.

La forma de onda CIGRE es del tipo cóncava (I_f corriente de cresta, S_m es la máxima pendiente de frente, t_f es la duración equivalente del frente)

Generalmente no se toman en cuenta las descargas de polaridad positiva, en vista de que son poco frecuentes, a pesar que presentan mayor descarga de energía que las de polaridad negativa.

En [28] citando un documento de Cigre se menciona que: "En el cálculo preciso del comportamiento ante sobretensiones del equipamiento es necesario simular el frente cóncavo de la representación del impulso de corriente de la descarga.

El requerimiento fundamental en tales simulaciones es que ésta representación provee:

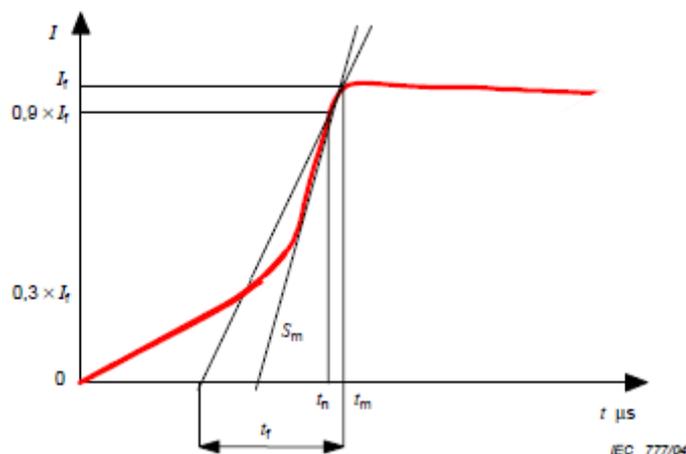


Fig.2.7: Forma de Onda CIGRE. Fuente [8].

- La amplitud correcta de la corriente
- La máxima pendiente está cerca del pico de la amplitud ($I_{90\%}$)

Para la primera descarga, la pendiente promedio correcta, expresada por los tiempos en el frente para los valores del 30% y el 90% de la corriente. Éste tiempo de frente debe ser mayor que la amplitud de la corriente dividida por la máxima derivada, resultando así una curva cóncava.”

De acuerdo a [28], el frente de onda de corriente puede expresarse por:

$$I = At + Bt^n \quad (2.7)$$

La suposición básica es que la onda de corriente alcanza el instante de máxima pendiente (90% de amplitud) para un tiempo t_n dependiente del exponente n . En principio, ambas variables son halladas por un procedimiento iterativo. El programa ATP-Draw en su versión 3.5, incorpora la fuente CIGRE con el nombre CIGRE 15. Se puede especificar la fuente CIGRE para la simulación con los siguientes valores:

- I : amplitud de corriente
- S_m : máxima pendiente
- t_f : tiempo de frente
- t_n : tiempo hasta la semiamplitud

Con éstos datos, el programa ATP-DRAW calcula en forma iterativa la forma de onda del rayo y una vez obtenida, la utiliza en el cálculo del transitorio.

b. Parámetros de la corriente de rayo:

En la referencia [28], se presenta una solución suficientemente precisa para la ecuación del frente de onda de corriente, que depende de los parámetros I , S_m , t_f y t_n :

$$n = 1 = 2(S_N - 1)(2 + 1/S_N) \quad (2.8)$$

$$t_n = 0.6t_f \left[3S_N^2 / (1 + S_N) \right] \quad (2.9)$$

$$S_N = S_m t_f / I \quad (2.10)$$

Siendo las constantes A y B obtenidas con las siguientes fórmulas:

$$A = \frac{1}{n-1} \left[0.9 \frac{I}{t_n} n - S_m \right] \quad (2.11)$$

$$B = \frac{1}{t_n^n (n-1)} [S_m t_n - 0.9I] \quad (2.12)$$

Los parámetros S_m y t_f dependen de la corriente de descarga. La dependencia de los mismos con respecto a la corriente de descarga está caracterizada por las siguientes ecuaciones extraídas de [8]:

$$f(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\beta x} e^{-\frac{z^2}{2}} \quad (2.13)$$

$$z = \frac{\ln(x/M)}{\beta} \quad (2.14)$$

Siendo M el parámetro de valor medio y β el parámetro de pendiente; x es la variable log-normalmente distribuida, siendo:

$$E(X) = M e^{\frac{\beta^2}{2}} \quad (2.15)$$

$$\sigma(X) = M e^{\frac{\beta^2}{2}} \sqrt{e^{\beta^2} - 1} \quad (2.16)$$

En su formulación más precisa, estos valores tienen representación estadística. Para éste caso los valores que consideramos son los valores promedio.

Si $I > 20\text{kA}$, entonces para S_m dependiente de I:

$$M = 6.5 I_f^{0.376} \quad (2.17)$$

$$\beta = 0.554 \quad (2.18)$$

El tiempo hasta la semiamplitud sugerido por [8] es de $77,5\mu\text{s}$,

El tiempo hasta la cresta T_m es necesario para el cálculo de t_f , y se puede obtener de manera aproximada a través de la siguiente ecuación:

Para $I > 20\text{kA}$:

$$T_m = 0.154 I^{0.624} \quad (2.19)$$

c. Amplitud de la corriente de descarga

La amplitud de la corriente de descarga tiene naturaleza estadística y se puede describir a través de una función normal.

Para una corriente de rayo I mayor a 20kA , los parámetros M y β son respectivamente 33.3 y 0.605.

Para el caso de ésta tesis, el valor de la amplitud de la corriente de rayo que utilizaremos será la corriente crítica de descarga. Una referencia adicional de los parámetros puede encontrarse en [8].

d. Efectos de las corrientes subsecuentes de rayo

De acuerdo con [24], Weck y Hileman han mostrado que las amplitudes de la primera y las subsecuentes descargas de los rayos eran estadísticamente independientes en los 29 datos examinados en su investigación (la referencia a la investigación se encuentra en [24]). Las amplitudes de las descargas subsecuentes son generalmente menores y tienen un valor medio de 12kA.

Por lo general, el primer rayo es el dominante, pero se dan casos en que los rayos subsecuentes dominan el fenómeno del flashover, como en el caso de torres muy altas. Luego de una experimentación numérica, Anderson ha concluido que, para líneas de transmisión típicas, la probabilidad de que el rayo subsiguiente sea el dominante es menor al 20% de las veces, debido a que los efectos generados por su sobretensión tienen una duración de fracciones de microsegundos, en momentos en que la rigidez dieléctrica de la cadena de aisladores es extremadamente alta.

En [24] Anderson, considera que debe evaluarse la inclusión de los rayos subsiguientes en el caso de que se esté analizando una línea atravesando un río a través de un gran vano.

Para ésta tesis, no se considerará rayos subsecuentes de ninguna magnitud.

2.6.5 Corriente Crítica del Rayo

Cuando un rayo impacta en la parte aterrada de una línea de transmisión (en la parte superior de la torre o en el cable de guarda), el voltaje en la parte superior de la torre puede alcanzar niveles elevados dependiendo de la amplitud de la corriente de descarga, la impedancia de la puesta a tierra, etc. El voltaje también se eleva debido al acoplamiento capacitivo de los conductores con los cables de guarda.

Si el voltaje a través del aislamiento de la línea es mayor que el nivel de aislamiento de la línea, entonces ocurre un flameo inverso. La tensión en el conductor de fase se incrementa rápidamente, una onda abrupta de tensión comienza a propagarse a través del conductor de fase hacia la subestación.

El riesgo de falla del aislamiento en la subestación es proporcional a la tasa de flameos inversos en las líneas. Otros parámetros importantes son la velocidad con que la tensión aumenta hasta la cresta y la amplitud con que la onda de tensión ingresa a la subestación.

Durante una tormenta, las interrupciones del servicio son causadas por varios factores, entre ellos el viento, caída de árboles, y por supuesto la descarga de los rayos.

Si consideramos que las interrupciones causadas por el viento, o árboles son causadas por rayos, el número de salidas de servicio por causa de los rayos puede aparecer artificialmente alto. Debido a ello, en la mayoría del mundo, una indicación de la

actividad atmosférica puede ser obtenida de los mapas ceráunicos (días de tormenta por año). El nivel ceráunico es una indicación de la actividad regional de descargas atmosféricas basadas en datos promedio derivados de observaciones directas.

Un indicativo directo de la actividad atmosférica puede obtenerse de la densidad de descargas atmosféricas (GFD Ground Flash Density), la cual se ha creado a través de sistemas de detección de rayos. Éstos resultados son más precisos que obtener la misma información a través de la escucha de tormentas.

Para determinar la tasa de flameos inversos, utilizamos la densidad de las descargas atmosféricas. En caso de no tener información disponible, la densidad de descargas atmosféricas puede estimarse con la siguiente ecuación, basada en días de tormenta por año extraída de [18]:

$$N_g = 0.04T_d^{1.25}(\text{rayos} - km^2 - \text{año}) \quad (2.20)$$

Luego, el estimado anual de impactos de rayos a las líneas de transmisión se calcula con la fórmula propuesta por la CIGRE y extraída de [8], y que está basada en la noción del radio de atracción R_a , el cual relaciona un modelo simplificado del líder del rayo y observaciones en líneas de transmisión reales:

$$R_a(m) = 14H_T^{0.6} \quad (2.21)$$

$$N_L = N_g(2R_a + b)/10 \quad (2.22)$$

Siendo:

- H_T : altura promedio de la torre
- N_L : número de descargas por año y por cada 100km
- N_g : densidad de descargas a tierra
- b : distancia entre cables de guarda

Antes de estimar la tasa de flameos inversos, se tiene que determinar la corriente crítica del rayo, es decir la corriente por encima de la cual, ocurre un flameo inverso.

La corriente crítica depende entre otros factores, de la tensión de soportabilidad de los aisladores, y de las condiciones de la puesta a tierra.

La corriente crítica se puede determinar a través de las siguientes ecuaciones:

$$I_c = \frac{CFO_{NS} - V_{PF}}{R_e(1-c)} \quad (2.23)$$

$$CFO_{NS} = CFO(0.977 + \frac{2.82}{\tau})(1 - 0.2 \frac{V_{PF}}{CFO}) \quad (2.24)$$

$$\tau = \frac{Z_g}{R_i} \cdot T_s \quad (2.25)$$

$$R_e = \frac{R_i \cdot Z_g}{2R_i + Z_g} \quad (2.26)$$

$$R_i = \frac{R_0}{\sqrt{1 + I_R / I_g}} \quad (2.27)$$

$$I_R = \frac{R_e}{R_i} \cdot I_c \quad (2.28)$$

$$I_g = \frac{1}{2\pi} \frac{E_0 \cdot \rho}{R_0^2} \cdot I_c \quad (2.29)$$

Siendo:

- CFO : Tensión crítica de flameo del aislador para formas de onda estándares
- CFO_{NS}: Tensión crítica de flameo del aislador para formas de onda no estándares
- V_{PF} : Tensión de frecuencia industrial
- R_e : Resistencia total en la torre (puesta a tierra de la torre donde impacto el rayo, más la resistencia de las torres adyacentes)
- c : Factor de acoplamiento capacitivo entre los conductores de fase y el cable de guarda
- R_i : Resistencia de puesta a tierra para altas corrientes de descarga
- Z_g : Impedancia del cable de guarda
- τ : Constante de tiempo de la cola de tensión a través del aislador
- T_s : Tiempo de viaje a través de un vano
- I_R : Corriente de descarga a través de la puesta a tierra
- I_g : Corriente de descarga a través de la puesta a tierra requerida para la ionización del suelo
- E₀ : Campo Eléctrico requerido para la ionización del suelo (recomendado 400kV/m)
- R₀ : Resistencia de baja corriente de la puesta a tierra

Se entenderá mejor las ecuaciones si se miran en conjunto con la figura 2.8

Combinando las anteriores ecuaciones, en un proceso iterativo se obtiene la corriente crítica de descarga.

Las ecuaciones de la resistencia no lineal dependiente de la corriente del rayo las repetimos aquí clarificar la idea.

2.6.6 Magnitudes Recomendadas

De acuerdo con la norma IEC 60071-2, la impedancia del cable de guarda es típicamente 500 ohms para un solo cable de guarda y 270 ohms para dos cables de guarda.

En el caso del acoplamiento capacitivo entre el cable de guarda y los conductores de fase, el valor típico es de 0.15 para un solo cable de guarda y 0.35 para dos cables de

guarda. El factor de frecuencia industrial depende de la configuración de la línea. Es típicamente 0.7 para configuraciones horizontales y 0.4 para configuraciones verticales.

Los valores típicos de resistencias de puesta a tierra están entre 10 y 30 ohmios, en buenas condiciones de suelos. En malas condiciones, podrían ser de algunos cientos de ohmios. Los valores típicos de resistividad del suelo varían entre 100 y 1000 ohms.

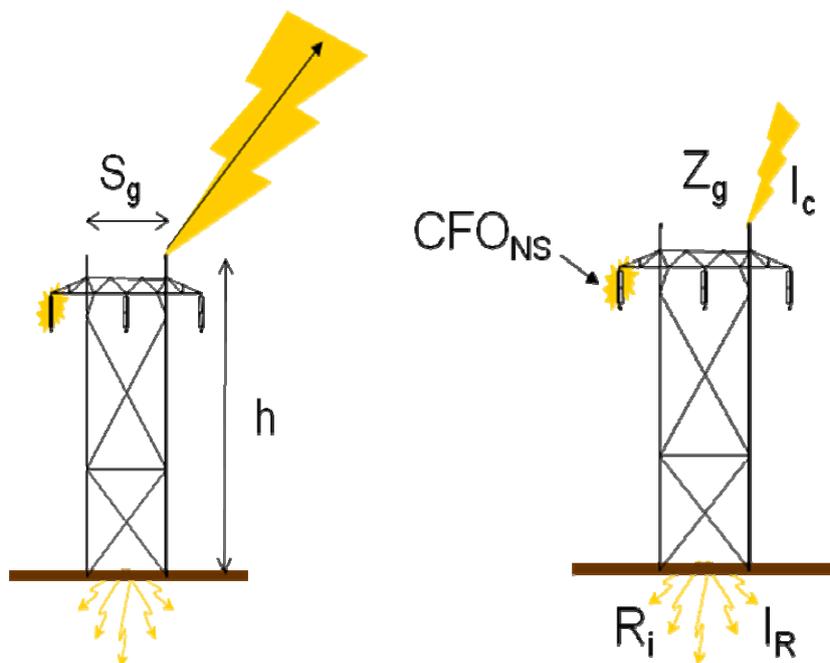


Fig.2.8: Ecuaciones para el cálculo de la corriente crítica de descarga en una línea. Fuente [29]

Si no se conoce el CFO, de acuerdo a [29] se puede escoger un valor típico según el nivel de tensión. Los valores recomendados se muestran en la tabla 2.4.

.En caso de no conocer los vanos reales en la línea que ingresa a la subestación, se puede escoger entre los valores típicos que se muestran en la tabla 2.5.

Tabla N° 2.4: Valores recomendados de CFO de acuerdo a [29] en caso que los reales no sean conocidos

Nivel de Tensión (kV)	CFO Recomendado (kV)
72	325
123	550
145	650
170	750
245	950
300	1050
362	1175
420	1425
550	1550
800	2100

Una vez hallada la corriente crítica I_C y el número de descargas N_L , la tasa de flameos inversos puede ser hallada de la siguiente forma:

Tabla N° 2.5: Vanos típicos para líneas de alta tensión de acuerdo a [29] en caso que los valores reales no sean conocidos

Nivel de Tensión (kV)	Vano Típico (kV)
< 100	150
100-150	200
150-300	250
300-500	300
> 500	400

$$BFR = 0.6N_L P(I \geq I_C) \quad (2.30)$$

Siendo $P(I \geq I_C)$ la probabilidad acumulada de que un rayo exceda a la corriente crítica I_C . La probabilidad P puede calcularse a partir de la función de distribución log-normal acumulada o de manera aproximada con la siguiente fórmula:

$$P(I \geq I_C) = \frac{1}{1 + \left(\frac{I}{31}\right)^{2.6}} \quad (2.31)$$

Sin embargo, se recomienda utilizar la función de distribución log-normal acumulada para hallar el valor exacto de la probabilidad. La fórmula de Anderson [24] y la fórmula de distribución log normal presentada en [8] se correlacionan bien en los valores intermedios, pero no en los extremos.

Actualmente no se tiene un procedimiento exacto para determinar la cantidad de rayos que impactan en la línea del total que se estima caigan en un área de acuerdo a la fórmula de densidad de descargas. Debido a ello a la tasa de salidas por flameo inverso se le debe aplicar un factor. El generalmente recomendado es 0.6.

Al respecto, en el punto 12.4 de [24], se considera que un 60% de los rayos caen suficientemente cerca de la línea como para causar un flameo inverso (caso de torres metálicas).

De acuerdo con [29], el factor de 0.6 toma en cuenta que la probabilidad de un flameo inverso se reduce debido a que los rayos no siempre caen en las torres, sino también a mitad de vano en los cables de guarda.

2.6.7 Comportamiento del Aislamiento Eléctrico

De acuerdo con [25], la dependencia de la rigidez dieléctrica de un aislamiento gaseoso respecto a la onda de la tensión aplicada se cuantifica mediante las curvas tensión-tiempo.

Un aislamiento soporta una onda de tensión normalizada si el valor de la cresta no es lo suficientemente elevado. Al aumentar el valor de cresta de la onda, se puede llegar a la descarga disruptiva, que inicialmente se producirá en algún instante de la cola de tensión, es decir, después de haber alcanzado el valor de cresta de la onda. Si se sigue aumentando el valor de cresta, la descarga disruptiva podrá ocurrir en el mismo instante en que se alcanza el máximo valor de la onda. Finalmente, si todavía se aumenta más el valor de la cresta, la descarga puede aparecer en algún instante durante el frente de onda, antes de haberse alcanzado el valor máximo.

La curva tensión-tiempo relaciona, por tanto, la tensión aplicada con el tiempo que tarda el aislamiento en contornear.

Éste tipo de curva depende de la polaridad y de la forma de onda de la tensión aplicada. Además, hay que tener en cuenta las condiciones ambientales (humedad, presión, contaminación).

2.6.8 Efecto de la tensión de frecuencia industrial

De acuerdo con [19], a la sobretensión creada por rayo al impactar en el cable de guarda o en la torre se le debe sumar o restar la tensión existente en el conductor. Esto afecta el voltaje que soporta el aislador. En el caso de líneas en corriente continua por ejemplo, el polo positivo tiene más flameos, debido a que su tensión positiva se suma a la polaridad negativa causada por el rayo.

En [24], se propone la siguiente ecuación para considerar el efecto de la tensión de frecuencia industrial para el cálculo de la corriente crítica para crear un flashover:

$$I'_{cn} = \left[\frac{V_{cn} - V_{on} \text{sen}(\theta_n - \alpha_n)}{V_{cn}} \right] I_{cn} \quad (2.32)$$

Donde:

I_{cn} : Corriente requerida para crear un flashover en la fase n sin considerar la tensión de frecuencia industrial

V_{cn} : Tensión de flameo de la cadena de aisladores

I'_{cn} : Corriente requerida para crear un flashover en la fase n considerando la tensión de frecuencia industrial

La fase que tiene la menor corriente crítica se la llama fase dominante, y ésta se alterna entre las tres fases durante todo el ciclo de la onda. Cuando la fase dominante flamea, el conductor de la misma se convierte en un cable de guarda adicional e inhibe el flameo de las otras fases (pero no lo previene totalmente)

De acuerdo con [19] el programa FLASH considera las tensiones instantáneas que se presentan a frecuencia industrial cada 15° para calcular la tasa de salidas por flameo inverso.

Como la tensión del sistema donde impacta el rayo está variando continuamente, una forma alternativa a la planteada en [24] para evaluar el efecto de la tensión a frecuencia industrial, es realizar los cálculos desfasando fuentes en el programa de transitorios.

En el caso de ésta tesis, se realizará el cálculo de las sobretensiones considerando que la onda de frecuencia industrial se desfasa cada 15° grados en el tiempo de 0° a 360° y se considerará como sobretensión para la simulación a la sobretensión más alta que se presente en éste período. Es una alternativa razonable, para que el cálculo de la tasa de salidas por flameo inverso se haga una sola vez, en vez de realizar cálculos sucesivos cada 15° y por fase. Éste planteamiento evita también hacer una simulación diferente con cada corriente crítica que se presente para cada caso.

2.6.9 Modelamiento de las barras

La forma de obtener éstos datos en las tres secuencias para las barras es a través de las ecuaciones de Carson para líneas. Sin embargo debido a lo complicado que resulta calcular las series infinitas necesarias para el modelo, se ha utilizado el modelo de Dubanton, presentado en [21]. Éste modelo ha sido obtenido a través del concepto de profundidad compleja de penetración.

De acuerdo con Deri et. al. [26], los resultados obtenidos con la fórmula de Dubanton tienen un error máximo de 5% con respecto a los resultados obtenidos mediante el método de Carson. La fórmula de Dubanton es la siguiente:

$$Z'_{ii} = R'_{i-interna} + j \left\{ \omega \frac{\mu_0}{2\pi} \text{Ln} \frac{2(h_i + p)}{r_i} + X_{i-interna} \right\} \quad (2.33)$$

$$Z'_{ik} = j\omega\mu_0 \text{Ln} \frac{\sqrt{(h_i + h_k + 2p)^2 + x_{ik}^2}}{d_{ik}} \quad (2.34)$$

Y “p” representa a la profundidad de penetración compleja:

$$p = \sqrt{\frac{\rho}{j\omega\mu_0}} \quad (2.35)$$

Siendo los parámetros:

- $R'_{i-interna}$: resistencia DC del conductor i en ohm/longitud
- $X'_{i-interna}$: reactancia interna del conductor i
- h_i : altura promedio sobre la tierra del conductor i
- d_{ik} : distancia entre los conductores i y j
- r_i : radio del conductor i
- ω : $2\pi f$, frecuencia en Hz
- ρ : resistividad del terreno en ohm-m

Las distancias correspondientes se consideran como en la figura 2.9.

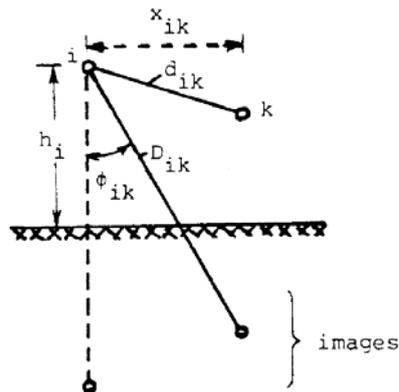


Fig.2.9: Conductor y su imagen en una línea. Fuente [21]

En el modelo más general la impedancia interna incluye funciones de Bessel.

2.6.10 Parte del sistema a ser simulada

En general, no es necesario representar todo el sistema de potencia para modelar los fenómenos transitorios en algún punto particular del mismo, ya este tipo de fenómenos son de naturaleza local y por tiempos muy cortos. Debe tenerse en cuenta que cuanto más elementos del sistema de potencia se consideran, más posibilidades de error se pueden presentar.

Los elementos de la red que deben representarse son los siguientes:

- Sistema de Potencia: un thévenin equivalente del resto del sistema es suficiente para los efectos del modelamiento
- Líneas aéreas: cuando se simula los transitorios en la subestación, la línea a la entrada se representa generalmente de manera detallada en tres vanos a cada lado del punto de impacto del rayo, y el lado contrario (de la línea) a la subestación se representa como un tramo de línea de longitud suficientemente larga para evitar que una reflexión ficticia de la misma haga que se presente una sobretensión inexistente (usualmente se considera unos 3km). Este lado se conectara al equivalente thévenin del sistema de potencia.
- Subestación: para el caso de las sobretensiones tipo rayo, es necesario modelar detalladamente la subestación, incluyendo las barras y las transiciones a líneas aéreas, que se representan con modelos distribuidos. En el caso de las subestaciones que tengan más de una línea al ingreso, se deberá considerar el mínimo número de líneas, durante la duración del fenómeno (el caso más crítico en el que varias líneas pueden estar fuera de servicio).

2.6.11 Evaluación del Efecto Corona

Cuando el potencial de los conductores sobrepasa la rigidez dieléctrica del aire se producen pérdidas de energía debido a la ionización del medio circundante alrededor de los conductores como si el aire se hiciera conductor.

Tal efecto de los conductores aéreos es visible (sobre todo en la oscuridad) que tiene la forma de un aro luminoso, azulado de sección transversal circular (como una corona) por lo que se le denomina “Efecto Corona”. Este fenómeno se puede apreciar de noche cuando nos encontramos próximos a una línea de transmisión larga y cuando haya humedad en el ambiente. Aparece cuando la rigidez dieléctrica del aire es aproximadamente 30kV/cm. Puede resultar audible y visible, y entre sus efectos más importantes tenemos: pérdidas de energía, radiointerferencias, deterioro del material y formación de compuestos contaminantes. El campo eléctrico disruptivo está definido de la siguiente manera:

Campo Eléctrico Disruptivo:

$$E_0 = \frac{31}{\sqrt{2}} \rho_r m_g m_l \left(1 + \frac{0,308}{\sqrt{(\rho_r r)}} \right) \text{ kV}_{\text{rms}} / \text{cm} \quad (2.36)$$

$$\rho_r = \frac{0,392xb}{273 + T_a} \quad (2.37)$$

$$b = 10^{\left(\frac{2,881 - \frac{H}{18336}}{} \right)} \quad (2.38)$$

Donde:

- U_C : Gradiente Crítico Disruptivo
- m_g : coeficiente geométrico del conductor (0,85-0,9-1,0)
- m_l : coeficiente de limpieza del conductor (0,5 conductores cubiertos con gotas de agua, 0,9 conductores nuevos y limpios)
- δ : densidad relativa del aire
- b : factor de corrección de la densidad del aire con la altura
- T_a : Temperatura ambiente en °C
- r : Radio del conductor en cm
- H : altura de la instalación

Gradiente Superficial Promedio para un solo conductor

$$E_{\text{máx}} = \frac{U}{\sqrt{3rLn} \frac{D}{r}}, \text{ kV}_{\text{rms}} / \text{m} \quad 2.39)$$

- r : radio del conductor
- D : distancia media geométrica
- U : Tensión nominal en el conductor

Para que no se tengan problemas de efecto corona debe cumplirse que $E_{\text{máx}} < E_0$

CAPÍTULO III

CASO DE ESTUDIO

3.1 Reconversión de una subestación existente en 138kV a 220kV

3.1.1 Caso de Estudio

Se evaluará la posibilidad de reconvertir parte de una subestación existente en 138kV a 220kV. Las instalaciones existentes son las siguientes:

- Distancia de separación entre fases : 3,5m
- Altura de los pórticos : 8 y 11m
- Sección del conductor en las barras : 400mm²
- Configuración : doble barra y seccionador de acoplamiento
- Bahías de entrada/salida : 4
- Bahías de reserva : 1
- Bahías de acoplamiento : 1
- Transformadores : 1
- Tipos de seccionadores : apertura central
- Nivel de aislamiento existente en la subestación : 750kV BIL
- Altura de la instalación : 2500msnm

3.1.2 Necesidad de la reconversión

Se ha planteado la necesidad de conectarse a un sistema en 220kV cercano de reciente construcción, para aprovechar su capacidad instalada y aumentar la disponibilidad de suministro de energía en la subestación. No se tiene disponible otro terreno cercano a un costo razonable para contruir una nueva subestación por lo que la mejor opción es utilizar el espacio existente. No se tiene espacio para ampliar la subestacion existente. Se tienen severas restricciones en el tiempo de parada de la subestación. Se puede negociar un mejor precio para la energía, si es posible conectarse al sistema principal de transmisión en 220kV, en donde se tiene la posibilidad de proveerse de energía de cualquier empresa generadora.

La reconversión es la opción más favorable porque reduce el tiempo de parada, y evita el costo de desmontaje y demolición de una instalacion existente en 138kV, y el costo de construcción y montaje de una subestación totalmente nueva en 220kV.

3.1.3 Planteamiento

El proceso de reconversión planteado en este caso es reutilizar 3 bahías existentes en 138kV (dos bahías de línea y una celda de transformador), equipar una bahía de reserva diseñada para 138kV con equipos en 220kV para que sea la bahía de acoplamiento, y aprovechar el barraje existente en 138kV para utilizarlo en 220kV.

Aun quedarían trabajando en 138kV dos bahías de salida, una celda de acoplamiento, un transformador y un reactor, como una subestación en 138kV. Las instalaciones en 220kV aprovecharían las instalaciones auxiliares existentes como sala de control, canaletas, cercos perimétricos, etc.

El escenario mas óptimo de reconversión sería que, luego del análisis, se concluyera que solo es necesario cambiar los equipos de la subestación y colocar descargadores adicionales para que pudiese energizarse en 220kV

3.2 Nivel de aislamiento obtenido utilizando el procedimiento de la norma IEC

Se ha considerado la coordinación del aislamiento de acuerdo a la norma IEC 60071-2, aplicando los factores de coordinación y seguridad requeridos por la norma.

El proceso y los resultados se presentan en forma de cuadro:

- Paso 1
- La primera estimación de sobretensiones temporales y de frente lento se ha realizado de acuerdo a las recomendaciones de valores típicos que presenta la norma IEC.
- Paso 2 y Paso 3
- Ubicación de descargadores
- Se ha ubicado los descargadores en lugares estratégicos, para reducir los requerimientos del BIL. Considerando que el descargador tiene un radio de protección alrededor de él, es decir, protege hacia delante y hacia atrás en la bahía, se ha previsto las ubicaciones siguientes:
 - Bahía de Salida de Línea: se ha intercambiado la posición de los transformadores de tensión y de los descargadores.
 - Con este intercambio del descargador y el transformador de tensión, se reduce la distancia de separación del descargadores con los equipos que protege (transformadores de tensión, transformadores de corriente, interruptores, seccionadores), mejorando su protección y reduciendo el BIL necesario para los equipos.
 - Barra: se ha colocado un juego de descargador por bahía en el medio de la barra, para reducir el BIL de los seccionadores de barra. Los seccionadores requerían un BIL alto debido a que por la configuración de la doble barra, se encontraban lejos de los descargadores de salida de línea, así como de los descargadores del transformador (a

unos 25m aproximadamente), lo que significa en la práctica que los seccionadores de acceso a la barra soportarían el BIL más alto si no tuvieran pararrayos.

- Bahía de acoplamiento: se ha considerado dos juegos de pararrayos en puntos intermedios entre el interruptor y los seccionadores de acceso a las barras, para proteger a ambos equipos.

- En los anexos E y L se aprecian las nuevas ubicaciones de los equipos
- Paso 4 y Paso 5
- El BIL resulta de 750kV para toda la subestación, excepto para los interruptores, que requieren un BIL de 850kV, por su lejanía de los pararrayos.

El pararrayos seleccionado para esta aplicación tiene las siguientes características:

- COV : 156kV
- Tensión Nominal : 198kV
- Tensión Residual al Impulso de Descarga : 466kV
- Corriente máxima de descarga : 10kA

3.3 Simulación de los transitorios electromagnéticos

Para efectos de ésta tesis, no se está considerando la simulación de las sobretensiones temporales ni de maniobra, sólo se considerará la simulación de rayo que es la sobretensión que más efecto tiene en la coordinación del aislamiento en el rango I.

Las sobretensiones de tipo rayo se han simulado en el programa ATP (Alternative Transient Program). El modelo del ATP simulado se presenta en la figura 3.1.

3.3.1 Sistema de Potencia – Thevenin Equivalente

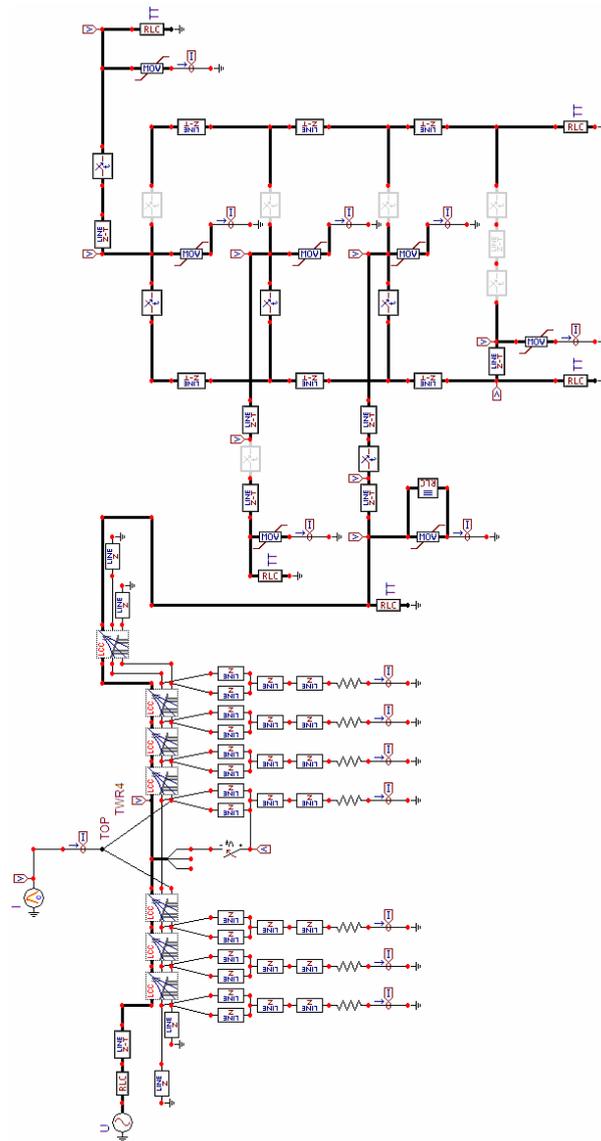
Se ha seguido las recomendaciones presentadas en el fundamento teórico

3.3.2 Líneas de transmisión a la entrada de la subestación

La referencia [21] recomienda modelar tres vanos a cada lado del punto de impacto en el caso de las líneas con cable de guarda y ocho vanos en el caso de las líneas sin cable de guarda.

En éste caso se modelará tres vanos antes de la llegada a la subestación conforme los cálculos de la corriente crítica de descarga y tres vanos después del punto de impacto del rayo. Se utilizará el modelo de J.Marti dependiente de la frecuencia para representar a la línea por vano.

El resto de la línea será modelada como una línea con parámetros distribuidos constantes y transpuestos (modelo de Clark). La longitud recomendada por [27] para modelar el resto de la línea es de 3km, que toma en cuenta las posibles reflexiones que pueden darse en la fuente si es que la línea (parámetros distribuidos constantes) es de corta longitud.



Simbología	Descripción	Simbología	Descripción
	Mdelo de línea con impedancia parámetros distribuidos trifásica		Mdelo de línea de transmisión dependiente de la frecuencia un solo vano solo conductor
	Interruptor Ideal		Mdelo de línea con impedancia parámetros distribuidos monofásica para cable de guarda
	Descargador de Sobretensiones de Oxido Metálico		Fuente Thevenin Equivalente del sistema
	Transformador de Tensión Capacitivo (Mdelado como capacitor)		Medición de Corriente de descarga
	Mdelo de rayo a través de fuente tipo CGRE		Medición de Tensión en equipos
	Mdelo de línea de transmisión dependiente de la frecuencia incluida modelos de torres y de puesta a tierra		Mdelo de flameo inverso como interruptor controlado por voltaje normalmente abierto (se cierra cuando la tensión fase-tierra supera el BIL de la cadena de aisladores)

Fig.3.1: Vista del programa ATP para el sistema simulado y simbología

Las características de la línea de ingreso a la subestación son las siguientes:

Línea de Transmisión a la entrada de la subestación:

- Conductor : ACSR RAIL 516,84mm²
- Cable de guarda : EHS 5/16" - 50mm² dos cables de guarda
- Altura de la Torre : 35m
- Tensión Nominal : 220 kV
- Número de Ternas : Una
- Configuración : Triangular
- Aisladores : Porcelana 18 platos
- Cota máxima : 2500msnm

La configuración de la torre a la entrada de la línea se muestra en la figura 3.2:

3.3.3 Modelamiento de las barras en la subestación y conexiones a equipos

Se ha considerado el modelo de Clark disponible en el ATP para el modelamiento de los barrajes. El modelo solicita como datos de entrada los siguientes valores:

- Resistencia de secuencia positiva del conductor
- Resistencia de secuencia cero del conductor
- Impedancia característica de secuencia positiva y cero del tramo de línea
- Velocidad de propagación en secuencia positiva y cero

Estos valores se han obtenido a través de la ecuación de Dubanton para las barras, con una distancia de separación de 3.5m y 8m de altitud y se calculó para una frecuencia de 350kHz. Se asumió los mismos parámetros para las bajadas a los transformadores de tensión y descargadores. Los resultados son los siguientes:

Tabla N° 3.1: Parámetros calculados para las barras de la subestación a 350kHz

Secuencia	R (ohm/km)	X (ohm/km)	L (H/m)	C (F/m)	velocidad de la onda (m/s)	(% velocidad de la luz)	impedancia característica
0	743.6196	5937.61	2.7E-06	5.756E-12	253663353	0.8455	684.89
1=2	2.0131	2638.94	1.2E-06	9.679E-12	293422865	0.9781	352.11

En el anexo F se presenta el desarrollo de éste cálculo, realizado en MATLAB.

Este modelo para las barras no toma en cuenta en efecto skin, por lo complicado de su modelamiento, que incluye funciones matemáticas de Bessel en el cálculo de la impedancia interna del conductor.

Sin embargo, con el modelamiento realizado se considera su dependencia de la frecuencia. Para el modelamiento de la línea sí se considera el efecto skin. Para el modelamiento se consideró a las barras como líneas con parámetros distribuidos, aunque, para evitar problemas de convergencia solo se ha considerado para el modelamiento las longitudes más largas como las conexiones a los interruptores y la

conexión de los mismos con el sistema de barras. Las conexiones a los transformadores de tensión en las salidas de la línea y en las barras, y las conexiones entre los seccionadores de las barras se han despreciado.

3.3.4 Sobretensiones tipo rayo

a. Caso más crítico para la simulación

El caso más crítico para la subestación sería que el rayo impacte en una de las líneas de transmisión de llegada con la otra línea de ingreso fuera de servicio. Éste es el caso que usualmente se toma cuando se realiza la coordinación del aislamiento de acuerdo a la a la norma IEC en el caso de subestaciones con sólo dos líneas de ingreso.

El caso más crítico para el equipamiento sería para el interruptor de la bahía de salida, en el caso de que se encontrase abierto con el seccionador de acceso a la barra abierto en el momento del impacto del rayo.

b. Cálculos previos

Frecuencia para la simulación: se ha considerado una frecuencia de simulación 350kHz para el modelamiento de la corriente del rayo.

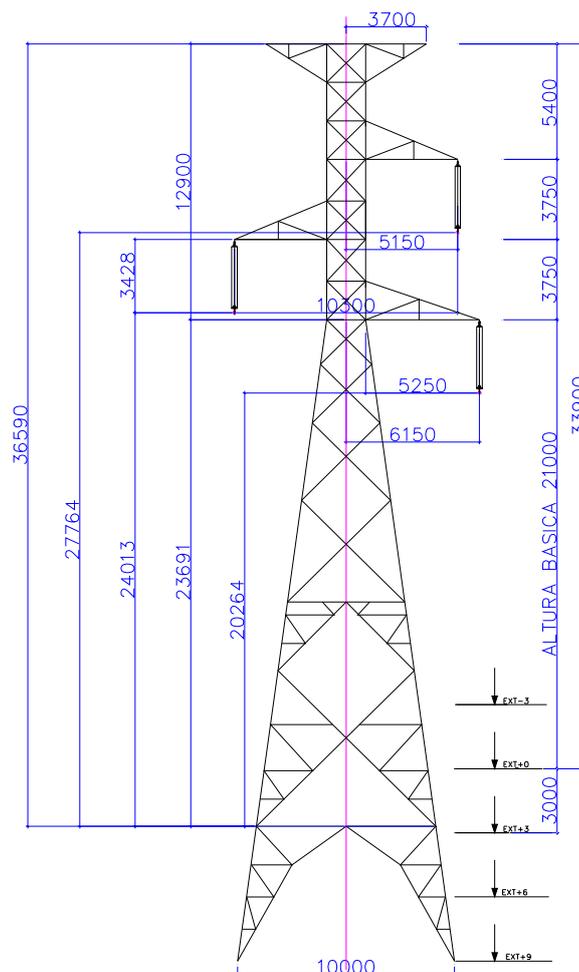


Fig.3.2: Estructura a la entrada de subestación. Distancias en milímetros

➤ Paso de tiempo para el cálculo: considerando los criterios presentados en el fundamento teórico se estimó de la siguiente manera:

- Estimación inicial

$$\frac{1}{10 \text{ frec.máx}} = \frac{1}{10 * 350 \text{kHz}} = 0.29 \mu\text{seg}.$$

- Segunda estimación: Tiempo de viaje de la onda mínimo: se tiene una distancia mínima de 14m en la barra. El tiempo de viaje de la onda en ésta pequeña longitud será:

$$\frac{14\text{m}}{300\text{m} / \mu\text{seg}} \approx 4,67 * 10^{-8} \text{seg}$$

Entonces el paso de tiempo para la simulación sería como mínimo de 20 nanosegundos (valor menor que la primera estimación).

Se probó con la primera estimación de 0.29 μseg y no se obtienen respuestas aceptables, debido por las longitudes (en metros) que se manejan en las conexiones a los descargadores. Se tienen longitudes menores dentro de la subestación como en el caso de las conexiones a transformadores de tensión en la línea y en los descargadores de las barras, pero para facilitar la convergencia del modelo se ha despreciado estas longitudes menores. Luego de varias simulaciones se ha obtenido como paso de tiempo adecuado 0.64 nanosegundos para el caso con interruptor cerrado y 0.65 nanosegundos con el interruptor abierto.

Cabe resaltar que es necesario un paso de tiempo muy pequeño debido a la extrema no linealidad del descargadores y la abrupta pendiente de la corriente de descarga (44kV/ μs), que generan problemas numéricos que no permiten la convergencia con los pasos de tiempo considerados inicialmente de acuerdo con las recomendaciones de [8].

c. Cálculo de la corriente crítica de descarga y su forma de onda

Para hallar la corriente crítica de descarga, se ha aplicado el modelo presentado en la norma IEC 60071-2 y el de la referencia [29] que se presentaron en el fundamento teórico. Como datos de entrada se ha considerado los valores típicos de vano, CFO, factor de acoplamiento, impedancia del cable de guarda, resistividad y resistencia de puesta a tierra. Los resultados se presentan en la tabla 3.2.

La forma de onda de la corriente de descarga será del tipo CIGRE.

Se ha calculado el valor de la pendiente de la onda del rayo y se ha calculado el tiempo de frente. El tiempo hasta la semiamplitud se ha considerado de 77.5 μs de acuerdo a las recomendaciones de [8]. Los cálculos se resumen en la tabla 3.3:

Los valores que se necesitan para representar la corriente de descarga que se simulará en el ATP son:

I	:	108.5 kA
S _m	:	44 kA/μs
t _f	:	2.6827μs
t _h	:	77.5 μs

En el programa de simulación ATP (Alternative Transient Program), la corriente del rayo se simula a través de una fuente de corriente con una amplitud de corriente igual a la corriente crítica de descarga, que se ha calculado en el paso previo.

Tabla N° 3.2: Calculo de la corriente crítica de descarga. Fuente [29].

Descripción	Línea 220kV
Altura de la torre, h (m)	35.0
Distancia entre cables de guarda, S _g (m)	7.4
Número de Tormentas al año	40.0
Densidad de Descargas a Tierra, N _g (flashes/km ² /año)	4.0
Radio de Atracción, R _A (m)	118
Ancho de Atracción, 2R _A + S _g (m)	243.8
Número de descargas, N_L (descargas/100km/año)	98
Tensión Nominal del Sistema (kV _{rms})	245
CFO de los aisladores de línea (kV)	950
Impedancia Característica de los cables de guarda, Z _g (Ohm)	270
Factor de acoplamiento capacitivo	0.35
Factor de frecuencia industrial	0.55
Resistencia de puesta a tierra de baja corriente, R ₀ (Ohm)	20
Resistividad del Suelo (Ohm-m)	1000
Longitud de Vano (m)	250
Valor de prueba para calcular R _i (kA)	108.5
Tiempo de viaje de la onda a través del vano, T _s (μs)	0.8
Constante de tiempo de cola (μs)	15
Non-standard CFO _{NS} (kV)	1086
Corriente Límite por Ionización, I _q (kA)	159
Resistencia de puesta a tierra de alta corriente, R _i (Ohm)	15
Resistencia Resultante de torre de impacto mas torres adyacentes, R _e (Ohm)	14
Corriente Crítica del Rayo, I_c (kA)	108.5
Número de descargas en la línea, N _L (descargas/100 km/año)	98
Corriente Crítica del Rayo, I _c (kA)	108.5
Probabilidad de que se exceda la corriente crítica del rayo, P(I > I _c)	0.025
BFR = 0.6 N_LP(I > I_c) (1/100 km/year)	1.5
BFR Modificado con respecto al N de Líneas (1/100 km/año)	1.5
MTBF aceptable de falla del aislamiento de la subestación (1/años)	100
Valor calculado de distancia crítica d _m (m)	667
Valor modificado de d _m con respecto a la longitud del vano (m)	750

d. Duración del flameo inverso

El flameo inverso provoca una falla monofásica a tierra como mínimo, y la falla a tierra no se autoextingue, por lo que su duración depende de la actuación del sistema de protección y la velocidad de la apertura del interruptor, típicamente de varios milisegundos.

3.3.5 Puesta a tierra no lineal.

Cabe recalcar que de las simulaciones se ha podido verificar que las resistencias de puesta a tierra que realmente sufren el efecto ionizante son muy pocas, la puesta a tierra de la estructura en la que impacta el rayo y las dos más próximas son las que en mayor medida disipan la corriente del rayo. Serían cuatro estructuras en el caso de que el rayo impactara en la mitad del vano.

Tabla N° 3.3: Cálculo de los parámetros de la corriente de descarga según CIGRE. Fuente [29]

Variable	Valor	Unidad	Descripción
I	108.5000	kA	Corriente Crítica de Rayo (dato)
S_m	44.1449	kA/ μ s	Máxima Pendiente de la corriente crítica (cálculo)
t_n	77.5000	μ s	Tiempo hasta la semiamplitud (dato)
t_m	2.8683	μ s	Tiempo hasta la cresta (cálculo)
t_f	2.6827	μ s	Tiempo de frente (iteración)
S_N	1.0915	-	Valor Intermedio (cálculo)
n	1.5336	-	Valor Intermedio (cálculo)
t_n	2.6252	μ s	Valor Intermedio (cálculo)
A	24.1752	-	Constante del Frente de Onda de Corriente (cálculo)
B	7.7804	-	Constante del Frente de Onda de Corriente (cálculo)
I frente	108.5000	kA	Corriente en el frente de onda de Corriente

3.3.6 Resultados de las simulaciones

a. Interruptor Abierto en la Bahía de Salida

Aunque no es usual, puede suceder que se tenga el interruptor abierto, con el seccionador de barra abierto y con el seccionador de línea cerrado, y que el rayo impacte en la línea en ése momento. Es el caso más crítico para la simulación, afecta principalmente al interruptor a la salida y al transformador de tensión. Es el caso más crítico para el descargador también, puesto que en este caso el descargador a la salida de la subestación será el que soporte toda la corriente de descarga generada por la sobretensión en su terminal.

Los valores máximos de sobretensiones fase-tierra en los equipos a la entrada de la subestación en este caso se muestran en la tabla 3.4 y en la figura 3.3.

Como se puede apreciar, las sobretensiones fase – tierra no logran superar el BIL del interruptor y el resto de equipos.

En el caso de las sobretensiones fase-fase, se generan sobretensiones superiores a los 750/850 kV obtenidos de acuerdo a la norma IEC 60071-2, pero no es un problema tampoco, puesto que no se tienen equipos trifásicos a la salida que puedan soportar las sobretensiones fase-fase, por lo que para cubrir eso se pueden confirmar las distancias mínimas en aire existentes, y verificar que son compatibles con el BIL de 1050kV, y con eso se supera esa dificultad. Sin embargo, en algún caso puede requerirse la aplicación de descargadores fase-fase para controlar las tensiones fase-fase. Las sobretensiones fase-fase para éste caso se muestran en la tabla 3.5.

b. Interruptor Cerrado

Con el interruptor cerrado la sobretensión ingresa a la subestación y, cada descargadores comienza a actuar de acuerdo con su curva característica, y se reparten la corriente de descarga. Las sobretensiones fase-tierra obtenidas se muestran en la tabla 3.6 y las sobretensiones fase-fase se muestran en la tabla 3.7. Las sobretensiones fase-tierra en bornes del transformador se presentan en la figura 3.4.

Como se aprecia, considerando el factor de seguridad y la corrección correspondiente por altura, el valor de la sobretensión aun se encuentra por debajo del valor estimado por la normativa IEC

El único caso en que se tiene un equipo trifasico en la subestacion es el transformador de potencia, que sí debería especificarse con un BIL de 1050kV.

Tabla N° 3.4: Sobretensiones fase – tierra – Interruptor Abierto

Sobretensiones en la subestación	Fase	Sobretensión fase-tierra simulación en ATP (kV)	Corregido por Altura & Factor de Seguridad (kV)	Calculo de acuerdo a la norma IEC 60071-2 (kV)	Tensión Normalizada Obtenida (kV)
Sobretensión en la Torre de Impacto	A	2404.8	-	-	-
	B	776.8	-	-	-
	C	1335.236	-	-	-
Transformadores de Tensión/seccionador/transformador de corriente Línea 1	A	448.352	639.78	716	750
	B	255.705	364.88	716	750
	C	378.51	540.11	716	750
Interruptor a la salida línea 1	A	461.358	658.33	822	850
	B	261.127	372.62	822	850
	C	379.549	541.6	822	850

Tabla N° 3.5: Sobretensiones fase – fase – Interruptor Abierto

Sobretensiones en la subestación	Fase	Sobretensión fase-tierra simulación en ATP (kV)	Corregido por Altura & Factor de Seguridad (kV)	Calculo de acuerdo a la norma IEC 60071-2 (kV)	Tensión Normalizada Obtenida (kV)
Sobretensión en la Torre de Impacto	A-B	1639.1	-	-	-
	B-C	563.13	-	-	-
	C-A	1076.2	-	-	-
Transformadores de Tensión/seccionador/transformador de corriente Línea 1	A-B	703.95	1004.5	1336	1050
	B-C	341.95	487.95	1336	1050
	C-A	363.35	518.48	1336	1050
Interruptor a la salida línea 1	A-B	714.28	1019.24	1336	1050
	B-C	344.99	492.28	1336	1050
	C-A	372.49	531.52	1336	1050

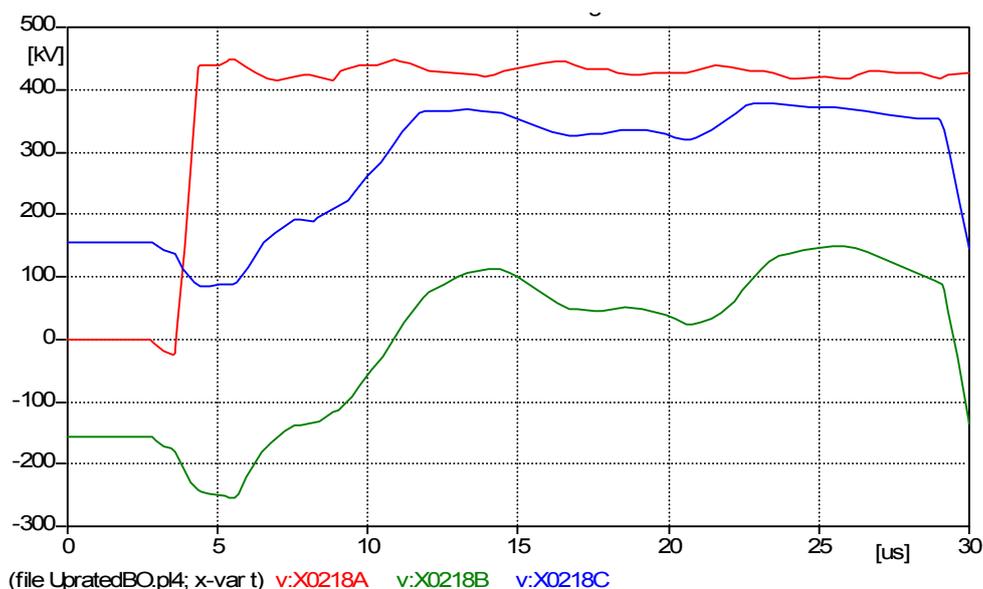


Fig. 3.3 Sobretensiones fase-tierra en equipos a la entrada de la subestación

Se aprecia entonces, en valor de colocar descargadores distribuidos en toda la subestación (en las bahías de salida, al frente de cada transformador, en las barras), ya que todos contribuyen en reducir la sobretensión.

c. Corriente de descarga en los descargadores de sobretensiones

Las corrientes de descarga máximas en los descargadores en el caso de tener el interruptor abierto se muestra en la tabla 3.8. Los resultados obtenidos con el interruptor cerrado se muestran en la Tabla 3.9.

Se aprecia de las simulaciones que los descargadores de línea a la salida de la subestación son lo que tienen una mayor exigencia en el control de las sobretensiones,

pero se comprueba que en este caso tampoco se supera su corriente nominal de descarga.

Los descargadores distribuidos en toda la subestación contribuyen a controlar las sobretensiones, y se reparten la corriente de descarga. La corriente de descarga en el descargadores de salida de línea con el interruptor cerrado se presenta en la figura 3.6

Debido a que el tiempo de duración de la sobretensión es un tiempo muy corto (algunos microsegundos), no se prevé una absorción de energía importante.

Tabla N° 3.6: Sobretensiones fase – tierra – Interruptor Cerrado

Sobretensiones en la subestación	Fase	Sobretensión fase-tierra simulación en ATP (kV)	Corregido por Altura & Factor de Seguridad (kV)	Calculo de acuerdo a la norma IEC 60071-2 (kV)	Tensión Normalizada Obtenida (kV)
En la Torre de Impacto	A	2404.79	-	-	-
	B	776.62	-	-	-
	C	1335.2	-	-	-
Trafos de Tensión/Trafos de Corriente/seccionador Línea 1	A	436.47	622.82	716	750
	B	235.16	335.56	716	750
	C	360.17	513.94	716	750
Seccionadores de Barra Línea 1	A	405.79	579.04	708	750
	B	253.17	361.26	708	750
	C	336.83	480.64	708	750
Seccionadores de Barra Línea 2	A	388.98	555.06	708	750
	B	278.45	397.33	708	750
	C	334.83	477.79	708	750
Seccionadores de Barra Trafo	A	384.95	549.3	708	750
	B	295.42	421.55	708	750
	C	335.33	478.5	708	750
Transformador de Tensión Barra 1	A	266.75	380.64	749	750
	B	338.73	483.35	749	750
	C	108.5	154.82	749	750
Transformador de Potencia/Interruptor de Transformador	A	400.66	571.72	729	750
	B	337.44	481.51	729	750
	C	340.21	485.46	729	750
Interruptor/Seccionador de Acoplamiento	A	393.33	561.26	791	850
	B	295.09	421.08	791	850
	C	334.7	477.6	791	850
Interruptor de Línea 1	A	421.6	601.6	822	850
	B	217.08	309.76	822	850
	C	350.56	500.23	822	850
Interruptor de Línea 2	A	392.25	559.72	822	850
	B	287.85	410.75	822	850
	C	335.22	478.34	822	850

d. Efecto de los transformadores de tensión y de los descargadores

Los transformadores de tensión contribuyen en gran medida a la reducción de las sobretensiones en la subestación y deben incluirse siempre en el modelamiento de los transitorios tipo rayo. Las sobretensiones con y sin descargadores y con y sin transformadores de tensión se presentan en la Tabla 3.10.

Se puede apreciar la gran diferencia en las sobretensiones cuando se aplican los descargadores

Tabla N° 3.7: Sobretensiones fase – fase – Interruptor Cerrado

Sobretensiones en la subestación	Fase	Sobretensión fase-fase simulación en ATP (kV)	Corregido por Altura & Factor de Seguridad (kV)	Calculo de acuerdo a la norma IEC 60071-2 (kV)	Tensión Normalizada Obtenida (kV)
En la Torre de Impacto	A-B	1639.5	-	-	-
	B-C	563.27	-	-	-
	C-A	1076.2	-	-	-
Trafos de Tensión/Trafos de Corriente/ seccionador Línea 1	A-B	623.81	890.15	1336	950
	B-C	329.21	469.77	1336	950
	C-A	297.54	424.57	1336	950
Seccionadores de Barra Línea 1	A-B	650.76	928.6	1282	950
	B-C	324.83	463.52	1282	950
	C-A	326.05	465.26	1282	950
Seccionadores de Barra Línea 2	A-B	656.31	936.52	1282	950
	B-C	326.13	465.37	1282	950
	C-A	330.17	471.14	1282	950
Seccionadores de Barra Trafo	A-B	671.77	958.58	1282	1050
	B-C	326.99	466.6	1282	1050
	C-A	344.79	492	1282	1050
Transformador de Tensión Barra 1	A-B	727.6	1038.25	1282	1050
	B-C	327.2	466.9	1282	1050
	C-A	400.79	571.91	1282	1050
Transformador de Potencia/Interruptor de Transformador	A-B	732.48	1045.21	1282	1050
	B-C	403.82	576.23	1282	1050
	C-A	328.66	468.98	1282	1050
Interruptor/Seccionador de Acoplamiento	A-B	674.84	962.96	1282	1050
	B-C	327.81	467.77	1282	1050
	C-A	348.14	496.78	1282	1050
Interruptor de Línea 1	A-B	604.74	862.93	1336	950
	B-C	280.17	399.79	1336	950
	C-A	327.1	466.76	1336	950
Interruptor de Línea 2	A-B	672.64	959.82	1336	1050
	B-C	328.24	468.38	1336	1050
	C-A	345.98	493.7	1336	1050

El efecto de los transformadores de tensión tipo capacitivo es también importante en la reducción de las sobretensiones.

El efecto de los transformadores de tensión no está incluido explícitamente dentro de las recomendaciones de la normativa IEC como parte de la coordinación del aislamiento.

Las trampas de onda también tienen un efecto en la reducción de las sobretensiones, al menos en las fases en las que están instaladas, aunque en menor medida que los transformadores de tensión.

e. Modelamiento del transformador de potencia

Como se aprecia, con la operación de los descargadores distribuidos en toda la subestación, el transformador no tiene problemas relacionados a las sobretensiones.

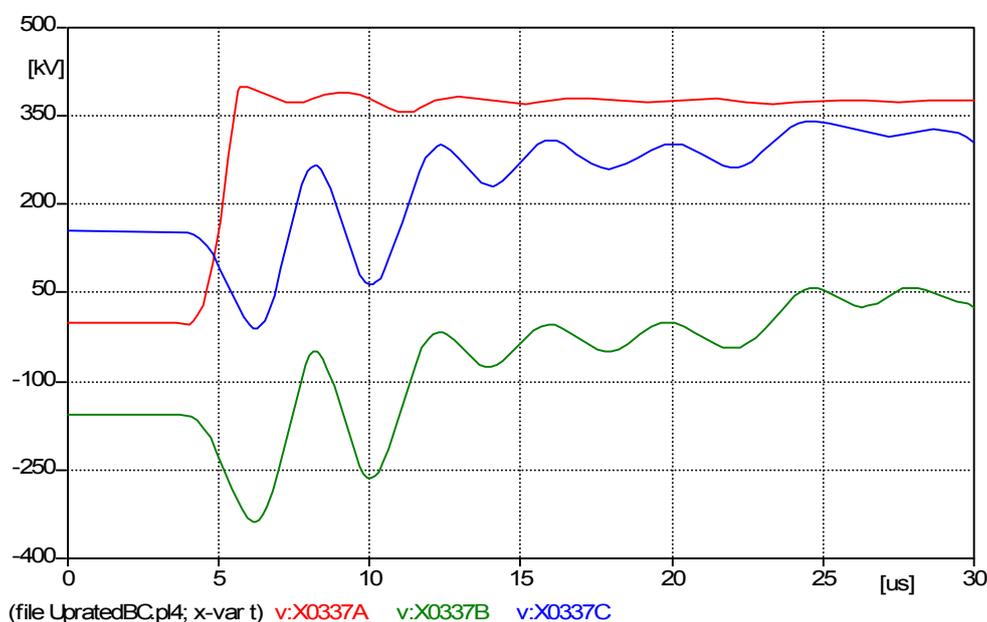


Fig. 3.4 Sobretensiones fase-tierra en bornes del transformador

Tabla N° 3.8: Corriente de descarga en el descargadores – Interruptor Abierto

Corrientes de descarga	Fase	Simulación en ATP (kA)	Corriente Nominal del Descargador (kA)
De descarga de rayo	A	108.5	-
A través de la torre donde impacta el rayo	-	81.93	-
En primera estructura de la línea de transmisión	-	7.49	-
En descargador de línea 1	A	6.07	10
	B	0.03	10
	C	0.37	10

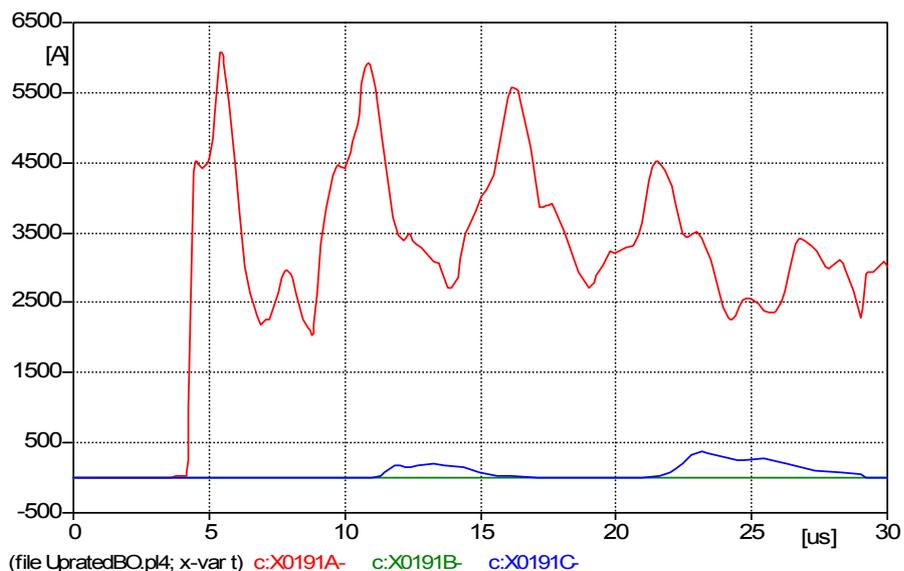


Fig. 3.5 Corriente en el descargador a la entrada de la subestación con el interruptor abierto

Tabla N° 3.9: Corriente de descarga en el descargador – Interruptor Cerrado

Corrientes de descarga	Fase	Simulación en ATP (kA)	Corriente Nominal del Descargador (kA)
De descarga de rayo	A	108,5	-
A través de la torre donde impacta el rayo	-	82.17	-
En primera estructura de la línea de transmisión	-	7.38	-
En el descargador de línea 1	A	4.25	10
	B	0.01	10
	C	0.12	10
En el descargador en barra bahía de transformador	A	0.54	10
	B	0	10
	C	0.02	10
En el descargador en barra bahía línea 1	A	1.48	10
	B	0	10
	C	0.02	10
En el descargador en barra bahía línea 2	A	0.69	10
	B	0	10
	C	0.02	10
En el descargador de transformador	A	1.19	10
	B	0.03	10
	C	0.03	10
En el descargador del interruptor de acoplamiento	A	0.9	10
	B	0	10
	C	0.02	10

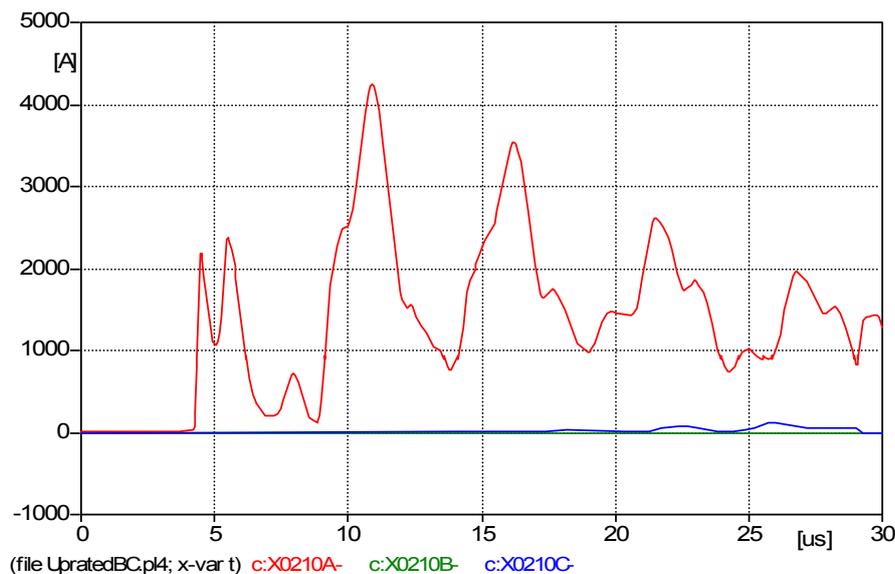


Fig. 3.6 Corriente en el descargador a la entrada de la subestación con el interruptor cerrado

El transformador se encuentra protegido por todos los descargadores que se encuentran antes de él. Sin embargo en éste caso, es necesario especificar el transformador con un BIL de 1050kV, debido a que es el único equipo trifásico que soportará las sobretensiones fase-fase en la subestación. No se ha considerado un modelamiento más allá del transformador de potencia porque es posible que se tenga el siguiente caso: interruptor del transformador en alta tensión cerrado y el interruptor en baja o media tensión abierto, por lo que esa sería la situación más crítica para el transformador (energizado en vacío). Debido a ello, no se está modelando las sobretensiones a través del transformador.

Debe tomarse en cuenta también que, de acuerdo a [13], se recomienda una coordinación de los márgenes de protección (en maniobra) de los descargadores en los lados de AT y BT a través de la siguiente relación:

$$SPL_{LV} > N(SPL_{HV}) \quad (3.1)$$

Esto quiere decir que el descargadores del lado de alta tensión debe seleccionarse para que opere antes que el descargadores de baja tensión y absorba la mayor parte de la energía.

En el anexo F.2 se presentan los gráficos donde se muestra las formas de onda obtenidas para las sobretensiones y las corrientes de descarga en los descargadores para todas las condiciones simuladas.

f. Flameo Inverso en la torre de impacto

El flameo inverso se consideró a través de un interruptor controlado por voltaje, que se active cuando la sobretensión supera el BIL de la cadena de aisladores.

El resultado se muestra en la figura 3.7.

En el momento del flameo la tensión en la cadena de aisladores pasa a 0kV. El BIL de la cadena de aisladores es 1105kV. Como se puede apreciar, cuando la sobretensión supera el BIL de la cadena de aisladores, el flameo genera una falla fase-tierra que luego sólo puede ser despejada a través del sistema de protección.

Tabla N° 3.10: Sobretensiones con/sin descargador y con/sin transformadores de tensión

Sobretensiones en la subestación	Fase	Sobretensión fase-tierra sin descargador ni transformadores de tensión	Sobretensión fase-tierra sin descargador y con transformadores de tensión	Sobretensión fase-tierra con descargador y con transformadores de tensión
Sobretensión en la Torre de Impacto	A	2403.6	2403.6	2404.79
	B	776.14	776.33	776.62
	C	1335.1	1335.1	1335.2
Transformadores de Tensión/Seccionador de línea/transformador de corriente Línea 1	A	2650	1505	436.47
	B	432.87	308.8	235.16
	C	744.6	561.47	360.17
Seccionadores de Barra Línea 1	A	2837.6	1480.1	405.79
	B	460.13	241.14	253.17
	C	759.78	515.4	336.83
Seccionadores de Barra Línea 2	A	2908.6	1552	388.98
	B	460.91	258.02	278.45
	C	797.09	530.71	334.83
Seccionadores de Barra Trafo	A	2962.4	1617.5	384.95
	B	468.78	285.72	295.42
	C	797.27	542.67	335.33
Transformador de Tensión Barra 1	A	2833	1487.3	266.75
	B	483.27	279.52	338.73
	C	771.55	545.17	108.5
Transformador de Potencia/Interruptor de Transformador	A	3057	1776.8	400.66
	B	494.24	356.1	337.44
	C	874.47	576.93	340.21
Interruptor/Seccionador de Acoplamiento	A	2859.5	1490.3	393.33
	B	509.43	281.59	295.09
	C	809.73	546.83	334.7
Interruptor de Línea 1	A	2659.3	1470.1	421.6
	B	441.83	240.09	217.08
	C	749.28	519.34	350.56
Interruptor de Línea 2	A	2943.4	1565.2	392.25
	B	489.69	262.64	287.85
	C	836.97	536.33	335.22

3.4 Comparación con los cálculos previos

La simulación de los transitorios verifica que efectivamente los resultados de la norma IEC son conservadores. En el caso de las sobretensiones de frente rápido, los valores de sobretensiones calculados son menores que los estimados con el procedimiento de la norma IEC.

Se verifica también que las sobretensiones fase-tierra no superan el valor del BIL seleccionado de acuerdo a la norma IEC (en el rango I el BIL especificado para fase-fase y fase tierra es el mismo), pero superan el BIL fase-fase normalizado seleccionado. Sin embargo, esto no es un problema, ya que en el patio de llaves no se tienen equipos trifásicos, por lo que se puede considerar una distancia mínima en aire. Adicionalmente, los interruptores en las bahías de salida tienen conexiones con barras sólidas en vez de conductores, por lo que no es necesario considerar las flechas y, es suficiente con las distancias mínimas de seguridad especificadas por la norma, mas su factor de seguridad.

El único equipo que debe ser especificado con un BIL superior es el transformador de potencia, que necesita 1050kV al ser el único equipo trifásico en la subestación que soportará las sobretensiones fase-fase.

3.5 Análisis de Sensibilidad

Ahora que se ha verificado que, cumpliendo la norma IEC, es posible lograr reducir el BIL de los equipos, se analizará los posibles efectos de variaciones de algunas variables del cálculo para analizar las posibles medidas mitigadoras de efectos imprevistos

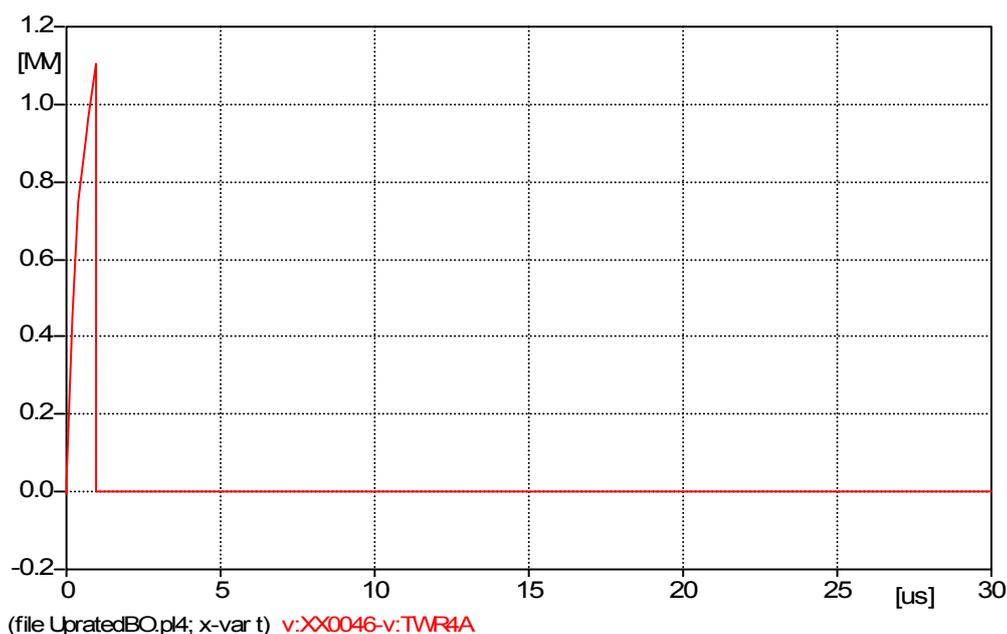


Fig. 3.7 Tensión en la cadena de aisladores en la torre de impacto.

3.5.1 Incremento del Nivel Isoceráunico

EL nivel isoceráunico tiene un impacto directo en la confiabilidad de la línea, pero no tiene impacto en la magnitud de la corriente crítica. Por lo que el análisis de sensibilidad asociado al nivel isoceráunico tiene efecto en la confiabilidad de la línea y la subestación.

Se considera que el nivel isoceráunico pueda incrementarse hasta en un 25%, tomando en cuenta los estudios presentados en [19] hechos por Mac Gorman, quien encontró que 25% es la máxima desviación estándar que se puede obtener para la información de tormentas en las lecturas de un periodo de 10 años, que sería la máxima precisión que se puede obtener, dada la naturaleza aleatoria del rayo. El valor obtenido de tasa de salidas para éste caso ha sido de 1.5 salidas/100km-año, por lo que aún con el incremento del 25%, se encuentra dentro de los valores aceptables considerados por la norma IEEE 1313.2 de 2 salidas/100km-año.

Para analizar el efecto se considera que la altitud de la subestación varíe entre 1000msnm y 4000msnm, y la comparamos con la ubicación actual a 2500msnm.

Los resultados se presentan en la tabla 3.11.

Tabla N° 3.11 Efecto de la altitud en el BIL seleccionado

Altitud de la instalación (msnm)	Tensión de soportabilidad normalizada de corta duración a frecuencia industrial (kV)	Tensión de soportabilidad normalizada al impulso tipo rayo (kV)
1000	395	650/750
2500	395	750/850
4000	460	950/1050

A nivel del mar es la situación mas conveniente para la reconversión, puesto que exige menores distancias mínimas de seguridad relacionadas al aislamiento. Adicionalmente, el efecto corona tiene una alta dependencia de la altitud, por lo que en algunos casos podría hacer necesario el cambio de todo el sistema de barras cuando se eleva el nivel de tensión. En los casos en los que el efecto de la altura es considerable, podría no ser económicamente atractiva la reconversión.

3.5.2 Incremento de la Potencia de Cortocircuito del Sistema

El incremento de la potencia de cortocircuito del sistema afecta más al equipamiento que no se modifica; para el equipamiento nuevo se considera como en el caso de una subestación convencional.

Sin embargo, debe considerarse que las cimentaciones de los equipos se diseñan con la fuerza a la que se someten los equipos y el barraje en condiciones de cortocircuito; y esta fuerza depende del cuadrado de la tensión.

La corriente de cortocircuito depende de la ubicación de la subestación en el sistema de potencia, cuanto más cerca se encuentre de la generación, más alta será la corriente de cortocircuito. Esto podría ser una limitante en el caso de la evaluación de reconversión de una subestación elevadora de una central de generación, por lo que, de darse ese caso, es importante su verificación.

En el caso de la presente tesis, no se está evaluando el incremento de la potencia de cortocircuito.

3.5.3 Evaluación del Efecto Corona

En este caso, la sección del conductor de las barras es de 400mm^2 . Se analizó el efecto Corona cuando las barras se someten al nivel de tensión de 220kV , y se encuentra que las barras soportarán el efecto Corona ya que el gradiente superficial promedio es mayor que el gradiente crítico disruptivo. Sin embargo, resultan valores muy cercanos, por lo que bajo algunas condiciones climáticas puede presentarse el efecto corona. Se ha calculado el gradiente crítico disruptivo para una condición de buen clima, aunque la condición más crítica de efecto corona sería en caso de lluvia que, sin embargo, no es un efecto permanente.

En éste caso, conviene monitorear los niveles de ruido previamente luego de la reconversión, y analizar el comportamiento de las barras con el nuevo nivel de tensión. En caso de suceder que se presenta con mucha frecuencia el efecto corona luego de algunas temporadas en servicio, o el nivel de ruido es superior al recomendado en la legislación nacional e internacional tal como se presenta en el Capítulo VII debe procederse a un cambio del sistema de barras o en todo caso, hacer un cambio en la ferretería, colocando ferretería anti-corona, como en el caso de las subestaciones con tensiones de operación mayores a 245kV .

La referencia [16] recomienda que para evitar el efecto corona la tensión crítica disruptiva en el conductor debe ser como mínimo 110% la tensión fase-tierra nominal de la instalación. Los detalles del cálculo se encuentran en el anexo G.

Con respecto a la magnitud de las sobretensiones, el efecto corona tiene a reducir la amplitud y pendiente de ingreso de las sobretensiones. El modelamiento del efecto corona es difícil, por lo que generalmente no se considera en la simulación de los transitorios electromagnéticos. Este es un factor a favor de la reconversión, puesto que implica que se tiene un margen adicional en el BIL de la subestación.

3.6 Medidas Mitigadoras

Una medida mitigadora de los efectos adversos que podrían presentarse en la subestación reconvertida sería un buen mantenimiento de la puesta a tierra, para

mantener dentro de lo estimado las salidas de servicio por flameo inverso. Los efectos del nivel isocerámico y la altitud se asumen considerados dentro del diseño.

CAPÍTULO IV

EVALUACIÓN DE LAS DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD DE LA SUBESTACIÓN RECONVERTIDA Y DE LAS DISTANCIAS DE FUGA

4.1 Relación entre el BIL y las distancias de seguridad.

La relación entre el BIL y las distancias de seguridad se presenta en el anexo A de la norma IEC 60071-2 y se reproduce en la figura 4.1.

Conforme a ella, en el caso de ésta subestación, nos corresponde aplicar las distancias mínimas de seguridad correspondientes a 750/850kV, que corresponden a una distancia mínima fase-tierra de 1,5/1,7m. En el caso de las distancias mínimas de seguridad fase-fase se tiene 2,1m correspondiente a un BIL de 1050kV, como resultado de la simulación. El BIL (o LIWV) de 850kV es el nivel de aislamiento más alto obtenido para los interruptores de las bahías de salida, pero en otros equipos más cercanos a los descargadores el BIL es 750kV. Estos valores ya incluyen la corrección por altitud de acuerdo a la norma IEC.

4.2 Distancias mínimas entre fases

Conforme a lo explicado en el capítulo II, se ha verificado que las distancias entre equipos consideren el efecto del movimiento del conductor en caso de cortocircuito, y las distancias necesarias para la operación y el mantenimiento. En el caso de la subestación a reconvertir, son necesarias las siguientes medidas adicionales:

4.2.1 Cambio del tipo de seccionador:

Utilizar los seccionadores de apertura central para 220kV quedó descartada debido a las distancias adicionales de seguridad que se requieren cuando tienen los brazos abiertos.

Para reducir la separación entre fases, la primera alternativa que se consideró fue la de instalar seccionadores tipo pantógrafo. Sin embargo, la altura requerida por los seccionadores de éste tipo, hicieron que éste tipo de seccionadores no sea factible para ésta aplicación.

Con la alternativa de aisladores de rotación central, se aprovecha al máximo el espacio disponible y se consideró como alternativa principal para ésta reconversión, por lo que es la alternativa seleccionada. Adicionalmente, la instalación de seccionadores de rotación central esfuerza menos a sus bases y les da mayor estabilidad.

Tabla 4.1: Correlación entre tensiones de soportabilidad al impulso atmosférico y distancias mínimas en el aire. Fuente [7]

Tensión Soportada al Impulso Tipo Rayo (kV)	Distancia Mínima (mm)	
	Punta-Estructura	Conductor-Estructura
20	60	
40	60	
60	90	
75	97	
95	160	
125	220	
145	270	
170	320	
200	380	
250	480	
325	630	
380	750	
450	900	
550	1100	
650	1300	
750	1500	
850	1700	1600
950	1900	1700
1050	2100	1900
1175	2350	2200
1300	2600	2400
1425	2850	2600
1550	3100	2900
1675	3350	3100
1800	3600	3300
1950	3900	4200
2100	4200	3900

Nota: Los impulsos atmosféricos normalizados son aplicables tanto fase-tierra como fase-fase
Las distancias punta-estructura y conductor-estructura son aplicables a aislamientos fase-tierra
La distancia punta-estructura es aplicable para los aislamientos fase-fase

4.2.2 Reducción de las flechas

El valor de flecha en los sistemas de barras flexibles aumenta la separación entre fases. Las estrategias para reducir las flechas fueron las siguientes:

- Aisladores tipo poste en el paso inferior por los pórticos intermedios: al colocar aisladores invertidos tipo poste en esa ubicación, se elimina la deflexión debido al viento y no se tienen que considerar medidas adicionales.
- Soportes metálicos: es necesario considerar un par de columnas metálicas adicionales para reducir a un máximo de 15m los vanos dentro del patio, para limitar las flechas y así limitar las distancias de seguridad fase-fase requeridas.

Luego de la aplicación de éstas medidas se ha reducido los vanos a un máximo de 15m y por lo tanto las flechas, con lo que los 3,5m existentes entre fases en la subestación cubren los requerimientos en 220kV para ésta instalación.

4.3 Distancias de seguridad con respecto a las personas y animales

Las distancias de seguridad también están relacionadas a las actividades de operación y mantenimiento. Los equipos en la subestación que requieren mantenimiento frecuente son los seccionadores e interruptores, por lo que se ha verificado que se cumplan las distancias recomendadas en la parte 1. Debido a que se tenían restricciones en el cumplimiento de tales distancias de seguridad en el caso de los seccionadores que dan acceso a las barras, se tomó la decisión de reducir la altura de los soportes de 2,5m hasta 1,5m (solo a los equipos que se encuentran debajo de las barras), y colocar barreras para el acceso en esa zona cuando la subestación esté energizada. El mantenimiento de los seccionadores de acceso a la barra requiere que la bahía a intervenir se encuentre fuera de servicio, por lo que las barreras no dificultan el mantenimiento. Los interruptores se encuentran fuera del barraje, por lo que no es necesaria esta reducción de la altura en sus soportes.

En el caso fallas provocadas por el ingreso de animales a la subestación, de acuerdo a [15] las fallas que estos ocasionan comienzan como fallas a tierra y a veces evolucionan como fallas fase-fase. Sin embargo, también se menciona que estas fallas ocurren típicamente en niveles de tensión de 15kV y menores, aunque se pueden presentar con cierta frecuencia hasta 46kV. Son relativamente poco comunes por encima de 46kV. Por lo tanto en éste caso, que es la reconversión de una subestación de 138kV hasta 220kV no se espera que las fallas causadas por los animales sean un problema.

En el Anexo K se muestra la verificación de las distancias de seguridad para éste caso.

4.4 Verificación de las distancias de fuga

De acuerdo a [4] en las reconversiones citadas no se modificaron las cadenas de aisladores (no se aumentaron platos ni se cambiaron cadenas). Sin embargo se precisó que es necesario verificar las distancias de fuga que se obtendrán en la subestación reconvertida y evaluar el aumento de la distancia de fuga con extensores de distancia de fuga (creepage extenders) en donde se requiera. Es posible entonces que las subestaciones reconvertidas puedan ser sensibles a la polución.

Si se considerase mantener la misma cadena de aisladores para el nuevo nivel de tensión, debe realizarse un estudio de la polución en la instalación existente, y evaluarse las medidas para obtener una distancia de fuga aceptable conforme al nuevo nivel de tensión.

En el caso de esta tesis se consideró aumentar la cantidad de platos en los aisladores en toda la subestación (la subestacion tiene cadenas de aisladores cerámicos), puesto que no se ha investigado el desempeño que tendría la cadena de aisladores ya instalada en 138kV en el nuevo nivel de tension en 220kV . Sin embargo esto reduce el margen disponible para las distancias mínimas de seguridad.

CAPÍTULO V

COMPARACIÓN CON LOS NIVELES DE AISLAMIENTO RECOMENDADOS POR LAS NORMAS

5.1 Relación BIL/Nivel de Tensión obtenida para la subestación reconvertida

El BIL efectivo (sin contar con la corrección por altura) es de 650/750kV, por lo que la relación BIL/kV obtenida para éste caso es de 2.95/3.41 p.u., comparado con un BIL típico de 1050kV que se utiliza en 220kV cuya relación BIL/kV es de 4.29p.u.

Vemos así el efecto de la aplicación de los descargadores tiene un impacto directo en la reducción del aislamiento, y acerca la relación BIL/kV de las instalaciones del rango I a las relaciones típicas del rango II. El BIL de 750kV corresponde a los interruptores de potencia.

Debe considerarse que las sobretensiones de maniobra no son consideradas en el rango de aplicación I, (tensiones menores o iguales a 245kV), y son convertidas a través de factores sugeridos en la norma IEC 60071-2.

5.2 Márgenes de protección al impulso tipo rayo y al impulso tipo maniobra

Considerando el BIL obtenido en los equipos en las subestación el margen de protección al impulso tipo rayo es el siguiente:

Margen de protección al impulso tipo rayo

$$PM = \frac{LIWV}{U_{pl}} = \frac{750}{466} = 1.61 \geq 1.2 \quad (5.1)$$

Como se puede apreciar, el margen de protección obtenido en la subestación se encuentra por encima del margen de protección recomendado por la norma IEEE.

No se considera un margen de protección al impulso de maniobra porque en el rango I de aplicación (tensión menor o igual a 245kV) las tensiones que se deben especificar son la tensión de corta duración a frecuencia industrial y la tensión de soportabilidad al impulso tipo rayo

5.3 Variación del tiempo entre fallas en el cálculo del Nivel de Aislamiento

Un factor importante que debe considerarse en una subestación reconvertida es su confiabilidad. Debe asegurarse que la confiabilidad de la subestación reconvertida es aceptable y que está en relación a su tiempo de vida.

La confiabilidad está incluida dentro del procedimiento de la norma IEC a través de la longitud equivalente de línea L_a en la siguiente fórmula:

$$U_{CW} = U_{pl} + \frac{A}{n} \frac{L}{L_{sp} + L_a} \quad (5.1)$$

$$L_a = \frac{R_a}{R_{km}} \quad (5.2)$$

Siendo:

R_{km} : es la tasa de salidas por año de la línea de transmisión por año para el primer kilómetro al frente de la subestación (unidad usual: 1/(100km.año)

R_a : tasa aceptable de falla del equipamiento

Así, el aislamiento seleccionado de acuerdo al procedimiento será mayor si se considera una tasa aceptable de fallas mas pequeña. La norma IEC recomienda considerar 1/1000 o 1/250 (una falla cada 250 años) en el caso de subestaciones en aire. Sin embargo, se ha considerado un tiempo entre fallas de 1/100, es decir, una falla cada 100 años.

Debe tenerse en cuenta también que el tiempo de duración de los equipos es en promedio de 40 años.

Es bueno tener en cuenta que la referencia [12] (en el punto 6.3.2.3) considera aceptable un tiempo medio entre fallas de 50-200 años para las subestaciones en aire y de 800 años para subestaciones GIS.

Las recomendaciones presentadas en la referencia [5] para aumentar la corriente crítica de descarga aumentan la confiabilidad de las subestaciones reconvertidas e impactan en el cálculo de la confiabilidad de la subestación.

5.4 Elección del nivel de tensión normalizado

Las referencias bibliográficas principales para esta tesis con respecto a la reconversión de subestaciones están relacionadas a la normativa IEEE. Sin embargo, en éste caso se ha explorado las posibilidades de reconversión considerando la normativa IEC porque es de mayor aplicación en el caso peruano y es actualmente la tendencia a nivel internacional.

En el caso de la subestación Legget (referencia [3]) lograron reconvertir una subestación 115kV/ 550kV BIL a 230kV/550kV BIL a 1800msnm mientras que en éste caso se ha conseguido reconvertir una subestación 138kV/750kV BIL a 220/750-850kV BIL a 2500msnm.

Si esta subestación reconvertida se encontrara a nivel del mar el BIL sería de 650/750kV. Este BIL es superior en un paso al considerado en el artículo [1]. El BIL de

550kV obtenido en las subestaciones citadas en el artículo [1] se podría obtener bajo la metodología de la norma IEC bajo ciertas condiciones especiales de baja altitud y sobretensiones temporales poco severas. Al no tenerse esas condiciones en éste caso, no se ha podido obtener tal nivel de aislamiento al impulso para ésta subestación en 220kV.

Debe notarse que 650kV de BIL es el nivel mínimo de aislamiento para el nivel de tensión de 245kV. No podría seleccionarse un equipo con un BIL normalizado de 550kV para el nivel de 245kV, porque la tensión de corta duración de frecuencia industrial (SDPFV - Short Duration Power Frequency Voltage) sería de 230kV, que es un valor muy cercano a la tensión nominal de 220kV. Puede sin embargo, especificarse una tensión de corta duración de frecuencia industrial de 275 como mínimo y 550kV BIL o LIWV, pero no sería una elección normalizada. Tanto la norma IEC 60071-2 y la norma IEEE Std 1313.1 – 1996 especifican 230kV como tensión de corta duración a frecuencia industrial para un BIL de 550kV.

En el caso de ésta tesis, tendríamos que seleccionar la pareja 395/750 y 395/850 kV para tensiones de corta duración de frecuencia industrial y BIL como tensiones de diseño, pero no serían normalizadas. Sin embargo, podría fabricarse y evaluarse los costos de diseño que se supone serían menores por tener un nivel menor de aislamiento.

En el peor de los casos, podrían seleccionarse equipos con niveles de aislamiento 395/950 kV, aunque se tendría un amplio margen en el BIL.

Cabe recalcar que el interés de reducir el BIL está relacionado a la reducción de las distancias de seguridad, que dependen directamente del BIL obtenido para la instalación, por lo que, al tener equipos con un BIL de 950kV y protegidos por descargadores, no se tendrían problemas para tener distancias de seguridad correspondientes al BIL de 750/850 kV.

El uso de extensores de distancias de fuga evitaría ampliar las cadenas de aisladores para las barras, ganando distancias de seguridad en la subestación.

Como en el caso de el diseño de líneas de transmisión de 420kV compactas citadas en el artículo [31], la reconversión de subestaciones en zonas con bajo nivel cerámico es favorable, ya que las subestaciones no estarían sometidas realmente a sobretensiones del tipo rayo, como en la zona de Lima, o zonas de baja altitud.

Una de las intenciones de los autores de la publicación [2] era plantear una revisión de los niveles de aislamiento normalizados con miras a una reducción de los niveles de aislamiento existentes en el rango I, considerando la aplicación de descargadores en el diseño de subestaciones. Ésta posibilidad es factible, si se acumula suficiente experiencia con subestaciones operando con el nivel de aislamiento reducido.

CAPÍTULO VI

COMPARACION DE COSTOS

Se ha evaluado los costos de reconvertir algunas de las bahías de la subestación y se ha comparado con el costo que se requeriría para renovarlas totalmente.

Las actividades más importantes que se han tomado en cuenta son las siguientes:

En la opción de reconversión:

- Costo de desmontaje y montaje de equipos
- Costo de nuevas bases para descargadores, y equipos en la bahía disponible
- Reemplazo del cableado de control y protección existente.

En la opción de renovación

- Costo de desmontaje de equipos
- Desmontaje de pórticos y sistema de barras
- Costo de retiro y demolición de bases, canaletas y sistemas de drenaje
- Costo de reemplazo del cableado de control y protección (implica retiro del cableado existente)
- Costo de Terreno adicional (en éste caso no se utiliza para la comparación)
- Costo de nivelación de terreno
- Nuevas obras civiles y montaje de estructuras electromecánicas
- Costo del montaje de nuevos equipos en nuevas ubicaciones.

Con estas consideraciones, para éste caso, el costo de la reconversión con equipos convencionales es aproximadamente 35% menor que el costo de renovar totalmente la subestación (con equipos convencionales).

Debe tomarse en cuenta que el costo de renovar parcialmente la subestación implica necesariamente un aumento del área de la subestación, por lo que es solo con fines comparativos.

Si no se tiene una mayor área para renovar una subestación las opciones a considerar serían: la reconversión de la subestación y el cambio por una subestación GIS (Gas Insulated Switchgear-Subestación Aislada en Gas SF₆).

La composición de los costos directos en la reconversión se presenta en la tabla 6.1. Las ventajas económicas que se pueden obtener a través de la reconversión de subestaciones dependen de cada situación particular.

Reconvertir parcial o totalmente una subestacion existente es una opcion técnica que forma parte de un proyecto de ampliación o aumento de la capacidad de suministro eléctrico para una instalación. Como tal constituye una opción para evaluar la factibilidad económica del proyecto.

Tabla N° 6.1: Comparacion de Costos de Reconversión (1) vs Renovación (2)

ITEM	DESCRIPCIÓN	TOTAL US\$ (1)	TOTAL US\$ (2)	DIFERENCIA US\$ (2)-(1)
1	COSTOS DIRECTOS			
1.1	SUMINISTROS DE MATERIALES Y EQUIPOS	1,524,000.00	2,142,558.60	618,558.60
1.2	MONTAJE ELECTROMECAÁNICO	242,580.00	298,520.00	55,940.00
1.3	OBRAS CIVILES	33,799.58	333,499.48	299,699.90
4	TOTAL DE COSTOS DIRECTOS	1,800,379.58	2,774,578.08	974,198.50
	DIFERENCIA DE COSTOS			35.11%

Dentro de los puntos que deben considerarse en la evaluacion económica son los siguientes:

- Demanda de Potencia y Energía
- Costos de Inversiones (aquí se incluye el proyecto de reconversión).
- Valorización de las Pérdidas en Sistemas de Transmisión Existentes
- Diferencias en los Precios de la Energía en diferentes puntos de suministro
- Costos de Líneas de Transmisión requeridas

En instalaciones donde el costo de parada es alto , las restricciones para sacar fuera de servicio una instalación son altas, por lo que deben incluirse en la evaluación alternativas de suministro de energía temporales disponibles, como por ejemplo las siguientes:

- Costo de suministro de energía a través de grupos electrógenos
- Líneas de construcción temporal durante el tiempo que dure la reconversión hacia fuentes alternativas de suministro de energía

Adicionalmente, la reconversión puede programarse para que sea realizada en momentos en los que la instalación necesariamente debe reducir o suprimir su demanda de energía como por ejemplo en el caso de las industrias, durante los mantenimientos preventivos programados. Es posible también reconvertir la subestación por bahías y cambiando gradualmente los equipos (interruptores, seccionadores y descargadores),

aprovechando las paradas programadas de la subestación. De esta manera, el tiempo de parada sería mínimo y su impacto en el funcionamiento de la instalación.

En el caso de centrales de generación, puede aprovecharse los momentos en los que la rentabilidad de la generación de energía es baja (períodos de avenida en el caso de centrales hidráulicas) o en períodos de mantenimiento.

CAPÍTULO VII

CONSIDERACIONES ADICIONALES

7.1 Envejecimiento de los equipos

En el caso de la norma IEC 60071-1 (versión 2006), en el punto 5.4, se menciona que dentro de los efectos combinados que se tienen en cuenta en el factor de seguridad (U_{rw}), se encuentra el envejecimiento de la instalación. Se menciona también que los factores de seguridad presentes en la norma IEC 60071-2 han sido derivados de la experiencia.

En el caso de la norma IEC 60071-2 (versión 1996), en el punto 4.3 se reconoce el envejecimiento de los equipos como un factor a considerarse. Sin embargo, en el caso de los aislamientos externos (en aire) no se considera envejecimiento en el caso de la coordinación del aislamiento, pero se reconoce que en el caso de los aislamientos internos el envejecimiento de los mismos debería ser cubierto por los factores de seguridad recomendados, que según menciona la norma IEC 60071-1, han sido derivados de la experiencia.

Para la reconversión de subestaciones, en el caso del equipamiento nuevo, aunque sea un aislamiento aparentemente menor que lo usual, no sería necesario considerarse un factor de seguridad adicional por envejecimiento porque se están considerando los factores ya recomendados por la norma IEC. En el caso del equipamiento que no es cambiado, se debe evaluar el tiempo de vida.

Cabe mencionar que el artículo original [2] con el cual se ha iniciado la discusión de esta tesis, no menciona ningún factor relacionado al envejecimiento.

7.2 Efectos en la operación de la subestación reconvertida

De acuerdo con [2], se prevé un incremento del ruido en la subestación luego de la reconversión. Debido a ello, antes de la reconversión deben efectuarse mediciones de ruido para compararlo con mediciones posteriores a la reconversión, y verificar que ambas se encuentran por debajo de los límites requeridos por la legislación.

La referencia [17] presenta límites típicos para norteamérica. Con respecto a los niveles de ruido en Perú no se tiene conocimiento de alguna norma específica que considere niveles de ruido en las actividades eléctricas. Para efectos de comparación, en la tabla 7.1 se presenta los límites de ruido (Estándares Primarios de Calidad Ambiental -

ECA) permitidos por la legislación peruana presentados en DS N° 085-2003 PCM “Reglamento de Estándares Nacionales de Calidad Ambiental para Ruido” y los límites de ruido típicos para subestaciones de acuerdo a [17]:

Tabla N° 6.1: Límites de ruido de acuerdo a la legislación peruana y límites típicos de acuerdo a la guía IEEE Std 1127-1998 en dBA

Zonas de Aplicación	DS N° 085-2003 PCM		IEEE Std 1127-1998
	Horario Diurno	Horario Nocturno	
Zonas de Protección Especial	50	40	-
Residencial	60	50	55
Comercial	70	60	65
Industrial	80	70	75

En el Reglamento de Estándares Nacionales de Calidad Ambiental para ruido, los límites son para actividades en general sin especificar que se refieren al ruido generado por subestaciones.

Al verificar las distancias de seguridad para el mantenimiento de interruptores y limitar el acceso a los equipos en las barras durante la operación a través de barreras de acceso, estamos evitando que se tengan problemas en la operación y el mantenimiento de la subestación reconvertida.

CAPÍTULO VIII
PROCEDIMIENTO PARA LA RECONVERSIÓN DE UNA SUBESTACIÓN
TOMANDO EN CUENTA LA NORMATIVA IEC

Luego del análisis realizado para el caso de estudio, y considerando el esquema inicial planteado por [2], el proceso para evaluar la reconversión de una subestación puede plantearse de manera simplificada de la siguiente manera:

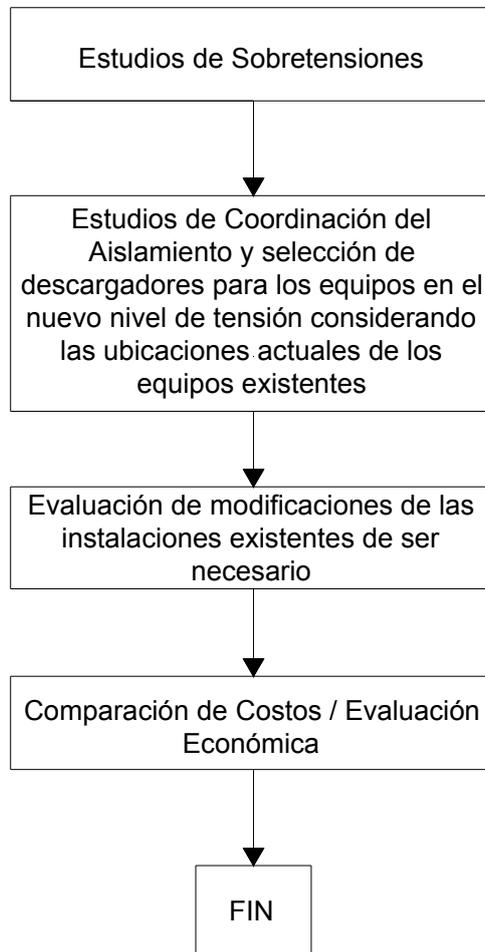


Fig.8.1: Diagrama de Flujo simplificado para la reconversión de una subestación tomando en cuenta a la normativa IEC

- La primera parte del proceso consiste en el modelamiento de los transitorios electromagnéticos, tanto de maniobra como de rayo considerando el cambio de equipos para el nuevo nivel de tensión.

- La segunda parte del proceso es la coordinación del aislamiento para todos los equipos de acuerdo a la norma IEC 60071-1 y 60071-2, y la selección y ubicación de descargadores. Con estos resultados se obtienen las distancias mínimas de seguridad para el nuevo nivel de tensión.
- La tercera parte es la evaluación de modificaciones en las instalaciones existentes, debido a lo siguiente:
 - Estudio de polución en las instalaciones existentes, para evaluar si es necesario aumentar o cambiar las cadenas de aisladores, o aumentar las distancias de fuga solamente.
 - Verificación de las distancias mínimas de seguridad y evaluación de la reducción de flechas para reducir las distancias de seguridad de diseño que se requieren en la nueva instalación.
 - Verificación del diseño de las obras civiles, para confirmar que las instalaciones existentes soportarán las nuevas condiciones que se presentarán en el nuevo nivel de tensión (aumento de los niveles de cortocircuito)
 - Verificación del efecto corona, para evaluar el desempeño de las barras y conductores existentes en la subestación.
 - Entre otros
- La cuarta parte es la comparación de costos y evaluación económica en los que se incurre en las modificaciones presentadas en el ítem anterior, siendo factible la reconversión si los costos son inferiores al proceso de reconstruir totalmente la subestación. De ser factible puede procederse con el monitoreo de los niveles de ruido en la subestación existente para compararlo con el ruido en la subestación reconvertida, y verificar que se está cumpliendo con la normativa relacionada.

Las dos primeras partes corresponden a los análisis típicos que se deben considerar en el diseño de subestaciones y las dos siguientes corresponden a las actividades que se necesitan evaluar en la reconversión de subestaciones.

El cuadro detallado de los puntos de deben considerarse para realizar una reconversión de subestaciones se encuentra en el anexo N.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

1. Se ha verificado que la aplicación de los descargadores de sobretensiones de óxido metálico dentro del proceso de coordinación del aislamiento reduce el nivel de aislamiento el impulso tipo rayo (LIWV o BIL) para los equipos, lo que permite reducir las distancias de seguridad requeridas dentro de las subestaciones que se pretende reconvertir. Se ha validado por medio de la simulación de los transitorios electromagnéticos del tipo rayo, que los niveles de aislamiento obtenidos siguiendo la metodología de la norma IEC 60071-2 son conservadores. Debe tenerse en cuenta que el procedimiento de coordinación del aislamiento de la normativa IEC no confirma ni niega el efecto de los transformadores de tensión, de reducir las sobretensiones en la subestación que sí se considera en la simulación de los transitorios electromagnéticos.
2. Aplicación de la Normativa IEC para la reconversión de subestaciones: Se aplicó el proceso de coordinación de aislamiento de acuerdo a la normativa IEC, considerando los márgenes de protección del descargadores tal como lo recomienda la normativa IEEE, y hemos obtenido niveles de aislamiento (BIL) de 750/850 kV para los equipos en 220kV. La altitud de la instalación modelo es 2500msnm. La tensión de corta duración a la frecuencia industrial necesaria para esa aplicación sería de 395kV, por lo que el nivel de aislamiento de los equipos no sería normalizado.

Puede obtenerse un BIL de 550kV para esta aplicación asignándole un grado de confiabilidad (a través de la tasa aceptable de falla) menor a lo típicamente considerado dentro de la normativa IEEE e IEC, pero dependería del usuario el aceptar esa selección. Sin embargo, obtener un BIL de 550kV para una subestación en 220kV implica que el nivel de aislamiento a seleccionar para los equipos no sería normalizado, porque la tensión de corta duración a la frecuencia industrial tendría que ser superior a 230kV, que es la correspondiente al BIL de 550kV, ya que se encuentra muy cercana a 220kV que es la tensión de operación. Puede sin embargo, escogerse un nivel de aislamiento superior normalizado para los equipos, si no es económicamente atractiva la aplicación del nivel de aislamiento no normalizado seleccionado (se tendría mayor BIL del necesario en los equipos). Lo importante de optimizar el BIL en la aplicación de

reconversión de subestaciones es aprovechar la configuración de una subestación existente en un nivel de tensión menor y evitar los costos de reconstrucción y los tiempos de parada implicados. Cabe resaltar que el margen de protección al impulso de rayo en el caso de una subestación con un BIL de 550kV puede ser superior al 1.2 recomendado por la norma IEEE Std C62.22-1997, aunque de acuerdo a [2], si se considera el efecto de la separación de los descargadores, el margen de protección al impulso tipo rayo mínimo requerido es de 1.15.

3. Estudio de Polución: En lo que se refiere a los aisladores dentro de la subestación, con un apropiado estudio de polución puede determinarse si es necesario aumentar la cadena de aisladores, cambiar los aisladores, o si sólo es necesario aumentar la distancia de fuga para que se puedan utilizar en el nivel de tensión al que se pretende reconvertir la subestación.
4. Resultados de la simulación de los transitorios electromagnéticos: si bien las sobretensiones fase-tierra obtenidas en la simulación, y corregidas con los factores de seguridad y altitud son menores a las tensiones soportadas normalizadas, las sobretensiones fase-fase son mayores que las sobretensiones fase-tierra, aunque menores a las calculadas a través del procedimiento de la norma IEC 60071-2. Estas sobretensiones sólo afectan a los equipos trifásicos, por lo que pueden considerarse distancias mínimas fase-fase en aire, sin necesidad de que deban considerarse en los equipos que sólo soportarán sobretensiones fase-tierra. En el caso de ésta tesis, el único equipo trifásico que requeriría ser especificado con un BIL de 1050kV es el transformador de potencia ya que es el único que soportará las tensiones fase-fase.
5. Efecto Corona: el efecto corona mejora las condiciones a favor de la reconversión, puesto que reduce la pendiente y amplitud de la sobretensión. Éste efecto no se ha considerado en la simulación de los transitorios electromagnéticos, porque se quería explorar la magnitud de la corriente de descarga en las estructuras cercanas a la subestación. Una forma de considerar el efecto corona es aplicando el factor de efecto corona y simulando el impacto de una sobretensión con la pendiente reducida. El factor de efecto corona se encuentra en el anexo F de la norma IEC 60071-2.
6. Comparación de costos de la reconversión: en general, el costo de reconvertir una subestación es inferior al de renovarla totalmente. En este ejemplo, la opción de reconvertir tiene un costo 35% menor que la opción de renovar la subestación (con equipos convencionales), excluyendo los costos del transformador y sus obras civiles. La diferencia radica básicamente en las obras civiles (bases de equipos y pórticos, canaletas y drenajes), estructuras metálicas y sistemas de barras. A pesar de la reducción del aislamiento en el equipamiento electromecánico, debido a la

disponibilidad de equipos en el mercado, los costos son comparables. Sin embargo, si una empresa considerase la reconversión de varias subestaciones, podría negociar la adquisición de equipos con aislamiento que requiere y aprovechar la economía de escala que ello supone.

7. Factores que pueden limitar la reconversión

- Efecto de la Altitud: la altitud tiene un efecto crítico en la coordinación del aislamiento, que obliga a estudiar en detalle la ubicación de los descargadores para contrarrestar su efecto. A mayor altitud son mayores los cambios que deben realizarse para lograr que la subestación existente sea reconvertible como por ejemplo, limitar el movimiento de los conductores entre fases, cambio del tipo de seccionadores, reducir la altura de los soportes de los equipos y colocar barreras para limitar el acceso al área de la subestación cuando está energizada, etc. Estos cambios implican un costo adicional que aumenta el costo total de la reconversión. Si la misma subestación del caso considerado se encontrase a nivel del mar no sería necesario reducir la altura de los soportes de los equipos y en consecuencia no sería necesario colocar barreras de acceso, ni reducir los soportes. Por lo explicado, mientras a más altura se encuentre la subestación existente, son mayores las restricciones para su reconversión, y deben considerarse medidas adicionales para que sea factible.
- El efecto corona, que en general no es un problema en las instalaciones del rango I, se vuelve crítico en una reconversión de subestación (aún mucho más con la altura), por lo que debe verificarse que no se tienen problemas al respecto. Debido al efecto corona, se espera que la subestación reconvertida tenga un mayor nivel de ruido que la subestación existente, por lo que el monitoreo del ruido en la subestación existente es necesario para verificar que no se tienen problemas por ese lado. En algunas ocasiones puede requerirse el cambio del sistema de barras debido al efecto corona.
- Equipamiento Disponible en el mercado: el costo de un equipo con nivel de aislamiento diferente del típico, que implique costos adicionales debido a ello, limita la economía de la reconversión a un nivel de aislamiento mínimo económico. Por ejemplo en el caso de ésta tesis, si la subestación se hubiese encontrado a nivel del mar y no a 2500msnm, el BIL requerido para los seccionadores hubiese sido de 650kV BIL. El mínimo nivel de aislamiento disponible en 220kV para seccionadores de rotación central en ciertos proveedores encontrado fue de 950kV BIL. La limitación está relacionada a cada aplicación en particular y debe evaluarse caso por caso en coordinación con el proveedor para tomar una decisión técnica y económicamente factible. Sin embargo, las limitaciones en la fabricación de los equipos no afectan en nada la selección de las distancias de separación en aire y su relación con el BIL o LIWV.

➤ Contaminación Ambiental: la contaminación ambiental puede ser un factor limitante en la reconversión de subestaciones, cuando no se tiene previsto aumentar las cadenas de aisladores en la subestación existente en el nuevo nivel de tensión. Es importante evaluar la polución en el sitio como parte de los estudios que deben realizarse en las subestaciones a reconvertir. En el caso de esta tesis se optó por aumentar platos en las cadenas de aisladores, en lugar de utilizar extensores de fuga como parte de la aplicación realizada para mostrar la metodología.

RECOMENDACIONES

1. Potenciales aplicaciones de la metodología de reducción del aislamiento

➤ La aplicación de descargadores en la coordinación del aislamiento sugerida por la norma IEC permite que se reduzcan los niveles de aislamiento necesario, logrando así de manera directa una reducción de las distancias de seguridad entre fases y fase-tierra necesarias para una instalación dada. Así se pueden tener subestaciones compactas y subestaciones con dimensiones típicas en ubicaciones donde es necesario mayor espaciamiento entre fases para lograr el nivel de aislamiento requerido, por ejemplo en el caso de subestaciones en altura.

➤ Una reconversión de una subestación es una alternativa factible en cuanto retrasa o reduce inversiones y minimiza pérdidas por suspensión de la producción. El tiempo que toma realizar una reconversión es mucho menor que una renovación total. La tecnología GIS sigue siendo una tecnología de alto costo y podría no ser una solución conveniente en todos los casos cuando se le compara con una reconversión como la planteada. Las situaciones críticas en las que se tienen altas posibilidades de que una subestación pueda ser reconvertida son las siguientes:

- Clientes industriales: el costo del tiempo de parada de estos clientes es alto, por lo que la renovación total de una subestación implica un sacrificio económico por el tiempo de parada. Dependiendo de la magnitud de la subestación, el tiempo de parada para una renovación total (en el caso de una subestación convencional) es de por lo menos, meses.

- El costo de los terrenos en la zona del proyecto que puede ser muy alto en zonas industriales.

- La empresa tiene stock de equipos para la subestación.

- Empresas de Generación de Energía: además del costo del tiempo de parada, se tiene la limitada disponibilidad de espacio. El aumento de la capacidad de generación de energía podría requerir un aumento del nivel de tensión en la subestación de salida, y el espacio que utiliza la subestación de salida de la central es el único espacio disponible.

2. Evaluación de Proyectos candidatos para ésta metodología

- Evaluación de las obras civiles adicionales o reformas a considerarse: sobre todo en bases de equipos: Puede reducirse el tiempo de montaje prefabricando los soportes para que el tiempo de montaje se reduzca sólo al de una excavación por equipo adicional. Sin embargo esto tendrá poco impacto en el costo porque las bases de equipos que se reemplazarán son mínimas.
- Estimación del mantenimiento de equipos: el equipamiento principal de la subestación sería nuevo, por lo que no se agregaría un mayor tiempo de mantenimiento.
- En el caso de subestaciones en zonas de alta polución, debe evaluarse si los periodos de mantenimiento actuales pueden mantenerse. Las nuevas distancias de fuga deben considerarse de acuerdo al ambiente de la instalación.
- Tiempo de vida de la instalación: uno debería reconvertir una subestación si se estima que se tiene aún un tiempo de vida razonable para los equipos y estructuras metálicas que no se reemplazarán.
- La reconversión de una subestación debe evaluarse económicamente para compararla con la renovación total de la subestación. Su principal ventaja sería la reducción y/o postergación de inversiones en el mediano plazo.
- Vigilancia de los niveles de aislamiento: la reconversión es factible utilizando descargadores, mientras que éstos funcionen bien. De no ser así no se cumplirían las premisas del diseño. Por lo tanto debe controlarse el desempeño de los descargadores, por ejemplo, vigilando sus corrientes de fuga. Un monitoreo permanente de los armónicos en las corrientes de fuga de los descargadores puede alertar acerca de un mal funcionamiento de los mismos. Con los costos actuales y la disponibilidad de estos equipos actualmente el monitoreo de los descargadores no constituye un problema.
- En el anexo N se presenta un esquema con los pasos a considerar para evaluar si una subestación existente es candidata para una reconversión.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] "Substation Voltage Upgrading", IEEE Power Engineering Review, July 1989.
- [2] "Substation Voltage Upgrading: Design and Experience", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol 6, No 3, July 1991
- [3] "Safety Aspects in Substation Voltage Upgrading", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol 7, No 3, July 1992
- [4] "Performance of Upgraded Substations in Contaminated Environments", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol 13, No 4, July 1998
- [5] "A Simple Approach to Improve Lightning Performance of an Upgraded Substation" IEEE Transactions on Power Delivery Vol 11, Issue 6, July 1996
- [6] IEC 60071-1, "Insulation Co-ordination- Part 1 Definitions, principles and rules Edition 8.0 2006-01"
- [7] IEC 60071-2, Insulation Co-ordination- Part 2 Application Guide
- [8] IEC TR 60071-4, Insulation Co-ordination-Part 4 Computational Guide to insulation co-ordination and modelling of Electrical Networks Edition 2004
- [9] IEC 60099-4 Surge Arresters- Part 4 Metal oxide arresters without gaps for a.c. systems
- [10] IEC 60099-5 Surge Arresters- Part 5 Selection and application recommendations
- [11] IEEE Std 1313.1-1996, "IEEE Standard for Insulation Coordination – Definitions, Principles and Rules"
- [12] IEEE Std 1313.2-1999, "IEEE Guide for the Application of Insulation Coordination"
- [13] IEEE Std C62.22-1997, "IEEE Guide for the Application of Metal-Oxide Surge Arresters for Alternating-Current Systems"
- [14] IEEE Std 1427-2006, "IEEE Guide for Recommended Electrical Clearances and Insulation Levels in Air Insulated Electrical Power Substations"
- [15] IEEE Std 1264-1993, "IEEE Guide for Animal Deterrents for Electric Power Supply Substations"
- [16] IEEE Std 605-1998, "IEEE Guide for Design of Substation Rigid-Bus Structures"
- [17] IEEE Std 1127-1998, "Guide for the Design, Construction, and Operation of Electric Power Substations for Community Acceptance and Environmental Compatibility"

- [18] IEEE Std 1410-2004, "IEEE Guide for Improving the Lightning Performance of Electric Power Distribution Lines"
- [19] IEEE Std 1243-1997, "IEEE Guide for Improving the Lightning Performance of Transmission Lines"
- [20] United States Department of Agriculture-Rural Utilities Service, RUS Bulletin 1724E-300 Design Guide for Rural Substations, USA 2001
- [21] H. W. Dommel, Electromagnetic Transients Program (EMTP) Theory Book, Bonneville Power Administration, Portland ,1995
- [22] Allan Greenwood, Electrical Transient in Power Systems, John Wiley & Sons, Inc.Segunda Edición 1991
- [23] H MV Ingenieros & Mejía Villegas Ingenieros Consultores, Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión, Segunda Edición, 2003
- [24] Electric Power Research Institute, Transmission Line Reference Book 345kV and Above, Edition 1982
- [25] AA.VV., Coordinador: Juan Antonio Martínez Velasco, Coordinación del Aislamiento en Redes Eléctricas de Alta Tensión, Mc Graw Hill, Edición 2008
- [26] Neville Watson and Jos Arrillaga, Power Systems Electromagnetic Transients Simulation, The Institution of Electrical Engineers Power and Energy Series, United Kingdom 2003
- [27] Juan A. Martínez Velasco y Ferley Castro Aranda, Análisis de sobretensiones de origen atmosférico en líneas aéreas de transporte Parte 1: Cálculo de Sobretensiones, Revista Iberoamericana del ATP Volumen 4, Abril 2002
- [28] Orlando Hevia, Fuente CIGRE en el ATP, Revista Iberoamericana del ATP Volumen 4, Abril 2002
- [29] Hanu Ruokolainen, ABB Surge Arresters, Design Advantages and Features, Lima 2009
- [30] H MV Ingenieros & Mejía Villegas Ingenieros Consultores, Curso de Sistemas Electricos de Alta y Extra Alta Tension, días 26 y 27 de marzo del 2009, San Isidro-Lima
- [31] Diarmid Loudon, Kjell Halsan, Uno Jonsson, Dan Karlsson, Lennart Stenstrøm, Jan Lundquist, "A Compact 420kV Line utilising line surge arresters for areas with low isoceraunic levels", CIGRE Session 1998
- [32] "ATP Draw version 3.5 User's Manual", Prikler, Lászlo & Høidalen, Hans Christian, SINTEF Energy Research, Norway