REPÚBLICA DEL ECUADOR
Escuela Politécnica Nacional
"E SCIENTIA HOMINIS SALUS"

La versión digital de esta tesis está protegida por la Ley de Derechos de Autor del Ecuador.

Los derechos de autor han sido entregados a la "ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL" bajo el libre consentimiento del (los) autor(es).

Al consultar esta tesis deberá acatar con las disposiciones de la Ley y las siguientes condiciones de uso:

- Cualquier uso que haga de estos documentos o imágenes deben ser sólo para efectos de investigación o estudio académico, y usted no puede ponerlos a disposición de otra persona.

- Usted deberá reconocer el derecho del autor a ser identificado y citado como el autor de esta tesis.

- No se podrá obtener ningún beneficio comercial y las obras derivadas tienen que estar bajo los mismos términos de licencia que el trabajo original.

El Libre Acceso a la información, promueve el reconocimiento de la originalidad de las ideas de los demás, respetando las normas de presentación y de citación de autores con el fin de no incurrir en actos ilegítimos de copiar y hacer pasar como propias las creaciones de terceras personas.

Respeto hacia sí mismo y hacia los demás.

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO PARA LA LÍNEA A 500 KV, DOBLE CIRCUITO, DE LA INTERCONEXIÓN ECUADOR-PERÚ POR SOBREVOLTAJES DE MANIOBRA.

TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO

JUAN FRANCISCO RIOS SIGCHO

DIRECTOR: HUGO MARCELO VILLACÍS SALAZAR

Quito, Mayo 2019

AVAL

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Juan Francisco Ríos Sigcho, bajo mi supervisión.

ING. HUGO MARCELO VILLACÍS SALAZAR
DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo Juan Francisco Ríos Sigcho declaró bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

JUAN FRANCISCO RIOS SIGCHO

DEDICATORIA

A mis padres Julio y María de los Ángeles, ya que gracias a todos sus esfuerzos y sacrificios he podido llegar a culminar esta meta y más que todo, ser una buena persona que nunca se dará por vencido.

A mi gran amor Silvia, por siempre brindarme su amor incondicional e impulsarme a seguir adelante a pesar de las adversidades, además, por ser una de las personas que siempre estuvo segura que podría cumplir esta meta.

AGRADECIMIENTO

Al ingeniero Hugo Villacís, por toda su confianza y acertada dirección en el desarrollo de la tesis.

Al ingeniero Luis Dután, por todos sus consejos y llamadas de atención para que la tesis sea presentada de la mejor manera.

Al ingeniero José Luis Altamirano, por toda su ayuda y confianza para poder comenzar mi vida laboral y continuar con mi tesis hasta llegar a su culminación.

A la Constructora Villacreces Andrade, a mi jefe el ingeniero Jorge Moreno por apoyarme e impulsarme siempre para que pueda concluir la tesis.

A todas personas que de alguna manera u otra han impulsado la finalización de esta tesis. En especial les agradezco a: Freddy, Marcelo, Diego, Lenin.

A la Escuela Politécnica Nacional por su apoyo en momentos difíciles y por permitirme formar parte del selecto grupo de politécnicos ya que es una magnifica referencia que siempre tratare de dejar muy en alto con mucha responsabilidad y esfuerzo.

ÍNDICE DE CONTENIDO

AVAL I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA..... II
DEDICATORIA..... III
AGRADECIMIENTO..... IV
ÍNDICE DE CONTENIDO..... V
RESUMEN VII
ABSTRACT VIII
1. INTRODUCCIÓN 1
1.1. OBJETIVOS 3
1.1.1. OBJETIVO GENERAL 3
1.1.2. OBJETIVO ESPECÍFICO 4
1.2. ALCANCE 4
1.3. MARCO TEÓRICO..... 5
1.3.1. DISEÑO DEL AISLAMIENTO EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN PARA EAV…….. 5
1.3.1.1. PARÁMETROS NECESARIOS PARA EL DISEÑO. 6
1.3.1.2. PLANTEAMIENTO DE LA ECUACIÓN PARA EL CÁLCULO DEL RIESGO DE FALLA..... 15
1.3.1.3. SOLUCIÓN MEDIANTE UN MÉTODO NUMÉRICO..... 30
1.3.2. INFLUENCIA DE LA ALTITUD Y DEL VIENTO EN EL DISEÑO..... 35
1.3.2.1. CÁLCULO DEL ÁNGULO DE INCLINACIÓN DE ACUERDO A LA DISPOSICIÓN DEL AISLADOR DEBIDO A LA INFLUENCIA DEL VIENTO. ……36
1.3.3. DETERMINACIÓN DEL SOBREVOLTAJE DE MANIOBRA Y MÉTODOS DE CONTROL. 41
1.3.3.1. ESTUDIOS DE LOS SOBREVOLTAJES DE MANIOBRA CON APROXIMACIÓN ESTADÍSTICA EN EL SOFTWARE ATP..... 43
2. METODOLOGÍA PARA CALCULAR EL AISLAMIENTO DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN EN EAV DEBIDO A SOBREVOLTAJE DE MANIOBRA. 56
2.1 CÁLCULO DEL CFO EN LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN. 56
2.2 CÁLCULO DE LA INFLUENCIA DE VIENTO EN LA DISTANCIA MÍNIMA ENTRE EL AISLADOR Y LA TORRE. 62

2.3 CÁLCULO DEL RIESGO DE FALLA O SSFOR 64
3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN 68
3.1 APLICACIÓN A LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN INTERCONEXIÓN ECUADOR-PERÚ. 68
3.1.1 DETERMINACIÓN DEL NÚMERO DE AISLADORES 68
3.1.2 EVALUACIÓN DEL RIESGO DE FALLA DEL AISLAMIENTO DEBIDO A SOBREVOLTAJES DE MANIOBRA. 70
3.2 VALORES PROPUESTOS DE AISLAMIENTO PARA LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE ACUERDO A SOBREVOLTAJES DE MANIOBRA. 72
3.2.1 AJUSTES DEL NÚMERO DE AISLADORES EN FUNCIÓN DE LA LONGITUD DEL AISLADOR Y DEL CFO. 72
3.2.2 EVALUACIÓN DEL RIESGO DE FALLA DEBIDO A LA DISTANCIA DEL AISLADOR PROPUESTA..... 74
4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES. 76
4.1 CONCLUSIONES..... 76
4.2 RECOMENDACIONES. 77
5. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS. 79
ANEXOS 81

RESUMEN

En el presente estudio técnico, se calculó el sobrevoltaje de disrupción crítico en base a la distancia crítica de acuerdo al método de diseño convencional para la coordinación de aislamiento por sobrevoltaje de maniobra, además se considera la altitud del lugar por donde se ha estimado la ruta que va a recorrer la línea de transmisión para la interconexión Ecuador- Perú.

Por otra parte, con el valor del sobrevoltaje de disrupción crítico, además, del sobrevoltaje de maniobra máximo generado por el recierre con carga atrapada de la línea de transmisión, se calculó el riesgo de falla por sobrevoltaje de maniobra, mediante el método de diseño probabilístico y con la ayuda del software Python se determinó una solución a la integral que se plantea en el diseño probabilístico, con la implementación de un método numérico.

En el Sofware Alternative Transient Program, se determinaron dos variables que influyen en el cálculo del riesgo de falla que son la desviación estándar y la media de acuerdo a una aproximación estadística, además, se obtuvo la función de densidad de probabilidad de los sobrevoltajes por maniobra.

Finalmente, se calculó el número de aisladores de acuerdo a la distancia en aire calculada sin sobrepasar el uno por ciento del riesgo de falla por sobrevoltaje de maniobra considerando la influencia de viento en los aisladores de acuerdo a la disposición en la torre, y se presentan alternativas de diseño para la coordinación del aislamiento de la línea de transmisión doble circuito a 500 kV Ecuador-Perú por sobrevoltaje de maniobra.

PALABRAS CLAVE: Extra Alto Voltaje (EAV), Alternative Transient Program (ATP), Sobrevoltaje de Disrupción Crítico (CFO), Nivel de Soportabilidad Básico debido a Sobrevoltajes de Maniobra (BSL), Sobrevoltaje de maniobra (SOV), Riesgo de falla por sobrevoltaje de Maniobra (SSFOR).

ABSTRACT

In the present technical study, the critical flashover was calculated based on the strike distance according to the conventional design method for the coordination of insulation by switching overvoltage, besides the altitude of the place where it is estimated to have place the transmission line for the Ecuador - Peru interconnection.

On the other hand, with the value of the critical flash over, in addition, of the maximum switching overvoltage generated by the reclosing with trapped load of the transmission line, the risk of failure due to switching overvoltage was calculated, using the probabilistic design method and with the help of Python software, a solution was determined to the integral that set out in the probabilistic design, with the implementation of a numerical method.

In the Alternative Transient Program, two variables were determined that influence the calculation of the probability of flashover, which are the standard deviation and the mean, according to a statistical approximation. In addition, the probability density function of the switching over voltage was obtained.

Finally, the number of insulators was calculated according to the calculated air distance without exceeding one percent of the probability of flashover due to switching overvoltage considering the influence of wind on the insulators according to the arrangement in the tower, and they are presented design alternatives for the coordination of the isolation of the transmission line double circuit to 500 kV Ecuador-Peru for switching overvoltage.

KEYWORDS: Extra High Voltage (EAV), Alternative Transient Program (ATP), Critical Flashover (CFO), Basic Switching Overvoltage Level (BSL), Switching Overvoltage (SOV), Probability of Flashover (SSFOR).

1. INTRODUCCIÓN

El diseño de una línea de transmisión y la selección del equipo asociado, que incluye compensación en serio o paralelo, interruptores, relés, transformadores, aisladores, comienza, preparando el plan del sistema de transmisión y se completa cuando se especifican todos los componentes, los cuales deben funcionar de tal forma que la transmisión de energía sea de manera continua o con una alta confiabilidad. Por lo tanto, para el diseño de una línea de transmisión, es importante comprender el impacto que tendrá en el rendimiento y la confiabilidad del sistema de transmisión, ya que afecta de manera directa la principal función de un sistema eléctrico de potencia la cual es transmitir grandes cantidades de energía desde las plantas generadoras hacia los usuarios o cargas.

Por otra parte, para el diseño de la línea de transmisión además de lo antes expuesto se debe considerar el impacto causado por fallas o interrupciones en el flujo continuo de energía de acuerdo a la frecuencia y duración de las mismas, es necesario definir el control de los sobrevoltajes que puedan suscitarse en el sistema de transmisión. Se debe reconocer desde un comienzo, que el diseño de una línea de transmisión es, en esencia, un proceso que busca cumplir con los requisitos necesarios para obtener una alta confiabilidad del sistema de transmisión, tanto en la parte eléctrica, mecánica como ambiental; además, de minimizar los costos que influyen en el mismo [1].

Otro aspecto que se toma en cuenta para el diseño de la línea de transmisión son las mejoras que se han aplicado a través de los años a los sistemas de transmisión y principalmente la actualidad del Ecuador, en donde se ha integrado al sistema de transmisión un rango de voltaje de 500 kV que se considera dentro de los niveles de EAV, lo que ocasiona cambios en las estructuras, equipos asociados y métodos para el cálculo de los mismos. Por lo tanto, es recomendable tener una idea de las dimensiones básicas de las estructuras, tomando como referencia a [1]; para cumplir con este objetivo se han tabulado las mismas con el fin de obtener una gran muestra de las estructuras que pueden ser parte de las líneas de transmisión de EAV que se han construido o planeado para operar en sistema de transmisión en Norte América [1]. Estos datos son muy útiles para planificar líneas de transmisión futuras, debido a que se puede aprovechar la información que se ha determinado en los mismos, tal como la distancia critica del aislamiento, dimensiones y parámetros propios de cada tipo de estructura que afectan el rendimiento y el costo de la implementación de una línea de transmisión [1].

Con base en lo mencionado anteriormente se propone para la interconexión Ecuador-Perú doble circuito 500 kV, realizar el diseño de la coordinación del aislamiento por sobrevoltaje

de maniobra con el cual se calcula el riesgo de falla. Tomando en cuenta que: “La coordinación de aislamiento es la selección adecuada de la soportabilidad del aislamiento de acuerdo a los sobrevoltajes esperados para obtener un riesgo de falla aceptable”[2]. En otras palabras, tomando como referencia a [3] se considera que “La coordinación del aislamiento se basa en la selección de la soportabilidad eléctrica del aislamiento, en relación al voltaje que puede ser transmitido por el sistema, tomando en cuenta las características de los dispositivos de protección disponibles, a fin de reducir a un nivel aceptable la probabilidad de falla debido a los sobrevoltajes que actúan sobre los mismos, los cuales causan daño en el aislamiento y pueden afectar a la continuidad del servicio"[3].

Es necesario tener en cuenta que el aislamiento debe soportar una variedad de sobrevoltajes con una amplia gama de magnitudes y duraciones. En consecuencia, estos parámetros propios de los sobrevoltajes afectan la capacidad de soportabilidad del aislamiento [2], razón por la cual, uno de los objetivos en los que se enfoca el presente estudio, además de determinar la soportabilidad adecuada para contrarrestar los sobrevoltajes producidos en el sistema, es la reducción de la distancia crítica definida como la distancia más corta entre las conexiones de los extremos de la cadena de aisladores y el medio que le rodea (Torre-Conductor) [4].

Ahora bien, el resultado de la distancia crítica calculada en el estudio propuesto además de tener relación con la soportabilidad del aislamiento y el sobrevoltaje, es un parámetro que se aplica en el cálculo del “Riesgo de Falla”. Entonces, si se modifica la distancia crítica es posible que se exista una variación en el resultado del cálculo del riesgo de falla, esto implicaría una posible disminución en los costos que intervienen en la implementación de una línea de transmisión, lo cual es de utilidad cuando el enfoque del estudio se base en determinar el presupuesto adecuado para el diseño de un proyecto [2].

El caso específico que se propone en el presente estudio, se va a enfocar en los sobrevoltajes de maniobra, también conocidos como de frente de onda lento, cuya característica fundamental es su frente de onda, con una duración de 250 μs hasta la cresta y una duración de la cola (hemivalor) de 2500 μs [5], el cual puede ser producido entre fases o fase a tierra en una ubicación dada dentro del sistema debido a una operación específica de maniobra o falla [6]. Ya que los sobrevoltajes de maniobra no se producen únicamente por recierre de líneas o por despejes de fallas, se debe considerar que pueden ser ocasionados debido a: maniobras donde intervienen corrientes capacitivas, y pequeñas o moderadas corrientes inductivas además de rechazo de carga.

Lo mencionado anteriormente se relaciona con los interruptores ya que es el equipo utilizado para realizar las maniobras antes mencionadas donde el tiempo de cierre de los polos no es sincronizado con la forma de onda del voltaje, característica que influye de manera directa al momento de realizar el diseño de coordinación de aislamiento por sobrevoltaje de maniobra. [1] Cabe recalcar que para realizar una simulación, la magnitud y amplitud de los sobrevoltajes de maniobra dependen del diseño de la línea de transmisión y las especificaciones que se consideren de los parámetros eléctricos para los equipos, junto con la sincronización al momento de realizar una maniobra en la línea de transmisión ya sea por un evento fortuito o programado.

Si se considera que la distancia critica es mínima, una de las alternativas que se puede considerar es reducir los sobrevoltajes, mediante el uso de métodos de control tales como reactores shunt, resistencias de pre-inserción, interruptores de línea con cierre sincronizado además del uso de pararrayos.[7]

Por otra parte, debido a la naturaleza de los sobrevoltajes de maniobra se han implementado métodos estadísticos que puedan ayudar a describir los mismos. Estos métodos ayudan a tener una idea del sobrevoltaje que puede esperarse, o en otras palabras, la probabilidad de exceder un cierto valor del sobrevoltaje [1]. Los sobrevoltajes que se puedan originar dependerán en gran medida de la longitud de las líneas de transmisión y sus características de construcción además de los métodos con los que se realicen las maniobras en la línea de transmisión. [8]

Uno de los parámetros que es esencial para realizar la coordinación del aislamiento por sobrevoltaje de maniobra se basa en las características reales del lugar por donde va ser implementada la línea de transmisión. Con base en lo mencionado, en el presente estudio se plantea la interconexión entre Ecuador y Perú a 500 kV doble circuito en donde la línea de transmisión está dividida entre las Subestaciones Chorrillos - Pasaje y Pasaje – Piura.

1.1. OBJETIVOS

1.1.1. OBJETIVO GENERAL

- Determinar la coordinación del aislamiento de la línea de transmisión a 500 kV, doble circuito, que interconectará el sistema eléctrico ecuatoriano con el peruano, desde un punto de vista de sobrevoltajes de maniobra para obtener una aceptable tasa de falla.

1.1.2. OBJETIVO ESPECÍFICO

- Implementar en el software ATP el modelo de la línea de transmisión de 500 kV doble circuito de la interconexión Ecuador-Perú con todos los elementos necesarios para el estudio planteado.
- Obtener la curva del sobrevoltaje de disrupción crítico (CFO por sus siglas en ingles) de acuerdo a la configuración conductor-torre y la curva de distribución probabilística de sobrevoltaje por maniobra.
- Resolver mediante un método numérico implementado en Pyhton, la ecuación que permite calcular el riesgo de falla por sobrevoltaje de maniobra para la linea de transmisión.
- Obtener la longitud de la cadena de aisladores y la distancia critica de la línea de transmisión a 500 kV, doble circuito, de la interconexión Ecuador-Perú, para diferentes valores de sobrevoltaje de diseño.
- Analizar el efecto de la longitud de la cadena de aisladores y su disposición en la cruceta, ya sea un arreglo en V o en arreglo vertical con la distancia entre el aislador y la torre.

1.2. ALCANCE

Se define la combinación adecuada de la distancia critica entre el conductor, la torre y la longitud de la cadena del aisladores que determinan la coordinación de aislamiento de la línea de transmisión para interconexión Ecuador-Peru a 500 kV doble circuito por sobrevoltaje de maniobra, el cual permitirá obtener un aceptable riesgo de falla de la línea de transmisión enmarcado en un adecuado nivel de aislamiento a diferentes sobrevoltajes de diseño.

Se utiliza un método numérico para poder estimar el riesgo de falla y la posterior comprobación de cómo va reduciendo el mismo, mediante la variación de la distancia en aire, longitud del aislamiento o mediante el uso de pararrayos, con base en lo que indica la EPRI AC TRANSMISSION LINE [2].

Finalmente, se presenta un diseño para la coordinación del aislamiento de la línea de transmisión doble circuito a 500 kV Ecuador-Perú por sobrevoltaje de maniobra, el cual se lo compara con el diseño propuesto en el anteproyecto proporcionado por CELEC-EP TRANSELECTRIC, mismo que soporta los valores de diseño del sobrevoltaje en el rango de 1.7 a 2 [PU] con su respectivo riesgo de falla.

1.3. MARCO TEÓRICO

1.3.1. DISEÑO DEL AISLAMIENTO EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN PARA EAV

Tomando en cuenta que para lograr la coordinación de aislamiento se debe cumplir con un objetivo el cual se basa "En la relación de aislamiento de los equipos eléctricos con las características de los dispositivos de protección de tal manera que el aislamiento está protegido contra sobrevoltajes excesivos" [9]. Se pone en consideración de acuerdo a [9]; dos opciones para el diseño del aislamiento eléctrico:

1) Elegir el nivel de aislamiento para que soporten cualquier nivel de sobrevoltaje. [9]
2) Considerar y diseñar, métodos o dispositivos de protección que podrían instalarse en los puntos sensibles del sistema que limitarían los sobrevoltajes que se pueden presentar. [9]

La alternativa 1) no es aplicable para niveles de funcionamiento que se encuentren en el rango de EAV, debido a la magnitud del aislamiento que podría ser requerido para soportar los sobrevoltajes que se podrían presentar en el sistema de transmisión.

La alternativa 2), es de utilidad si se consideraría un enfoque que se base en métodos para la reducción de los sobrevoltajes que deberán soportar los aisladores, y esto tendrá un impacto en el dimensionamiento de la cadena de aisladores.

En el presente estudio, se realizará la simulación del recierre de la línea de transmisión para la interconexión Ecuador-Perú, con lo que se determinará el sobrevoltaje máximo que se pueda presentar, lo cual servirá como base para poder realizar la coordinación de aislamiento y determinar la probabilidad del riesgo de falla por sobrevoltaje de maniobra. Para considerar al sobrevoltaje generado en la simulación como el máximo que se pueda presentar, se tomará en cuenta los métodos utilizados para el control de sobrevoltajes en líneas de transmisión, los cuales se muestran en la Sección 1.3.3 con la ayuda del software ATP.

Se consideran dos métodos: Método convencional y el Método estadístico o probabilístico, para la determinación de la distancia en aire, longitud y número de aisladores de acuerdo a una soportabilidad del aislamiento para un sobrevoltaje máximo de maniobra, y además para el cálculo de la probabilidad de falla.

Con base en lo mencionado anteriormente, a continuación se especifican los parámetros requeridos de cada método:

- **MÉTODO CONVENCIONAL PARA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO PARA SOBREVOLTAJES DE MANIOBRA FASE-TIERRA.**

En el método convencional se determina el sobrevoltaje máximo que podría actuar sobre el aislamiento y la soportabilidad mínima del aislamiento [8]. Además se debe tomar en cuenta que, el nivel de aislamiento es determinado de tal manera que asegura que se tendrá un margen suficiente entre el sobrevoltaje máximo y la soportabilidad mínima.[8].

Por lo tanto, para el diseño del aislamiento utilizando el método convencional se establece como regla que "el sobrevoltaje máximo o sobrevoltaje máximo de maniobra es igual a la soportabilidad mínima del aislador". [2]

De acuerdo a la regla de diseño para el método convencional se establece al voltaje estadístico del aislamiento o soportabilidad del aislador como V_3 y al sobrevoltaje máximo E_m, como se muestra en la Ecuación 1.1. [2]

$$V_3 = E_m \tag{1.1}$$

Es necesario aclarar, que para poder obtener una soportabilidad del aislamiento adecuada se debe asumir que, tomando como referencia a [2], será igual a 3 desviaciones estándar por debajo del sobrevoltaje de disrupción crítico o *CFO*. Adicionalmente, de acuerdo a la pruebas realizadas según [2]; se determinó que la característica de soportabilidad del aislamiento puede ser válida hasta aproximadamente 4 desviaciones estándar por debajo del CFO, lo cual es adecuado para cualquier aplicación [2].

Se debe recalcar que al utilizar el método convencional, existe una limitación si se desea calcular la probabilidad del riesgo de falla del sobrevoltaje por maniobra, ya que no se considera al SOV con el perfil de voltaje a lo largo de la línea de transmisión, para contrarrestar la mencionada limitación se utilizó el método probabilístico el cual se explicara a detalle en la sección 1.3.1.2

1.3.1.1. PARÁMETROS NECESARIOS PARA EL DISEÑO.

- **NIVEL DE SOPORTABILIDAD BÁSICO DEBIDO A SOBREVOLTAJES DE MANIOBRA** (**BSL**).

Al BSL se lo denomina como, la soportabilidad eléctrica del aislador expresado en términos del valor máximo de sobrevoltajes de maniobra estándar. Se consideraron para el diseño de coordinación del aislamiento, BSL estadístico y BSL convencional [2].

El BSL estadístico, es el valor máximo de un sobrevoltaje de maniobra estándar donde el aislamiento presenta una probabilidad del 90% de soportabilidad, y un 10% de falla [2].

El BSL convencional, es el valor máximo de un sobrevoltaje de maniobra estándar donde el aislamiento no presenta una descarga disruptiva (ruptura) cuando se aplica un número específico de maniobras [2].

En general, la característica de soportabilidad del aislamiento puede representarse por una distribución gaussiana acumulada como se muestra en la Figura 1.1.

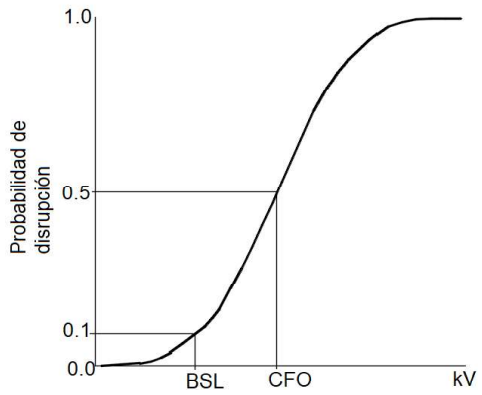


Figura 1.1. Distribución gaussiana acumulada de la Soportabilidad del aislamiento [2].

En la Figura 1.1 se definen dos parámetros básicos: el CFO o sobrevoltaje de disrupción crítico, el cual corresponde al valor medio de la distribución acumulada gaussiana. La aplicación del CFO al aislamiento produce una probabilidad del 50% de sobrevoltaje de disrupción. Al BSL estadístico matemáticamente se lo define como 1.28 desviaciones estándar (σ_f) por debajo del CFO [2]. Como se muestra en la Ecuación 1.2:

$$BSL = \left(CFO - 1.28\,\sigma_f\right) \tag{1.2}$$

Como se aprecia en la Ecuación 1.2, se emplea la relación entre la desviación estándar σ_f y el CFO, a la que se la denomina adecuadamente como coeficiente de variación $\left(\frac{\sigma_f}{CFO}\right)$. Por lo tanto, un coeficiente de variación del 5% quiere decir que la desviación estándar es el 5% del CFO. Para sobrevoltajes de maniobra, el coeficiente de variación varía desde aproximadamente el 5% para el aislamiento de la torre hasta aproximadamente el 7% para el aislamiento en una subestación [2].

- **CONDICIONES ATMOSFÉRICAS NO ESTÁNDAR**

El BSL se específica para condiciones atmosféricas estándar. Sin embargo, para realizar la coordinación de aislamiento se conoce el BSL o CFO en condiciones no estándar por donde se construirá la línea de transmisión y es necesario obtener el BSL y CFO en condiciones estándar [2]. Con base en lo antes expuesto se plantean factores de

corrección, para lo que se define al Voltaje en condiciones no estándar V_A y el Voltaje en condiciones estándar V_S. [2]

$$V_A = \delta^m * H_c^w * V_S \tag{1.3}$$

Donde δ es la densidad relativa del aire, H_c es el factor de corrección por humedad, m y w son constantes que dependen del factor G_0 como se lo define en la Ecuación 1.4. [2]

$$G_0 = \frac{CFO_S}{500*S} \tag{1.4}$$

Donde la variable S es la distancia crítica o la distancia más corta entre las conexiones finales del aislador en metros y al CFO_S se lo define como el CFO en condiciones estándar.

En base a la definición para el cambio a condiciones estándar (Ecuación 1.3), es posible escribirla en términos del CFO y BSL como se muestra en la Ecuación 1.5.

$$CFO_A = \delta^m * H_c^w * CFO_S$$

$$BSL_A = \delta^m * H_c^w * BSL_S \tag{1.5}$$

El factor de corrección por humedad (H_C), se muestra en la Ecuación 1.6, donde H es la humedad absoluta en gramos por m^3. Cabe recalcar que cuando se considere condiciones de lluvia y para aplicaciones en un diseño, el valor del H_C se lo establece igual a uno. [2]

$$H_C = 1 + 0.0096\left[\frac{H}{\delta} - 11\right] \tag{1.6}$$

Los valores de m y w se los pueden obtener de acuerdo la Tabla 1.1.

Tabla 1.1. Valores de m y w en función del G_0.[2]

Valores de m y x		
$\boldsymbol{G_0}$	**Valor de $\boldsymbol{m}$**	**Valor de $\boldsymbol{w}$**
$G_0 < 0.2$	0	0
0.2< G_0 <1.0		$m = w = 1.25 * G_0 * (G_0 - 0.2)$
1< G_0 <1.2	1	1
1.2< G_0 <2.0	0	$w = 1.25(2.2 - G_0)(2 - G_0)$
G_0 <2.0	1	0

- **PARA DISEÑO POR SOBREVOLTAJE DEL TIPO MANIOBRA**.

El factor G_0 está entre 0.2 y 1 y de acuerdo a la Tabla 1.1, los valores de m y w se definen como se muestra en la Ecuación 1.7. [2]

$$m = w = 1.25 * G_0 * (G_0 - 0.2) \tag{1.7}$$

Con base en lo expuesto, considerando condiciones de lluvia y para aplicaciones de diseño se realiza las modificaciones en el método utilizado para obtener el CFO y BSL en condiciones estándar, el cual se muestra en la Ecuación 1.8.

$$CFO_A = \delta^m * CFO_S$$

$$BSL_A = \delta^m * BSL_S \tag{1.8}$$

La variable restante que no se lo define aun en las ecuaciones previas para la corrección a condiciones estándar, es la densidad relativa del aire δ, misma que se la define en la Ecuación 1.9. [2]

$$\delta = e^{-\left(\frac{A}{8.6}\right)} \tag{1.9}$$

Donde:

A : Altitud sobre el nivel del mar en kilómetros (km).

δ : Densidad relativa del aire.

- **SOBREVOLTAJE DE DISRUPCIÓN CRITICO (CFO)**

De manera general en base a la definición de soportabilidad del aislamiento, como se muestra en la Ecuación 1.10.

$$E_1 = V_3 = CFO - 3\sigma_f = CFO\left(1 - 3\frac{\sigma_f}{CFO}\right) \tag{1.10}$$

Donde el coeficiente de variación es:

$$\frac{\sigma_f}{CFO} = 5\%$$

Y al aplicar la regla de diseño para el método convencional, se determina la Ecuación 1.11 la cual define al CFO en función del sobrevoltaje máximo y la desviación estándar.

$$E_m = V_3$$

$$CFO = \frac{E_m}{\left(1 - 3\frac{\sigma_f}{CFO}\right)} \tag{1.11}$$

- **DISTANCIA CRÍTICA FASE CENTRAL**

Se la define como la distancia en aire entre las conexiones finales de la cadena de aisladores con el medio circundante entre el conductor y la torre (A-F) [4], la misma se considera uno de los parámetros más importantes para el diseño de coordinación de aislamiento en líneas de transmisión. Para ilustrar las diversas distancias que se pueden presentar en una torre, se utiliza una torre típica de 500 kV como se muestra en la Figura. 1.2, donde se considera las siguientes nomenclaturas:

A: Conductor

B: Grapa de suspensión

C: Amortiguador de vibraciones

D: ángulo de oscilación

E: Cadena de aisladores

F: Cuerpo de la torre

G, H, I, J: Bordes del cuerpo de la torre fase central.

K: Cruceta superior.

A”: Fase Central

Tomando en cuenta a la fase central (A”), es apreciable la distancia que existe entre el conductor de fase desde el centro de la torre hasta la cruceta superior de la torre (A”-K). Además, la distancia desde amortiguador de vibraciones (C) que generalmente está conectado al conductor en el extremo inferior de la cadena de aisladores (E) hasta los bordes del cuerpo de la torre (A”-G, A”-H, A”-I, A”-J,).

Las mencionadas distancias se las puede establecer como “distancia crítica mínima”, cabe recalcar que a la distancia considerada desde el amortiguador de vibraciones hasta los bordes del cuerpo de la torre (C-F), suele ser mayor a la distancia que va desde la grapa de suspensión hasta la cruceta superior (B-K). [2]

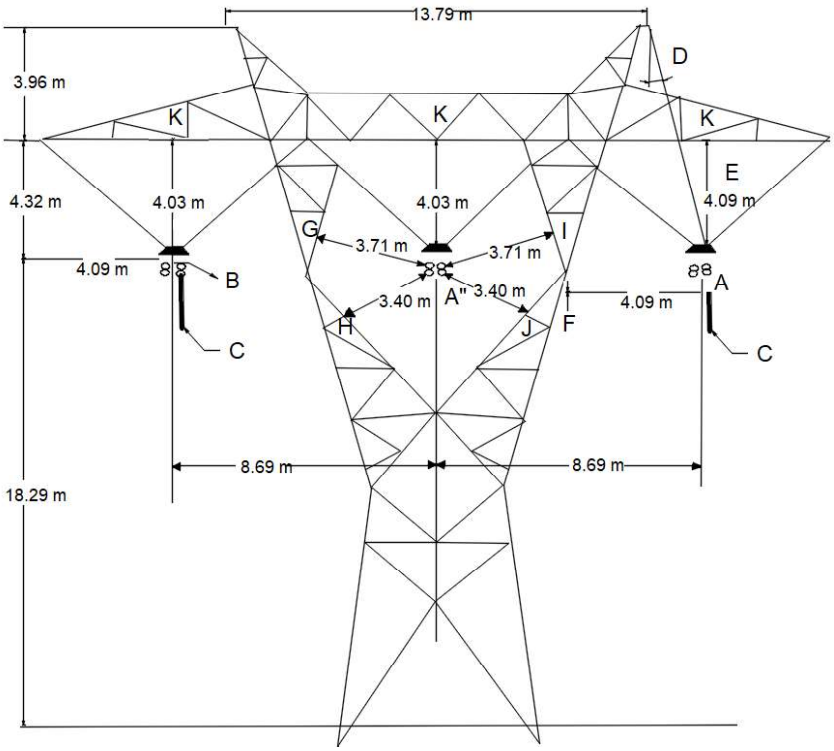


Figura 1.2. Distancias en aire típicas en una Torre de 500 Kv [2].

Con la ayuda de la Figura 1.2 se puede definir un término general que se denomina "ventana de torre" el cual abarca todas las distancias críticas entre la torre y el conductor considerando la fase central y la fase externa (A"-G, A"-H, A"-I, A"-J, A"-K, A-F, A-K) [1]. De los anteriores planteamientos el CFO máximo se lo puede definir en función de la "ventana de torre" y se lo muestra en la Figura 1.3

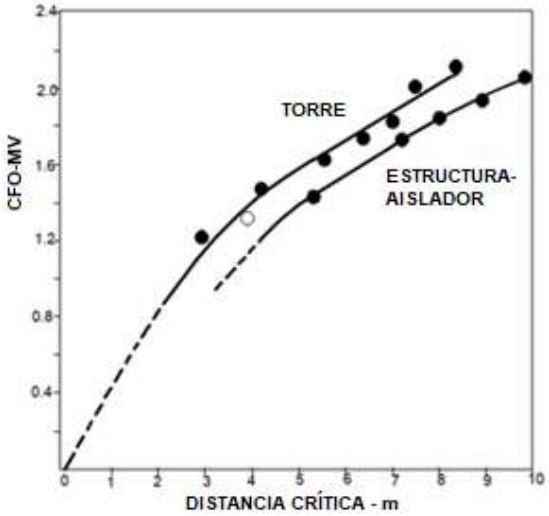


Figura 1.3. Máximo CFO de la "ventana de torre" [2].

En la Figura 1.3 se muestran dos curvas las cuales corresponden a la distancia entre el amortiguador de vibraciones y el cuerpo de la torre “TORRE”, la distancia entre el conductor y la cruceta superior “ESTRUCTURA-AISLADOR”. Ahora bien, es posible definir a la relación que existe entre el CFO y la distancia crítica mediante una aproximación de acuerdo a la Ecuación 1.12 propuesta por Gallet-Et. [2]

$$CFO_S = k_g * \frac{3400}{1 + \left(\frac{8}{S}\right)} \tag{1.12}$$

Donde S es la distancia crítica que viene dada en metros y el CFO está en kV. La variable k_g se denomina factor de distancia en aire. [2].

El factor de distancia en aire para la fase central de una torre viene dado por la ecuación 1.13, donde h es la altura del conductor y W es el ancho de la ventana de torre parámetros que vienen dados en metros.

El factor de distancia en aire puede variar aproximadamente de 1.20 a 1.25 dependiendo del ancho de la cruceta o dimensiones de la “ventana de torre”. Como se muestra en la Figura 1.4:

$$k_g = 1.25 + 0.005\left(\frac{h}{S} - 6\right) + 0.25\left(e^{-\left(\frac{8W}{S}\right)} - 0.20\right) \tag{1.13}$$

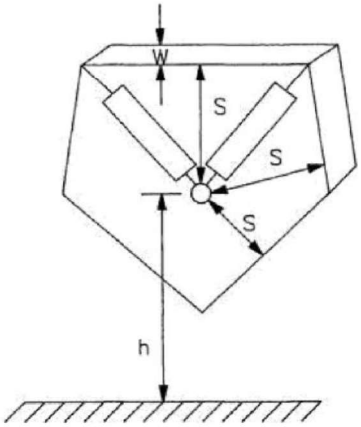


Figura 1.4. Distancias críticas considerando la fase central [2].

- **DISTANCIA CRÍTICA FASE EXTERNA**

En base al cálculo del CFO para la fase externa con la disposición en “V” de la cadena de aisladores se debe considerar que va a ser mayor que él CFO de la fase central, ya que en la configuración como se muestra en la Figura 1.5, donde solo existe un lado de impacto

del cuerpo de la torre y se considera que S_1 es mayor o igual a S_2 en condiciones normales sin oscilaciones debido al viento. Sobre la base de las consideraciones anteriores, se realizaron pruebas en laboratorios según [2], el CFO de la fase externa es aproximadamente 8% mayor que el de la fase central, entonces se debe multiplicar al factor de distancia en aire ecuación 1.12 por 1.08 [2].

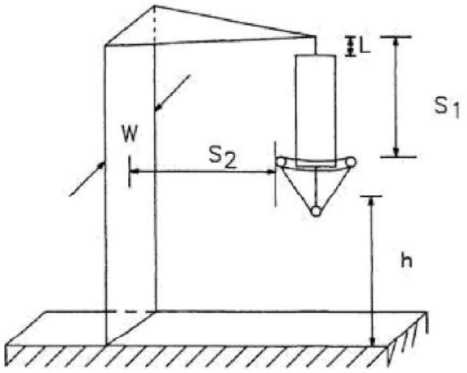


Figura 1.5. Distancia crítica considerando fase externa [2].

- **LONGITUD DE LA CADENA DE AISLADORES**

En la Figura 1.6 se muestra el efecto que tienen las condiciones climáticas en la longitud de la cadena del aislador, por lo tanto, para condiciones secas, a medida que aumenta la longitud del aislador, él CFO aumenta y llega a un máximo, donde la longitud del aislador sea igual a la distancia crítica. Eso debería esperarse, ya que si la longitud del aislador es menor que la distancia crítica, se producirán sobrevoltajes de disrupción a través de los aisladores, entonces la cadena del aislador limita la soportabilidad de la torre. Opuestamente, si la distancia crítica es menor que la longitud del aislador, se producirán sobrevoltaje de disrupción a través de la distancia crítica. [2].

De igual manera para condiciones húmedas, existen puntos de saturación que van en aumento hasta llegar a un nivel, donde la longitud del aislador es 1.05 a 1.10 veces la distancia crítica. Con base en lo antes expuesto, para obtener el CFO máximo dentro de una "ventana de torre”, o para una distancia crítica fija, la longitud del aislador debe ser de 5 a 10% mayor que la distancia crítica. [2].

Después de las consideraciones anteriores se puede concluir que para condiciones de humedad el valor del CFO de los aisladores disminuye en comparación con condiciones secas. [2].

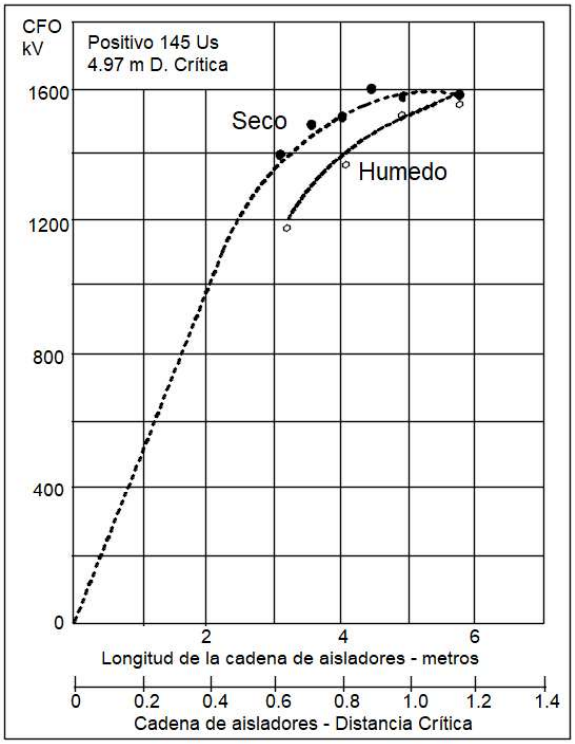


Figura 1.6. Efecto entre la longitud del aislador y las condiciones climáticas [2].

Cabe recalcar que se debe considerar para el diseño y contrarrestar el efecto de reducción del CFO en condiciones de humedad o lluvia, el valor del 4% de disminución de CFO húmedo en comparación con él CFO seco, es decir multiplicar la Ecuación 1.12 por 0.96 [2].

- **DISPOSICIÓN DEL AISLADOR EN (V) VS (I) VERTICAL**

Para los aisladores en posición vertical o en (I), según pruebas realizadas en condiciones de lluvia los resultados varían de manera extrema al realizarlos en condiciones secas [2]. Ya que en las pruebas realizadas el agua cae en cascada hacia la cadena de aisladores y en los mismos al estar sin un ángulo de inclinación queda acumulada. Para solucionar este inconveniente se planteó que la cadena se mueva aproximadamente 20° de la posición vertical, entonces el agua gotea de cada aislador y los resultados de las pruebas tengan mayor consistencia. (La disposición de la cadena de aisladores en V está normalmente en un ángulo de 45°) [2].

Lo mencionado anteriormente no debe interpretarse en el sentido que la cadena con disposición en I tiene una soportabilidad de aislamiento menor que la cadena con disposición en V. Lo que se quiere hacer referencia es, que el CFO de la cadena en I es difícil de medir para condiciones prácticas de lluvia [2].

Por las consideraciones anteriores para estimar el CFO se debería multiplicar al factor de distancia en aire por 1.08 si se considera un diseño con un ambiente lluvioso y la disposición de la cadena de aisladores en I o vertical.

1.3.1.2. PLANTEAMIENTO DE LA ECUACIÓN PARA EL CÁLCULO DEL RIESGO DE FALLA

Con base en lo expuesto anteriormente se utilizaron dos métodos para realizar la coordinacion de aislamiento; el método convencional que ya se explicó a detalle en la sección anterior y para complementar al diseño de coordinación de aislamiento es necesario comprender a detalle el método probabilístico, mismo que es empleado para calcular el riesgo de falla y se explica a continuación.

- **MÉTODO PROBABILÍSTICO PARA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO.**

Sobre la base de las consideraciones anteriores, las principales razones por las que se utiliza el método probabilístico tienen que ver con:

- La naturaleza aleatoria de los sobrevoltajes de maniobra (SOV) que no había sido considerada, o la distribución de probabilidad de los SOV que no estaba determinada.
- Y la forma característica de la soportabilidad del aislamiento, misma que estará definida por una distribución Gaussiana.

El método probabilístico intenta cuantificar el riesgo de falla mediante un análisis estadístico de datos generados por sobrevoltajes y la soportabilidad, mismo que será utilizado como parámetro para determinar el aislamiento adecuado[8].

En base a lo planteado anteriormente en el método probabilístico intervienen dos parámetros claves para determinar la probabilidad de falla, que están relacionados con el sobrevoltaje y el aislamiento. Por las consideraciones anteriores, el sobrevoltaje está enfocado en los SOV que se presentan en la línea de transmisión, los cuales son descritos estadísticamente mediante una función de densidad de probabilidad. Por otra parte, el aislamiento está relacionada con la soportabilidad eléctrica que presentan las torres y de manera similar que los SOV son descritos estadísticamente mediante una función de distribución acumulada [2].

En ese mismo sentido, si la distribución de frecuencias de sobrevoltaje causada por un tipo de evento y la soportabilidad del aislamiento es conocida, es decir, a través de las distribuciones Gaussianas, el riesgo de falla puede expresarse numéricamente como se

muestra en las Figuras 1.8 y 1.9. Es importante resaltar que cada distribución Gaussiana se caracteriza por su valor medio del 50% (V_{50} o U_{50}) y la respectiva desviación estándar (σ_S o σ_d) [8].

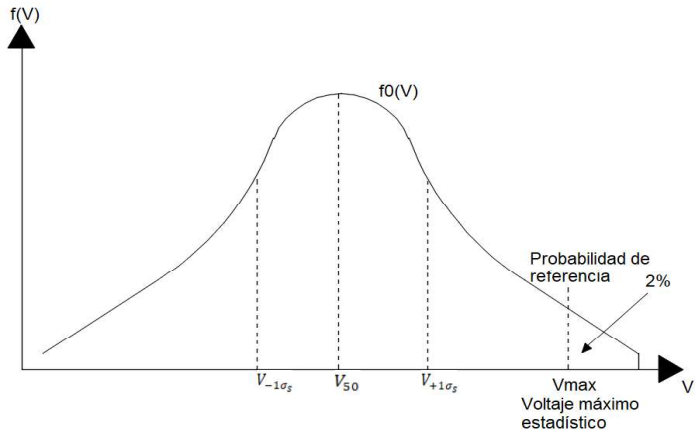


Figura 1.8. Función de densidad de probabilidad del Sobrevoltaje [8].

$$V_{max} = V_{50}(1 + 2.05\sigma_s)V_{+1\sigma_s} = 2\%$$

$$\sigma_s = Desviación\ estándar\ del\ sobrevoltaje$$

De acuerdo a la Figura 1.8, en donde se representa la función de densidad del sobrevoltaje, la cual tiene una probabilidad referencial del 2% que representa el máximo voltaje estadístico (V_{max}) [9], es decir, que el V_{max} es igual a la media V_{50} más 2.05 desviaciones estándar, y por $\frac{\sigma_S}{V_{50}}$ donde σ_S es la desviación estándar [10].

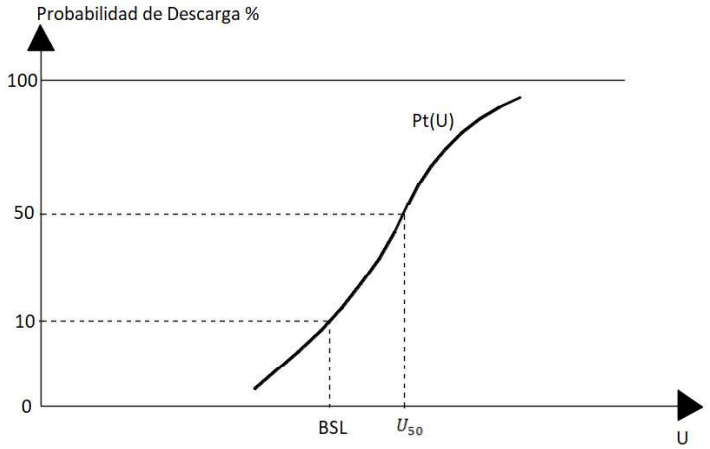


Figura 1.9. Función de distribución acumulada del aislamiento [8].

$$\sigma_s = Desviación\ estándar\ de\ soportabilidad\ del\ aislamiento$$

De manera similar a lo anterior expuesto en la Figura 1.9, se representa la distribución gaussiana acumulada del aislamiento en donde se destacan valores de referencia como por ejemplo el BSL (10 por ciento), el mismo que establece una soportabilidad del aislamiento del 90 por ciento.[9]

Se puede concluir que con el conocimiento de estas distribuciones y al interpolarlas es posible determinar el "riesgo de falla" como se muestra en la Figura 1.10 [9] donde se lo identifica, como el área (sombreada) bajo de la curva *R* [8]. En base a la figura mencionada, la variable que representa una ruptura en la distancia crítica por un sobrevoltaje de maniobra se la especifica como V_k, así mismo la función de probabilidad que se presente un sobrevoltaje se la caracteriza mediante $p_0(V_k)\mathrm{du}$, mientras que la función de probabilidad de ruptura (daño) en el aislamiento se la representa mediante $P_b(V_k)$, en el mismo orden de ideas de acuerdo a [8], para el cálculo de la probabilidad que exista una falla por sobrevoltaje de maniobra es necesario integrar las mencionadas funciones considerando que los límites establecidos están establecidos desde 0 hasta el voltaje máximo[8].

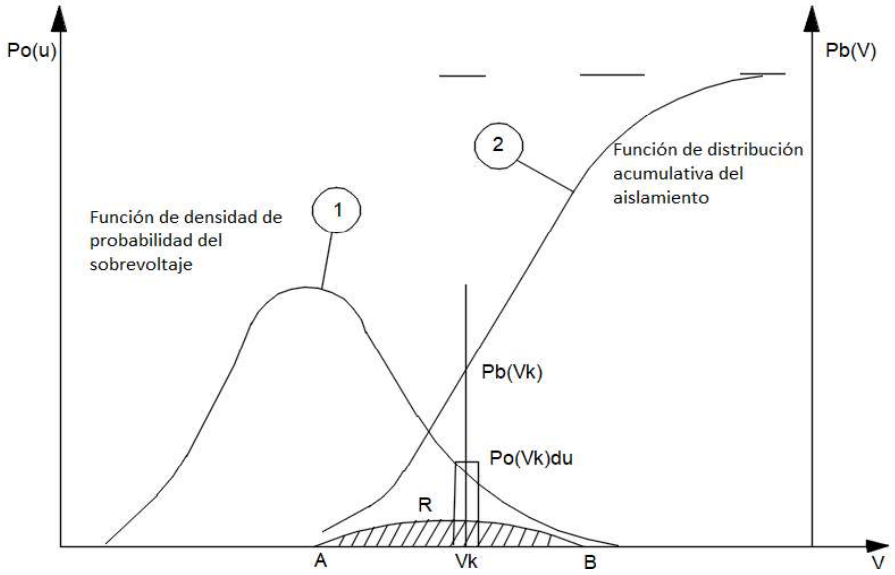


Figura 1.10. Método de descripción del riesgo de falla.1 Función de densidad de probabilidad del sobrevoltaje. 2 Función de distribución acumulativa del aislamiento [9].

Ahora bien, de acuerdo a lo mencionado previamente para realizar el cálculo de la probabilidad de fallar o el riesgo de falla (*R*) se debe considerar la ecuación 1.14.

$$R = \int_0^{Vmax} P_b(V_k) * p_0(V_k)\,\mathrm{du} \tag{1.14}$$

Con base en lo considerado anteriormente, para calcular el riesgo de falla mediante el método probabilístico previamente se deben especificar algunos conceptos que ayudan a la implementación del mismo y se los presenta a continuación.

- **LA NATURALEZA ALEATORIA DE LOS SOV.**

Los SOV son de naturaleza aleatoria, por lo que se simula el accionamiento de los interruptores en una línea de transmisión de acuerdo a un nivel de voltaje, con la ayuda del programa ATP, entonces, para una línea de transmisión de 500 kV la distribución de los SOVs se representa en la Figura 1.11 [2], donde 1 [PU] es igual a 450 kV, y para caracterizar la soportabilidad del aislamiento se puede aproximar como una distribución gaussiana acumulada como se muestra en la Figura 1.12 [2].

Con base en lo expuesto anteriormente para el cálculo de la probabilidad de falla del aislamiento en la línea de transmisión, se puede aplicar la Ecuación 1.16 o mediante una aproximación utilizando los resultados de las Figuras 1.11 y 1.12. En la Figura 1.11 si se consideraría un SOV de 1.9 pu o 855 kV, por lo tanto, la probabilidad de que ocurra el mismo es de 1% o 0.01. Y de acuerdo a la Figura 1.12 con el mismo valor de sobrevoltaje de 855 kV, la probabilidad que se produzca un sobrevoltaje de disrupción, $(FO|V)$ es de 0.16.

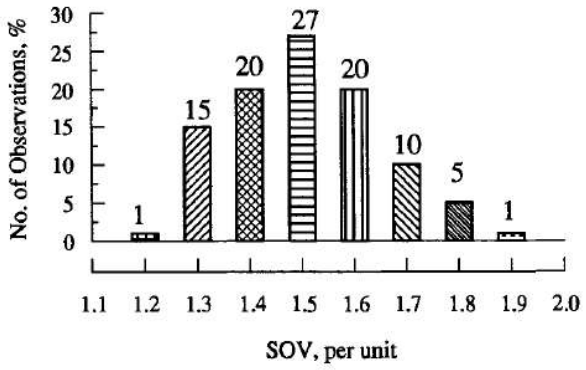


Figura 1.11. Histograma de probabilidad de ocurrencia de los SOV [2].

Si se desea simplificar los cálculos, se puede considerar a Z como la variable reducida para incluirla en la función de distribución acumulada como se muestra en la Ecuación 1.15 [2].

Donde:

$$Z = \frac{V - CFO}{\sigma_f} \tag{1.15}$$

Con base en lo expuesto anteriormente la variable reducida Z se puede definir en función de la distribución acumulada del aislamiento, como se muestra en la Ecuación 1.16 [2]:

$$p = F(Z) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^{Z} e^{-\frac{(Z)^2}{2}} dZ \tag{1.16}$$

Hechas las observaciones anteriores, la probabilidad que ocurra un sobrevoltaje de disrupción de 855 kV o 1.9 pu, se calcula simplemente mediante el producto de la probabilidad de ocurrencia 0.01 y la probabilidad que se produzca un sobrevoltaje de disrupción a ese nivel de voltaje, dando como resultado 0.0016 [2].

Por lo tanto, para caracterizar a la probabilidad de falla total o la probabilidad de falla por sobrevoltaje de maniobra (SSFOR), se debería indicar que existe 0.16 sobrevoltajes de maniobra por 100 operaciones del cierre de interruptor o por cada 100 operaciones del tipo maniobra [2].

Así mismo para cuestiones de diseño únicamente se debería considerar cuatro niveles de voltaje [1.7, 1.8, 1.9, 2], ya que la probabilidad que se presente un sobrevoltaje de maniobra (SOV) por debajo de 1.6 [PU] es insignificante como se muestra en la Figura 1.12. [2]. Adicionalmente se debe tomar en cuenta que para valores superiores a 2 pu o 900 kV se obtendrá una probabilidad constante aproximadamente de 1%.

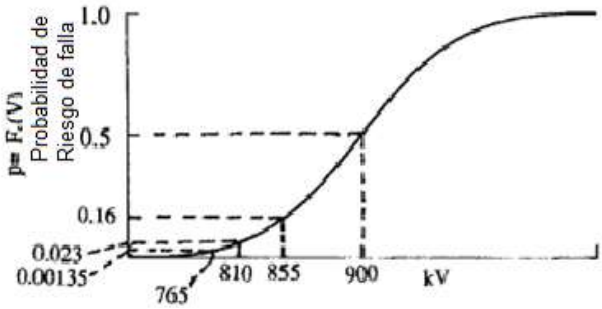


Figura 1.12. Distribución acumulada del aislamiento para una Torre [2].

Sin embargo para cuestiones de diseño y cálculos del riesgo de falla se deberían aplicar, los SOV a todas las torres que intervienen en la línea de transmisión simultáneamente. Como resultado de lo expuesto anteriormente, para el cálculo de la probabilidad de sobrevoltaje de disrupción aplicado un SOV en n torres se debería aplicar la Ecuación 1.17.

$$P(FO|V) = 1 - q^n = 1 - (1 - p)^n \tag{1.17}$$

Donde:

p: Es la probabilidad de sobrevoltaje de disrupción para el aislamiento de una torre

q: Es la probabilidad de que no ocurra un sobrevoltaje de disrupción en el aislamiento para una torre o $(1 - p)$

n: Es el número de torres.

Si se considera una línea de transmisión de dos torres, la probabilidad de que no ocurra un sobrevoltaje de maniobra seria q^2 y la probabilidad que si ocurra el mismo vendría a ser p^2, además, se debe considerar que podría existir un sobrevoltaje de disrupción en la primera torre y no en la segunda torre el cual se representaría como $2pq$. Todas estas probabilidades deben sumar uno, es decir $p^2 + 2pq + q^2 = 1$, ya que por lo menos uno de estos eventos debe suceder. Sin embargo, la probabilidad de sobrevoltaje de disrupción en la primera o la segunda torre o en ambas, es decir $p^2 + 2pq$, adicionalmente se pude obtener de una manera más simple señalando que $1 - q^2 = p^2 + 2pq$, no obstante la manera de representar la probabilidad de sobrevoltaje de disrupción para n torres seria $1 - q^n$.

En la Figura 1.13 ilustra este aumento en la probabilidad de sobrevoltaje de disrupción para n torres.

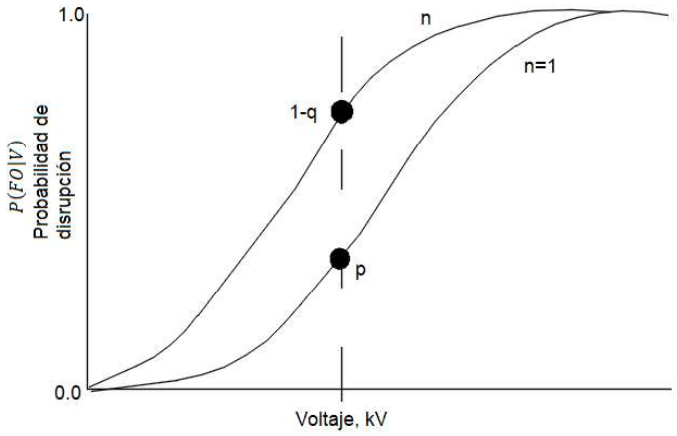


Figura 1.13. Influencia en el incremento del Sobrevoltaje de disrupción de acuerdo al número de Torres [2].

- **PERFIL DE VOLTAJE A LO LARGO DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN.**

De acuerdo a las consideraciones que se han venido realizando, el SOV en cada una de las torres es constante. Es decir, el SOV en la torre 1 se asumió igual al SOV en la torre 100, por lo general, el SOV en cada torre es diferente, ya que el SOV cerca del interruptor conmutado es más bajo que el SOV al final de la línea. Este perfil de voltaje está ilustrado en la Figura 1.14, por una curva de línea continua, donde se puede considerar que la

relación entre el voltaje en el extremo conmutado de la línea y el voltaje al final de la línea V_S/V_R es igual a 0.9, además se considera que a la línea de transmisión se la puede dividir en tres donde se denomina a: el voltaje al final de la línea V_R, el voltaje en el punto medio de la línea V_{mid} y el voltaje en el extremo conmutado de la línea V_S. La probabilidad de sobrevoltaje de disrupción tomando en cuenta el perfil de voltaje dado un SOV para n torres se muestra en la Ecuación 1.18 [2].

$$P(FO|V) = 1 - q_R^n * q_{mid}^n * q_S^n \tag{1.18}$$

Donde:

q_R, q_{mid}, q_S : Probabilidad de que no ocurra un sobrevoltaje de disrupción.

n: Número de torres

Después de lo anterior expuesto se plantea un ejemplo en donde se aplica la Ecuación 1.18, considerando 100 torres y sobrevoltajes de 1.6 a 1.9 [PU] y los resultados se muestra en la Tabla 1.2 [2].

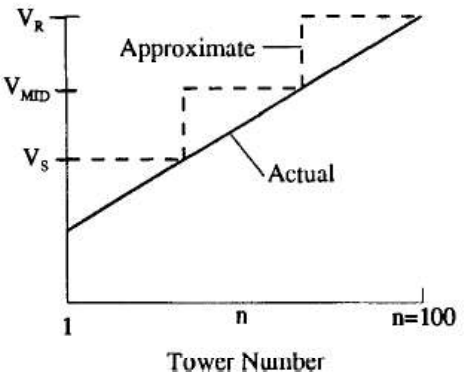


Figura 1.14. Perfil de SOV a lo largo de la línea [2].

Tabla 1.2. Tabla con los valores del SSFOR [2].

$V, pu/kV$	$P(V)$	q_R	q_{mid}	q_S	$P(FO\|V) = 1 - q_R^n * q_{mid}^n * q_S^n$	$P[FO]$
1,9/855	0,01	0,84134	0,97441	0,9981	0,99866	0,00999
1,8/810	0,05	0,97725	0,9981	0,9999	0,56111	0,02806
1,7/765	0,1	0,99865	0,99994	1	0,04549	0,00455
1,6/720	0,21	0,9999	1	1	0,00108	0,00023
Total						0,04283
SSFOR						4,28/100

SSFOR: Probabilidad del riesgo de falla por cada 100 operaciones de maniobra.

Resulta oportuno resaltar que con la ayuda de los conceptos planteados anteriormente se podría realizar el cálculo de la SSFOR cuando los SOV se describen mediante un

histograma, el cual se puede representar en una distribución continua como se muestra en la Figura 1.15. [2].

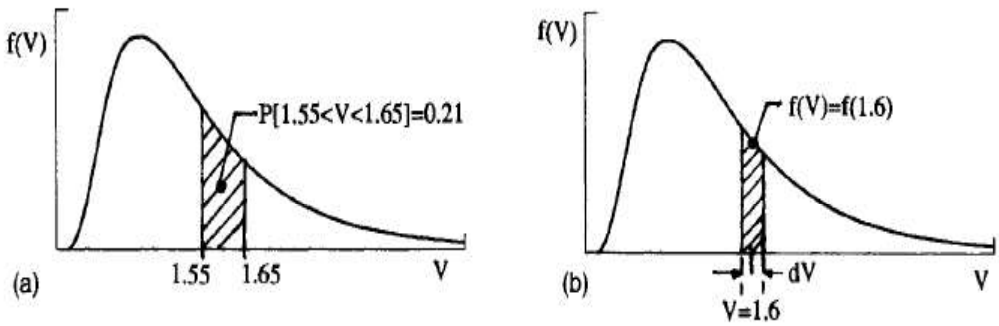


Figura 1.15. Distribución continúa de los SOV [2].

En la Figura 1.15 se muestra la función de densidad de probabilidad $f(V)$, en donde la probabilidad se obtiene mediante el cálculo del área bajo la curva en un límite establecido. Como por ejemplo, si se considera la Figura 1.11 la probabilidad de ocurrencia de 1.6 pu es 0.21 y de acuerdo a la función de densidad como se muestra en la Figura 1.15(a) la probabilidad de ocurrencia para 1.6 pu es el valor del área bajo la curva entre 1.55 y 1.65 o $P(1.55 < V < 1.65) = 0.21$. Del mismo modo como se muestra en el Figura 1.15 (b) la probabilidad de ocurrencia de 1.6 pu se lo define mediante $f(1.6)\ dV$[2].

Como consecuencia del método de probabilidad de ocurrencia que se ha planteado, se debe considerar un cálculo del SSFOR empleando probabilidades de distribución continuas.

- **DISTRIBUCIÓN CONTINUA DEL AISLAMIENTO PARA UNA TORRE**

Después de las consideraciones anteriores se puede señalar que la distribución o característica del aislamiento para una torre puede ser representada por una distribución gaussiana acumulada $F_S(V)$, así mismo la distribución del sobrevoltaje o la distribución del SOV se pueden representar mediante una función de densidad de probabilidad $f_S(V)$, como se muestra en la Figura 1.16.

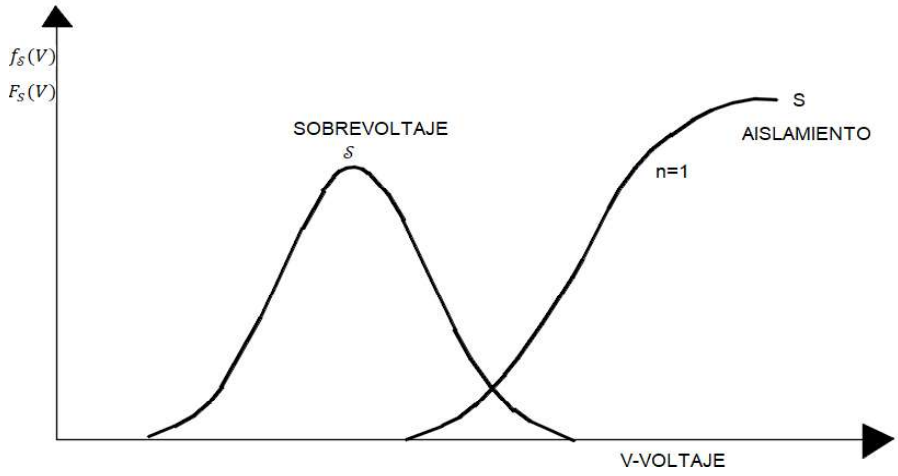


Figura 1.16. Distribución continua del Sobrevoltaje vs Aislamiento [2].

El problema que se presenta es determinar la probabilidad que el sobrevoltaje exceda al aislamiento, o la probabilidad del aislamiento sea menor que la del sobrevoltaje. Esto únicamente ocurre cuando las dos distribuciones se intersecan como se muestra en la Figura 1.17. Adicionalmente, con base en los conceptos planteados anteriormente la función de densidad de probabilidad de un SOV es $f_S(V)dV$, y la probabilidad de que ocurra un sobrevoltaje de disrupción en el aislamiento se lo denomina como $F_S(V)$ o simplemente p como se muestra en la Ecuación 1.19. [2].

$$\text{Probabilidad que ocurra un SOV} = \text{P(V)} = f_S(V)dV$$

$$P(FO|V) = F_S(V) = p \tag{1.19}$$

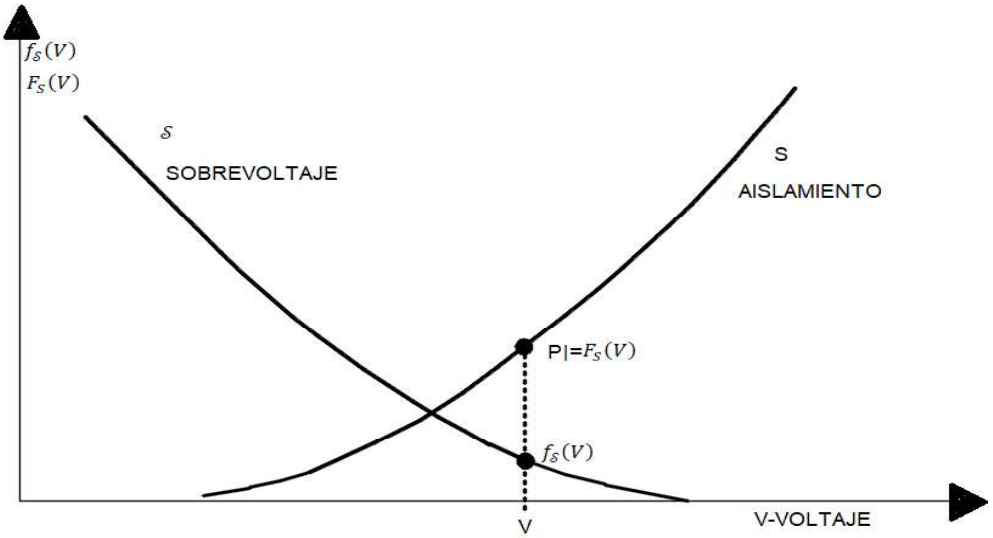


Figura 1.17. Distribuciones intersecadas [2].

La probabilidad de incremento de la disrupción por un voltaje V se identifica mediante dP y se la obtiene como se muestra en la Ecuación 1.20 [2].

$$dP = p * f_S(V)dV = F_S(V) * f_S(V)dV \tag{1.20}$$

Por otra parte, la probabilidad total de disrupción por sobrevoltaje considerando todos los SOV se muestra en la Ecuación 1.21

$$SSFOR = P(F) = \frac{1}{2}\int_{E1}^{E_m} p * f_S(V)\, dV \tag{1.21}$$

Donde

SSFOR: Probabilidad de falla por sobrevoltaje de maniobra.

$E1$: El voltaje mínimo, (por lo general 1 pu para voltajes línea-neutro).

E_m: Máximo SOV.

Hechas las consideraciones anteriores se debe señalar que la distribución de los SOVs está compuesta por valores positivos y negativos. Es decir, la mitad de los valores tienen polaridad positiva y la otra mitad negativa. Por lo tanto la soportabilidad del aislamiento para la polaridad negativa es significativamente mayor que la de la polaridad positiva. Por tal motivo, los SOV de polaridad negativa se pueden ignorar, y para calcular el SSFOR, la integral debe multiplicarse por $\frac{1}{2}$, como se muestra en la Ecuación 1.22. [2].

$$SSFOR = \frac{1}{2}\int_{E1}^{E_m} f_S(V)[F_S(V)]dV \tag{1.22}$$

Donde:

$$F_S(V) = \int_{-\infty}^{V} f_S(V)\, dV$$

- **SSFOR DEL SOBREVOLTAJE Y AISLAMIENTO PARA N TORRES**

Dadas las condiciones que anteceden si se consideran n torres como se muestra en la Figura 1.18, la probabilidad de sobrevoltaje de disrupción quedaría definida como se muestra en la Ecuación 1.23.

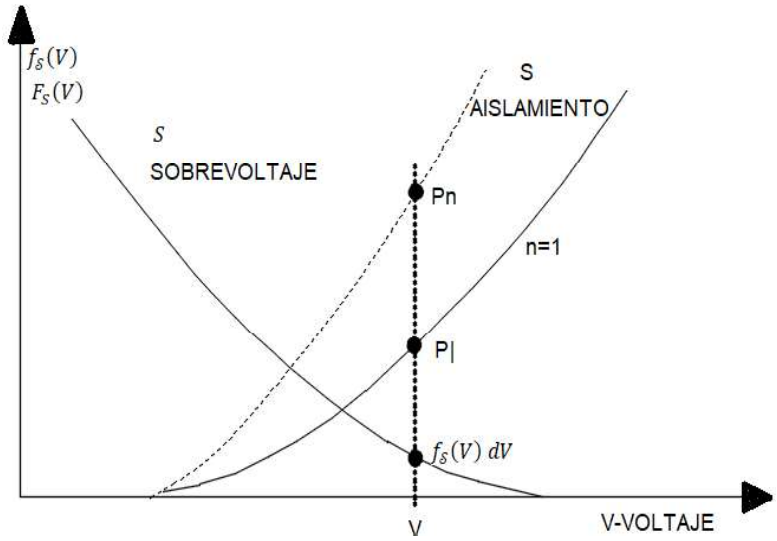


Figura 1.18. Incremento de la Probabilidad de sobrevoltaje de disrupción según el número de torres [2].

$$P_n = 1 - q^n = 1 - (1 - p)^n \tag{1.23}$$

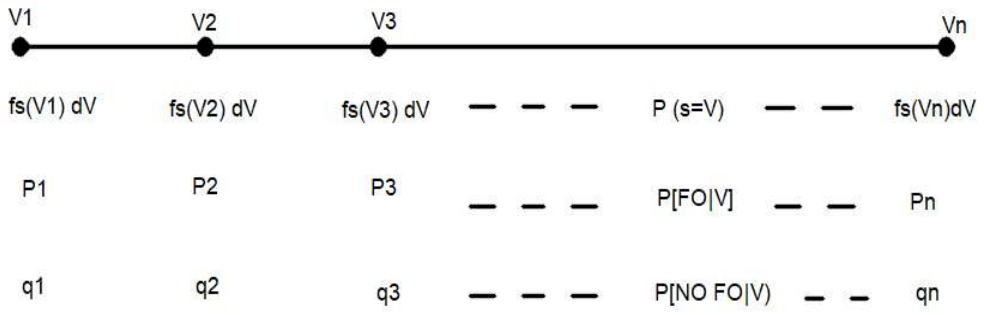
Donde p es la probabilidad de sobrevoltaje de disrupción de una torre y q es la probabilidad que no ocurra un sobrevoltaje de disrupción.

Por las consideraciones anteriores en la Ecuación 1.21 se modifica la función p ya que no considera el número de torres y es reemplazada con $(1 - q)^n$ como se muestra en la Ecuación 1.24.

$$SSFOR = \frac{1}{2}\int_{E1}^{E_m} [1 - q^n] * f_s(V)dV \tag{1.24}$$

- **PERFIL DE VOLTAJE**

La Ecuación 1.24 necesita una modificación adicional ya que asume que el SOV es constante en todas las torres a lo largo de la línea, cuando en realidad el SOV generalmente es más bajo en el extremo cerrado de la línea y máximo en el extremo abierto de la línea. Para incluir este efecto, considere una línea de transmisión, ilustrada en la Figura 1.19 donde se considera n torres. Para un caso simple de cierre del interruptor, los voltajes a los largo de la línea son V_1 o (V_S) para la torre 1, V_2 para la torre 2, y V_n o (V_R) para la última torre. Por lo tanto, la probabilidad de ocurrencia de V_1 es igual a la probabilidad de ocurrencia de V_2, es igual a la probabilidad de ocurrencia de V_n. [2].



$$f_s(V_1)dV_1 = f_s(V_2)dV_2 = f_s(V_n)dV_n$$

Figura 1.19. Perfil del SOV a lo largo de la línea [2].

Sin embargo, dado que se desea la probabilidad de al menos un sobrevoltaje de disrupción (en una torre), primero debemos calcular la probabilidad de no sobrevoltaje de disrupción (en cualquiera de las torres) y luego restar esto con uno [2].

Por lo tanto, la probabilidad de no sobrevoltaje de disrupción en la línea para una sola operación de maniobra se muestra en la Ecuación 1.25.

$$[q_1 * q_2 * q_3 \dots . q_n] \tag{1.25}$$

Y la probabilidad de al menos un sobrevoltaje de disrupción se muestra en la Ecuación 1.26.

$$[1 - q_1 * q_2 * q_3 \dots . q_n] \tag{1.26}$$

Para considerar el perfil de SOV, se debe calcular un número equivalente de torres n_e y luego reemplazarlo por el número de torres que se consideró previamente n. Es decir, el valor de n_e es el número de torres que tienen una relación entre el voltaje en el extremo cerrado y el extremo abierto (E_S/E_R) igual a uno, ya que después de realizar el cálculo del SSFOR no se han presentado cambios en los resultados obtenidos, comparándolo con los resultados cuando se considera el número real de torres n con el (E_S/E_R) especificado 0.9, en la Figura 1.20 se considera el perfil del SOV para el número de torres real y el número de torres equivalente [2].

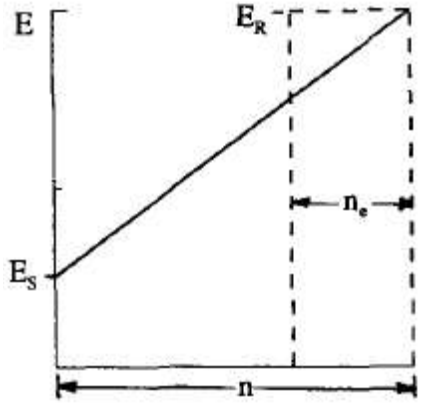


Figura 1.20. El número equivalente de torres en constante SOV [2].

El número equivalente de torres se puede estimar a partir de la Ecuación 1.27.

$$n_e = \frac{k_n}{1-\gamma} * \frac{\sigma_f}{CFO} * n \ \ o \ \ n_e = n \tag{1.27}$$

Donde

$\gamma = \frac{E_s}{E_R}$

Además que k_n es una función de n_e como se muestra en la Figura 1.21. Teoricamente, k_n es determinado mediante iteraciones. Sin embargo, en el rango práctico de 30 a 500 torres, se puede usar un valor promedio de k_n de 0.4, como se muestra en la Ecuación 1.28

$$n_e = \frac{0.4}{1-\gamma} * \frac{\sigma_f}{CFO} * n \ \ o \ \ n_e = n \tag{1.28}$$

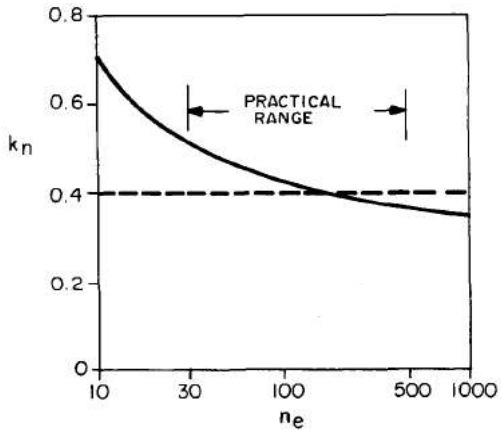


Figura 1.21. k_n En el rango práctico es de 0.4. Copyright IEEE, 1978 [2].

Considerando los sobrevoltajes de maniobra que se presentan a lo largo de la línea de transmisión, el SSFOR se calcula de acuerdo a la Ecuación 1.29.

$$SSFOR = \frac{1}{2}\int_{E1}^{E_m} f_s(V) * \left[1 - \prod_{i=1}^{n_e} q_i\right] dV \tag{1.29}$$

- **DISTRIBUCIÓN CONTINUA**

La naturaleza aleatoria de los SOV puede ser descrita por cualquier función de distribución y en este caso se considera la distribución Gaussiana o Normal. La función de densidad de probabilidad del sobrevoltaje tiene una forma característica que se la representa, de manera similar a una campana como se muestra en la Figura. 2.3, además se la define de acuerdo a la Ecuación 1.30.

$$f_s(V) = \frac{1}{\sqrt{2\pi} * \sigma} e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{V-\mu_0}{\sigma_0}\right)^2} \tag{1.30}$$

La función de distribución acumulada se obtiene al integrar la función de densidad como se muestra en la Ecuación 1.31

$$F_S(V) = \int_{-\infty}^{V} f_S(V) dV \tag{1.31}$$

Como se muestra en la Ecuación 1.30, la distribución tiene dos parámetros característicos, los cuales son la media μ_0 y la desviación estándar σ_0. Para emplearlo como una distribución de SOV, se debe considerar que es necesario definir los dos parámetros característicos de la distribución, en función del sobrevoltaje estadístico de maniobra denominado E_2, además de la relación entre la desviación estándar y el sobrevoltaje estadístico de maniobra $\frac{\sigma_0}{E_2}$ [2].

Hechas las observaciones anteriores, la probabilidad de que el SOV sea igual o superior a E_2 es de 0.02, o en otras palabras, el 2% de los SOV es mayor o igual a E_2. Como se muestra en la Ecuación 1.32 [2].

$$P(SOV \geq E_2) = 0.02 \tag{1.32}$$

Por lo tanto E_2 en términos de μ_0 y σ_0 se muestra en la Ecuación 1.33.

$$E_2 = \mu_0 + 2.054 * \sigma_0 \tag{1.33}$$

Se puede definir a μ_0 en función de E_2 y $\frac{\sigma_0}{E_2}$, como se muestra en la Ecuación 1.34

$$\mu_0 = E_2\left(1 - 2.054 * \frac{\sigma_0}{E_2}\right) \tag{1.34}$$

Después de lo anterior expuesto es oportuno resaltar que existe una desventaja en la distribución gaussiana la cual es que no está delimitada tanto a la izquierda como a la derecha, es decir, se define desde menos infinito a más infinito, mientras que los SOV están limitados entre 1.0 pu y un SOV máximo denominado E_m. La mencionada denominación E_m, generalmente es lo suficientemente grande como para que los cálculos que se plantean realizar sean lo suficientemente exactos y no sea necesario utilizar el límite de más infinito. Adicionalmente, para estimar la desviación estándar σ_0 en función de E_2 en por unidad, se lo puede realizar mediante la Ecuación 1.35.

$$\sigma_0 = 0.17 * (E_2 - 1) \tag{1.35}$$

- **CONSIDERACIONES PARA EL SOBREVOLTAJE DE MANIOBRA FASE-FASE.**

La soportabilidad del aislamiento entre fase-fase es una función de los voltajes y sus polaridades en cada una de las fases. Si se requiere la función de densidad del sobrevoltaje de maniobra para ambos componentes fase-fase y fase-tierra. Y como ya fue definido el sobrevoltaje estadístico de maniobra para fase-tierra (E_2), se puede considerar que para poder estimar el valor del sobrevoltaje estadístico de maniobra para fase-fase (E_{2p}) es necesario añadir un factor para deteminar el mismo [10].

Considerando como referencia a [10] la relación entre el sobrevoltaje estadístico de maniobra para fase-fase con el de fase-tierra (E_{2p}/E_2) está en el rango de 1.5 y 1.6. En consecuencia, la relación mencionada para el diseño de coordinación de aislamiento por sobrevoltaje de maniobra se considera igual a 1.55 [10]. Como por ejemplo, si tenemos un sobrevoltaje estadístico de maniobra para fase-tierra (E_2) igual a 2.8 [PU] aplicando la relación mencionada obtenemos el valor para el sobrevoltaje estadístico de maniobra para fase-fase (E_{2p}) igual a 4.35 [PU]. Por lo tanto, se debe considerar que los valores del perfil de voltaje fase-fase son similares al de los valores fase-tierra, de acuerdo a las consideraciones mencionadas previamente se puede concluir que el único valor que se debe especificar para realizar el diseño tomando en cuenta el sobrevoltaje de maniobra fase-fase, es el sobrevoltaje estadístico de maniobra.

1.3.1.3. SOLUCIÓN MEDIANTE UN MÉTODO NUMÉRICO.

Las soluciones numéricas son, en su mayoría, aproximaciones de las soluciones exactas. Gran parte de los métodos numéricos se basan en la aproximación de funciones por medio de polinomios, aun cuando esto no sea evidente. Dada una función f(x), que se integrará, puede ser una función conocida o un conjunto de datos discretos. Algunas funciones conocidas tienen una integral exacta. Sin embargo, muchas funciones conocidas no tienen una integral exacta, y se requiere un procedimiento numérico aproximado para evaluarla. Las fórmulas de integración numérica pueden desarrollarse ajustando funciones de aproximación (por ejemplo, polinomios) a datos discretos e integrando la función de aproximación [11]. Se implementan algoritmos más avanzados combinados con los algoritmos básicos, la integración numérica puede ahorrar tiempo y esfuerzo si solo se desea conocer el valor numérico de la integral [12].

Por las consideraciones anteriores el método numérico que se implementara para solucionar la integral que define al riesgo de falla (Ecuación 1.29), será la Regla de Simpson 1/3 extendido.

Es conveniente en primer lugar explicar la regla de Simpson 1/3, la misma se obtiene ajustando un polinomio de segundo grado a tres puntos discretos equidistantes[11], de manera similar que al realizar la interpolación polinomial cuadrática (como se muestra en la Figura 1.22). El fórmula de interpolación de Newton hacia adelante ajustado a tres puntos, x_0, x_1, x_2, está dado por la Ecuación 1.36. [12]

$$g(x_0 + sh) = f_0 + (sh)\frac{-f_2 + 4f_1 - 3f_0}{2h} + \frac{(sh)^2}{2}\frac{f_2 - 2f_1 + f_0}{h^2} \qquad (1.36)$$

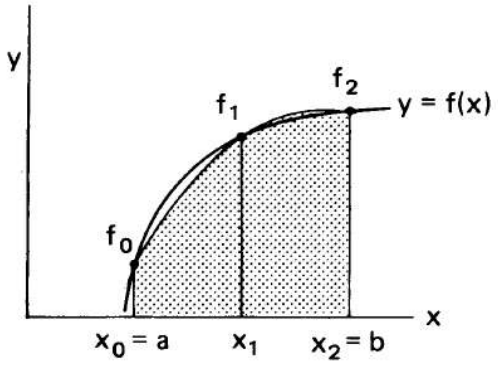


Figura 1.22. Regla de Simpson 1/3. [12]

Al integrar la Ecuación 1.36 haciendo el cambio de variable adecuado desde $x_0 = a$ hasta $x_2 = b$ se obtiene la regla de Simpson 1/3 como se muestra en la Ecuación 1.37.

$$I = \int_a^b f(x)\ dx = \frac{h}{3}[f(a) + 4f(\bar{x}) + f(b)] + E \tag{1.37}$$

Donde

$h = \frac{b-a}{2}$,

$x = \frac{a+b}{2}$

Después de lo anterior expuesto, la regla de Simpson 1/3 extendido es una aplicación de la Ecuación 1.37 para un dominio dividido en un número par de intervalos. Se caracteriza al número total de intervalos como N (par), por lo tanto, la regla de Simpson 1/3 extendido se la representa en la Ecuación 1.38.

$$I = \frac{h}{3}\left[f(a) + 4\sum_{i=1}^{N-1} f(a+ih) + 2\sum_{i=1}^{N-2} f(a+ih) + f(b)\right] \tag{1.38}$$

Donde $h = \frac{b-a}{N}$

La primera suma es únicamente sobre las i impares y la segunda es sobre las i pares. La Ecuación 1.38 se puede escribir de forma extendida como se muestra en la Ecuación 1.39 [13].

$$I = \frac{h}{3}\ (f_0 + 4f_1 + 2f_2 + 4f_3 + 2f_4 + \cdots \ldots 2f_{N-2} + 4f_{N-1} + f_N) \tag{1.39}$$

A continuación un ejemplo para ilustrar el uso de este método (Regla del Simpson 1/3 extendido).

Hallar el valor de la siguiente integral usando la fórmula de Simpson 1/3 extendido.

$$I = \int_{x=2}^{x=4} f(x)\ dx\ Si\ f(x) = \frac{1}{x} * e^x$$

Con $h = 0.00625$.

Tabla 1.3. Tabla con los valores de la función del Simpson 1/3 extendido [13].

Valores de x y $f(x)$	
x	$f(x)$
2	3.717763
4	3.741289
Suma i impares	4696.5074
Suma i pares	2338.3249

Como resultado de aplicar la Ecuación 1.38, tendremos:

$$I = 0.002083\,[3.717763 + (4696.5074) + (2338.3249) + (3.741289)] = 14.6714$$

Mientras que el resultado utilizando una herramienta computacional es:

$$I = \int_{x=0}^{x=1} \frac{1}{x} * e^{x}\, dx = 14.6766$$

Por lo tanto en base a los resultados que se obtuvieron, se pude concluir que es posible utilizar el método numérico implementado para resolver funciones que no tengan una solución analítica, ya que no se evidencia un error que diferencie el resultado implementado del realizado por una herramienta computacional.

Hecha la observación anterior el método numérico mencionado se implementó en Python 3.6, el cual servirá para calcular el riesgo de falla por sobrevoltaje de maniobra. Para comprobar el funcionamiento del mismo se resolverá la Ecuación 1.40.

$$f_s(V) = \frac{1}{\sqrt{2\pi} * 45} \int_{0}^{720} e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{V-900}{45}\right)^2} dV \qquad (1.40)$$

Las librerías utilizadas en la implementación de la regla de Simpson 1/3 extendido en python 3.6 se presentan a continuación:

math: Funciones matemáticas[14].

Numpy: Métodos numéricos avanzados[15].

Pylab: Utilizado para crear una interfaz gráfica[14].

Sympy: Comandos lógicos[15].

Scipy.integrate: Funciones explicitas e implícitas[14].

matplotlib.pyplot: Grafica funciones punto a punto[14].

En consecuencia la Tabla 1.4 muestra los resultados de la Ecuación 1.39, resolviéndola mediante la regla de Simpson 1/3 extendido implementado en python como se muestra en la Figura 1.24, evaluándola en un rango de 765 a 1080 y posteriormente graficando los resultados obtenidos como se muestra en la Figura 1.23.

Tabla 1.4. Tabla con los resultados de la Ecuación 1.39 utilizando la regla de Simpson 1/3 extendido implementado en Python.

Valores de $f(V)$	
V	$f(V)$
1) 765	0.00135
2) 810	0.02275
3) 855	0.15865
4) 900	0.49999
5) 945	0.84134
6) 990	0.97724
7) 1035	0.99868
8) 1080	0.99996

```
Fs(v) para una Torre
Los Nodos{datos} son :  {1: 0.00134993167572067, 2: 0.0227501659842466, 3:
0.158654733328331, 4: 0.499999415392276, 5: 0.841344262877109, 6: 0.977248589408843, 7:
0.998648816427218, 8: 0.999967147580327}
```

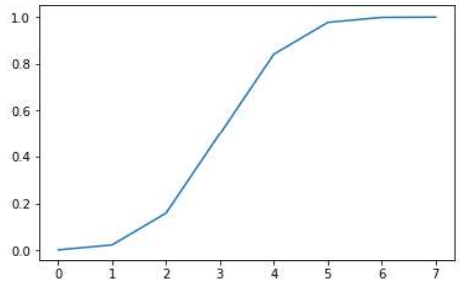


Figura 1.23. Resultados de la Ecuación 1.39 utilizando la regla del Simpson 1/3 extendido, curva del CFO.

```
import numpy as np
import math
import matplotlib.pyplot as plt
def g(x):
          return (math.exp((-0.5*((x-900)/45)**2)))*(1/(math.sqrt(2*3.1416)*45)
lista = { }
limit=720
aux=45
u = 1
while u <= 8:
    limit=limit+aux
    a=0
    b=limit
    n=90 # Número de repeticiones
    H=(b-a)/(2*n) # Distancia entre nodos
    suma=0
    datos = { }
    for i in range((2*n)+1):
        datos[i] = a+suma
        suma=suma+H

    x=g(datos[0])
    y=g(datos[2*n])
    z=0
    k=0
    for w in range(1,(n+1)):
        z=z+((g(datos[((2*w)-1)])))
    r=4*z
    for w in range((n)):
        k=k+((g(datos[2*w])))
    ra=2*k
    I=(x+y+r+ra)*(H/3)
    lista[u]=I
```

Figura 1.24. Implementación de la Regla de Simpson 1/3 extendido en Python.

Con referencia en lo anterior, para comprobar que los resultados presentados en la Tabla 1.4 tengan la mayor exactitud posible, se resuelve la mencionada ecuación utilizando la integral que proporciona la biblioteca de python como se muestra en la Figura 1.25 y los resultados en la Figura 1.26.

```
from scipy.integrate import quad
from math import*
from pylab import *
import math
import numpy as np
from sympy import*
def integrand(x):
    return (exp((-0.5*((x-900)/45)**2)))*(1/(sqrt(2*3.1416)*45))

lista = { }
limit=720
aux=45

for i in range(8):
    limit=limit+aux
    I = quad(integrand, 0,limit)
    R= I[0]
```

Figura 1.25. Solución de la integral mediante biblioteca de python [14].

```
Los Nodos{datos} son :  {0: 0.001349896453308465, 1: 0.022750105348373514, 2:
0.1586550684292833, 3: 0.49999941539227616, 4: 0.8413437623552685, 5: 0.9772487254361786,
6: 0.9986489343312438, 7: 0.9999671595797497}
0.9999671595797497
```

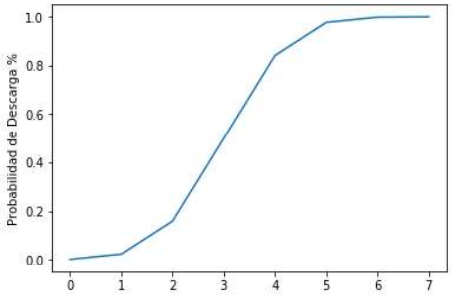


Figura 1.26. Resultados de la integral según la biblioteca de python, curva del CFO [14].

Tabla 1.5. Comparación de los resultados de la Ecuación 1.39 utilizando la regla de Simpson 1/3 extendido implementado en Python y una integral de la biblioteca de Python.

Valores de $f(V)$		
V	$f(V)$ **Implementación Método numérico**	$f(V)$ **Biblioteca Python**
1) 765	0.00135	0.001349
2) 810	0.02275	0.022750
3) 855	0.15865	0.158655
4) 900	0.49999	0.499999
5) 945	0.84134	0.841343
6) 990	0.97724	0.977248
7) 1035	0.99868	0.998648
8) 1080	0.99996	0.999967

Como se muestra en la Tabla 1.5 se puede concluir que la regla del Simpson 1/3 extendido implementado en Python tiene una exactitud en los resultados lo suficientemente alta para garantizar que el cálculo del Riesgo de Falla sea lo mayor exacto posible.

1.3.2. INFLUENCIA DE LA ALTITUD Y DEL VIENTO EN EL DISEÑO.

En primer lugar las condiciones atmosféricas estándar consideradas en el diseño de coordinación del aislamiento por sobrevoltaje de maniobra se muestran a continuación [2]:

Temperatura Ambiental: 20°C[2].

Presión del Aire: 760 mm Hg[2].

Humedad Absoluta: 11 $\text{gramos de agua/m}^3\text{de aire.}$ [2].

Para pruebas de Humedad: 1 a 1.5 mm de agua/minuto [2].

Si las condiciones atmosféricas reales difieren de estos valores, el aislamiento en términos de voltaje se corrige a estos valores estándar como se explica en la sección 1.3.1 [2].

Para el diseño de coordinación de aislamiento por sobrevoltaje de maniobra se considera la influencia de las condiciones ambientales a las que puede estar expuesto el aislador, como se muestra en la Ecuación 1.9, en donde se considera la influencia de la altitud sobre el nivel del mar, parámetro que está relacionado con la densidad relativa del aire [2]. Mediante el cual y de acuerdo a las mencionadas consideraciones se determina el valor del CFO.

Finalmente para considerar que los resultados del diseño son los adecuados, se debe indicar la influencia que tiene el viento sobre la disposición de la cadena de aisladores para lo que se calcula un ángulo de inclinación además de la distancia critica entre los aisladores y la torre que será explicado en la siguiente sección (1.3.2.1).

1.3.2.1. CÁLCULO DEL ÁNGULO DE INCLINACIÓN DE ACUERDO A LA DISPOSICIÓN DEL AISLADOR DEBIDO A LA INFLUENCIA DEL VIENTO.

- **EFECTO DEL VIENTO SOBRE LA DISPOSICIÓN EN I O VERTICAL.**

Como se ilustra en la Figura 1.27, para la disposición en vertical de la cadena de aisladores que no está restringida por el movimiento, el viento puede mover el conductor más cerca del lado de la torreo disminuyendo así la distancia critica al lado de la torre y la distancia critica a la cruceta superior. Esta distancia crítica disminuye el CFO, aumentando así el $SSFOR$ [2].

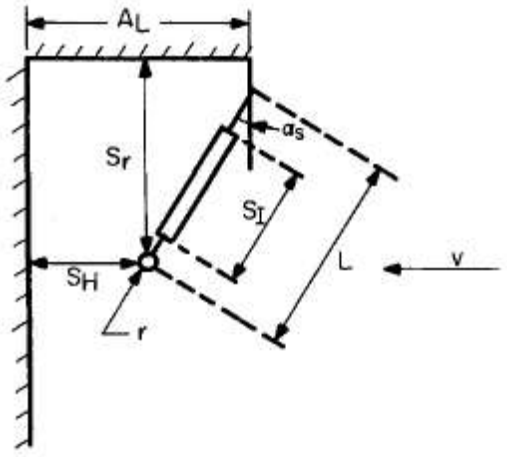


Figura 1.27. Movimiento del conductor hacia la torre debido al viento [2].

Para una velocidad del viento ϑ que incide sobre el conductor, el ángulo de Inclinación $\propto_S$, como se muestra en la Ecuación 1.41. [5]

$$\propto_S = \tan^{-1}(k_1 * \vartheta^{1.6}) \tag{1.41}$$

Donde

$$k_1 = (1.138x10^{-4})\frac{D/W}{V/H}$$

D = diámetro del conductor, cm.

W = peso del conductor, kg / m.

V = longitud del vano vertical o de peso.

H = longitud del vano horizontal o de viento.

ϑ = velocidad del viento, km / h.

De acuerdo a la Figura. 1.28, la longitud del vano horizontal o viento (H) se mide entre los vanos medios de dos estructuras adyacentes, y el vano vertical o de peso (V) se mide entre las ubicaciones de las flechas mínimas de los vanos adyacentes. Así, en terreno llano, la relación entre el vano vertical y el horizontal V / H es 1.00, mientras que en áreas montañosas V / H es menos de 1.00 [2].

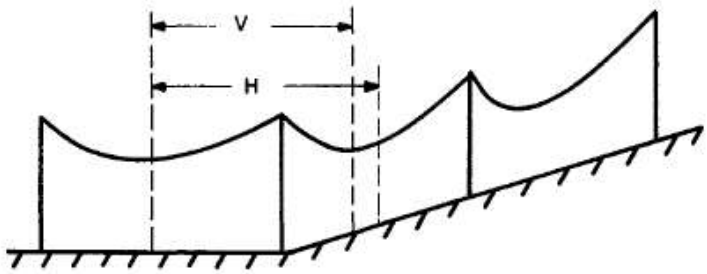


Figura 1.28. Ilustración de las longitudes de los vanos vertical y horizontal [2].

Por otra parte, la velocidad del viento, su distribución y sus parámetros fueron investigados mediante un estudio de las velocidades del viento en seis estaciones meteorológicas de EE. UU. [5]. Las investigaciones mostraron que las variaciones de la velocidad del viento en una ubicación específica podrían describirse mediante una distribución de Weibull como se muestra en la Ecuación 1.42.

$$F(\vartheta) = 1 - e^{-4.6\left(\frac{\vartheta}{\vartheta_{100}}\right)^{\beta}} \tag{1.42}$$

Donde

ϑ_{100}: Es la velocidad del viento por cada 100 horas.

Para condiciones de tormenta, el exponente β varía entre 1.5 y 2.2, y se utilizara como promedio el valor de 1.9. Para condiciones sin tormenta o condiciones climáticas favorables, β varía entre 1.4 y 2.1, de manera similar se utilizara como promedios los valores de 1.9 y 1.7, respectivamente.

En representación de lo expuesto anteriormente, se considera que:

ϑ_{100} = 50 km/h,

$\frac{D/W}{V/H}$= 1.5,

β = 1.9.

Por lo tanto, al aplicar la Ecuación 1.42 donde se asume que ϑ = ϑ_{100} con lo que se obtiene la función de distribución acumulada de Weibull $F(\vartheta)$ = 0.99, del mismo modo al aplicar la Ecuación 1.41 se obtiene el ángulo de Inclinación $\propto_S$ = 5.1 grados.

Por lo tanto la probabilidad de que el ángulo de Inclinación sea mayor o igual a 5.1 grados es de 0.01. Como se muestra en la Ecuación 1.43

$$P[\propto_S \geq 5.1\ grados] = 0.01 \qquad (1.43)$$

Para determinar cuánto se reduce la distancia critica por la influencia del ángulo de inclinación, como se muestra en la Figura 1.29 la longitud de la cruceta es AL y se lo define de acuerdo a la Ecuación 1.44

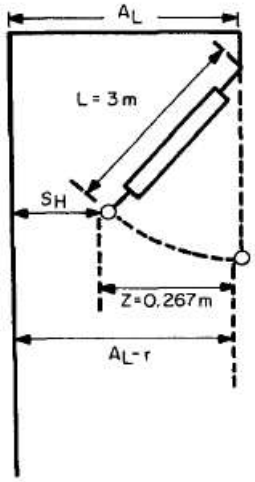


Figura 1.29. Ejemplo de las longitudes, cruceta de la torre y del aislador [2].

$$A_L = S_H + r + L \sin \propto_S \qquad (1.44)$$

Donde

r: Radio de soporte del conductor.

SH: Distancia critica.

L: Longitud total del aislador.

Para $\propto_S$ igual a 5.1 grados y una longitud total del aislador L igual a 3.0m, de acuerdo a la Ecuación 1.44 $(A_L - S_H - r) = 0.267$ m que está etiquetada como Z como se muestra en la Figura. 2.26. Por lo tanto, la probabilidad de que la distancia critica S_H se reduzca en más de 0.267 m es 0.01 o como se muestra en la Ecuación 1.45

$$P[(A_L - S_H - r) \geq 0.267\ m] = 0.01 \qquad (1.45)$$

En consecuencia, si se considera que L es igual a 3 m, el valor de A_L es igual a 3 m, de acuerdo a la Ecuación 1.44 la distancia critica S_H se reduce a 2,73 m, aproximadamente un 9% de reducción.

Por otra parte para calcular el SSFOR para una cadena I considera la velocidad del viento y su probabilidad de ocurrencia. Es decir, de acuerdo a la Figura 1.30, considere una velocidad de viento única ϑ_1 cuya probabilidad de ocurrencia es $f(\vartheta_1)\, dv$. El ángulo de Inclinación $\propto_S$ que se calcula de acuerdo a la velocidad del viento ϑ_1, y al conocer las dimensiones de la cruceta de la torre, longitud del aislador, se pueden calcular las distancias críticas entre el aislador y el cuerpo de la torre, aislador y cruceta superior de la torre, S_H y S_V respectivamente. Usando el mínimo de estas dos distancias críticas y la longitud de la cadena de aisladores S_I dividida por 1.05, se determina el CFO, a partir del cual se puede calcular el SSFOR. Al que se lo multiplica por la probabilidad de ocurrencia $f(\vartheta_1)\, dv$

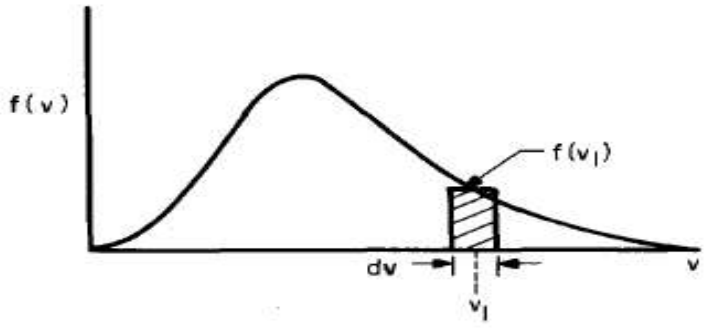


Figura 1.30. Función de Distribución de la velocidad del viento [2].

De acuerdo al método propuesto anteriormente en el que se requiere una cantidad considerable de cálculos. Es posible reducir el mismo, determinando aproximadamente el mismo SSFOR usando solo una velocidad del viento ϑ_d, designada como la velocidad del viento de diseño, que es igual al 60% de la velocidad del viento por cada 100 horas, como se muestra en la Ecuación 1.46 [5]

$$\vartheta_d = 0.60 * \vartheta_{100} \tag{1.46}$$

Para el cálculo del SSFOR tomando en cuenta la influencia del viento, se detallan los pasos a continuación:

1. Se debe proceder exactamente de la misma manera que para el diseño de la cadena del aislador de la fase externa. Es decir, para un *CFO* determinado, se calcula la distancia crítica mínima S.

2. Con un diseño de velocidad del viento del 60% de la velocidad del viento por cada 100 horas, se calcula el ángulo de inclinación.

3. Como se ilustra en la Figura 1.31, conociendo la longitud de la cadena de aisladores S_I, la longitud del grillete recto H_L y la longitud de conexión inferior al conductor, la longitud total del aislador es L. Un círculo de radio $S + r$ se dibuja desde el centro del conductor para describir el círculo de separación.

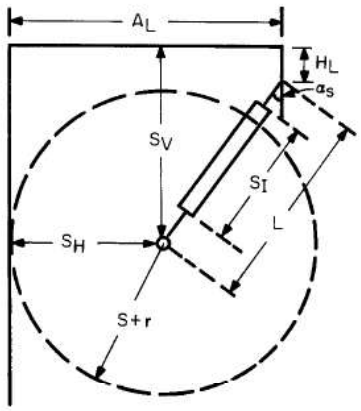


Figura 1.31. Circulo de distancias para una cadena de aislador en I [2].

Adicionalmente, S_I debe ser 1.05 veces la distancia critica mínima. Como se muestra en la Ecuación 1.47.

$$A_L \geq L \sin \alpha_S + S_H + r$$

$$H_L \geq S_V + r - L \cos \alpha_S$$

$$S_I \geq 1.05\, S \tag{1.47}$$

La variable r no es el radio del conductor, sino el radio del soporte donde va el conductor, mejor conocido como grapa de amarre.

Para otro tipo de configuración de una torre, como la torre de doble circuito vertical, otra fase está directamente debajo de la posición de fase superior. En el mencionado caso, la distancia S debe mantenerse entre el conductor y la cruceta de la torre inferior para ángulos de giro entre 0 y el ángulo de inclinación de diseño. Esto significa que la parte inferior de la cruceta puede ser tangente a los círculos como se muestra en la Figura 1.32.

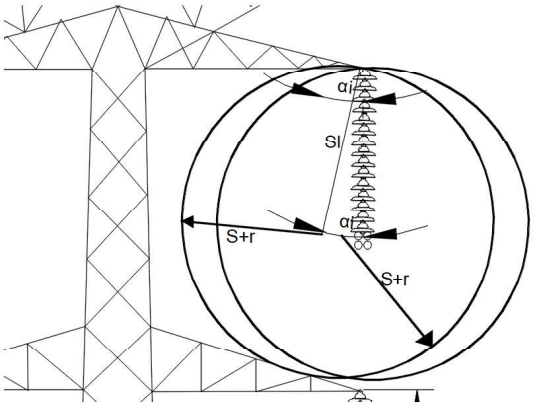


Figura 1.32. Distancias de seguridad para el brazo de una torre doble circuito [2].

1.3.3. DETERMINACIÓN DEL SOBREVOLTAJE DE MANIOBRA Y MÉTODOS DE CONTROL.

En la mayoría de casos, un recierre trifásico de una línea de transmision produce sobrevoltajes de maniobra en las tres fases, la generación de sobrevoltaje está relacionada con las maniobras que se realizan mediante la operación del interruptor; algunos de los interruptores pueden no generar ningún sobrevoltaje. Un ejemplo típico es el interruptor que cierra sincronizada mente cada una de las fases del circuito cuando el voltaje a través del contacto es cero. [10]

En el peor de los casos, cada operación de maniobra produce tres sobrevoltajes de fase-tierra y tres de fase-fase. Por lo que se utilizan dos métodos para caracterizar la función de distribución de probabilidad de sobrevoltaje:

Método de caso-pico: De cada operación de maniobra, se selecciona el sobrevoltaje pico más alto de los tres sobrevoltajes y se incluye en la distribución de probabilidad. Esto da lugar a la distribución de sobrevoltaje de maniobra por operación de cierre o recierre de

tres fases, y se utiliza para calcular la probabilidad del riesgo de falla por operaciones trifásicas de maniobra.[10]

Método de fase-pico: De cada operación de maniobra, el sobrevoltaje de maniobra de cresta en cada una de las tres fases se incluye en la distribución de probabilidad. Cada operación aporta tres valores máximos a la distribución de probabilidad. Esto da como resultado una distribución por fase de sobrevoltaje que pueden usarse para calcular una probabilidad por fase del riesgo de falla por operaciones de maniobra.[10]

Estos métodos se utilizan para determinar una distribución de sobrevoltaje tanto fase-tierra como fase-fase. Debido a que la probabilidad de los sobrevoltajes de polaridad positiva y negativa es igual, estos métodos consideran solo el valor absoluto de los sobrevoltajes, independientemente de la polaridad.[10]

- **SOBREVOLTAJES DE MANIOBRA LONGITUDINALES**.

Durante el cierre o el recierre, el sobrevoltaje longitudinal es la diferencia entre el voltaje de funcionamiento continuo en un terminal del dispositivo de maniobra y el sobrevoltaje de maniobra en el otro terminal. En los sistemas sincronizados, el sobrevoltaje de maniobra máximo y el voltaje de operación tienen la misma polaridad, y el aislamiento longitudinal está expuesto a un sobrevoltaje más bajo que el aislamiento de fase-tierra.[10]

El aislamiento longitudinal entre sistemas no síncronos puede estar sujeto a sobrevoltajes de energización de una polaridad en un terminal y la cresta del voltaje de operación de la otra polaridad en el otro terminal. En consecuencia, en este caso, el aislamiento longitudinal está expuesto a sobrevoltajes significativamente más altos que el aislamiento de fase-tierra.[10]

- **REDUCCIÓN O CONTROL DE LOS SOBREVOLTAJES DE MANIOBRA DE LÍNEA**

Se consideran 4 métodos de control para reducir la magnitud de los sobrevoltajes de maniobra, los cuales se presentan a continuación:

a) Resistencias de preinserción en los interruptores automáticos: Una resistencia de preinserción y un cierre controlado reduce el sobrevoltaje a lo largo de toda la línea. Los pararrayos solo reducen los sobrevoltajes alrededor de su punto de instalación [10].

b) Cierre controlado del interruptor: El cierre controlado del interruptor de tres polos depende de las condiciones de carga y de la relación entre las velocidades de cierre y apertura. Del mismo modo para el control de un interruptor de un solo polo, se dan órdenes

de maniobra individuales a cada polo, respectivamente. En ese caso, la no simultaneidad se logra por medios eléctricos y el escalonamiento se denomina escalonamiento eléctrico.

c) Descargadores de sobrevoltajes o Pararrayos.

d) Reactor de derivación compensado por líneas de transmisión: Su función es consumir el exceso de energía reactiva generada por las líneas aéreas en condiciones de baja carga y, por lo tanto, estabilizar el voltaje del sistema.[16]

1.3.3.1. ESTUDIOS DE LOS SOBREVOLTAJES DE MANIOBRA CON APROXIMACIÓN ESTADÍSTICA EN EL SOFTWARE ATP.

El nivel de resistencia al impulso del tipo maniobra de los aisladores de línea EAV es generalmente más bajo que el nivel de resistencia al impulso del tipo rayo. Por lo tanto, se necesitan algunas medidas para proteger la línea contra sobrevoltajes del tipo maniobra.

Se podrían aplicar una o más de las siguientes medidas para reducir estos sobrevoltajes:

- Montaje de pararrayos en los terminales de línea y a lo largo de la línea.
- Aplicación de interruptor automático con resistencias de cierre.
- Maniobras sincronizadas del Interruptor al cierre y recierre de la línea.
- Limitando o eliminando la carga atrapada en el tiempo muerto del recierre trifásico.

Para realizar la aproximación estadística es necesario presentar el método que se utiliza y la función del mismo, conocido como maestro / esclavo implementado en los interruptores estadísticos de ATP.

El modelo que se muestra en la Figura 1.33 se ha implementado con el objetivo de realizar un estudio para mejorar el análisis del rendimiento de las maniobras en una línea de transmisión de 400 kV. La ubicación de los cables de fase y tierra y la longitud de las cadenas de aislador compuesto se suponen conocidas en este ejemplo.

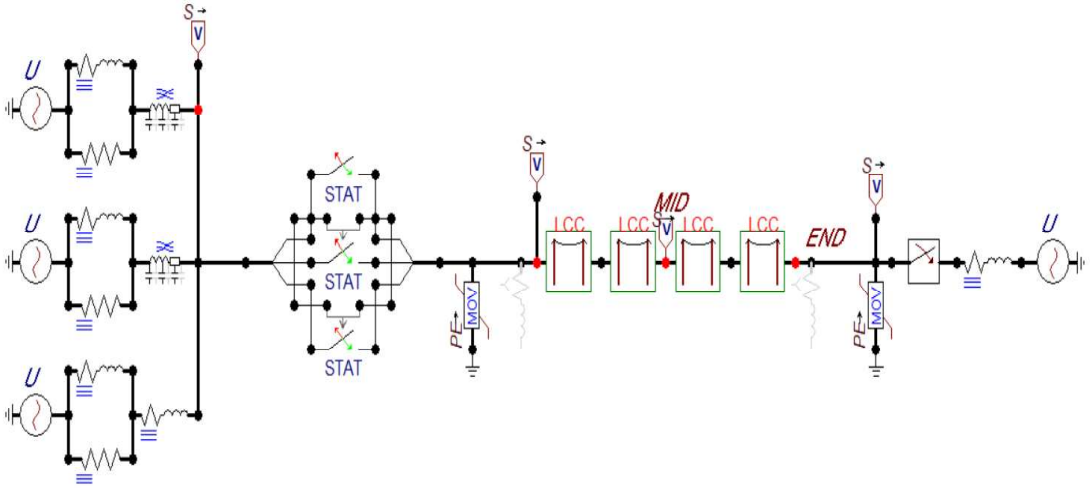


Figura 1.33. ATPDraw Circuito para realizar la aproximación estadística**.**

Por otro lado, la línea de transmisión investigada se ha dividido en cuatro secciones, cada una de ellas representada por un objeto LCC JMarti. Para configurar fácilmente las condiciones iniciales de la línea, se debería conectar una fuente de voltaje trifásico a la derecha de la línea, que tiene una amplitud de voltaje igual a la carga atrapada deseada. Esta fuente se desconecta antes de la operación de los conmutadores estadísticos para descargar la línea. Vale la pena mencionar que se necesita algo de cuidado al construir el modelo para realizar el estudio estadístico, debido a que la complejidad excesiva innecesaria del modelo puede aumentar significativamente el tiempo de simulación general de tantas ejecuciones estadísticas.

Para configurar las opciones del programa para la simulación estadística se debe especificar que la incidencia de una maniobra simulada, se la considera como un recierre de 3 fases. Los interruptores estadísticos de tipo gaussiano representan el interruptor de recierre. Para la dependencia maestro/esclavo, a la fase A se especifica como maestro y los dos restantes como esclavo. En ATP es necesario que en el interruptor se debe fijar al maestro como un valor de referencia para luego establecer al esclavo. Por tanto para garantizar este orden, el No. de grupo de un interruptor maestro debe establecerse más bajo que el de un esclavo, como se muestra en la Figura 1.34. Además, la opción de clasificación por número de grupo también debe activarse en la ATP.

Las selecciones anteriores resultarán en tarjetas de datos ordenadas en el archivo ATP por clase, y luego ordenadas por números de grupo en cada clase.

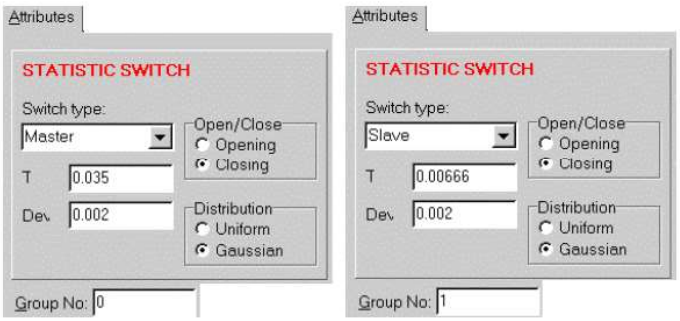


Figura 1.34. Parámetros de entrada de conmutadores estadísticos maestro y esclavo.

Por otra parte, el resto de las opciones de programa y la configuración de los parámetros del circuito para un estudio estadístico es muy similar al de cualquier otra simulación de dominio de tiempo. Sin embargo se debe especificar el estudio de la maniobra y los controles de la maniobra en ATP antes de generar el archivo ATP como se muestra en la Figura 1.35.

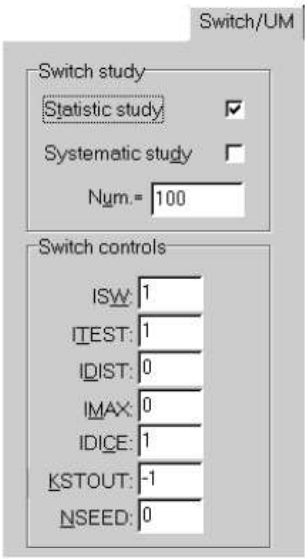


Figura 1.35. Ajuste de los parámetros del estudio estadístico.

- **RESULTADOS DEL ESTUDIO ESTADÍSTICO.**

Las operaciones de recierre se sincronizan con el voltaje establecido en esta simulación, para lo cual el interruptor maestro está cerrado cuando el valor instantáneo del voltaje de referencia fase a tierra es igual a cero. El retardo promedio para los interruptores esclavos en la fase B y C se deben establecer aproximadamente en 0.0055 y 0.00275 segundos por fase respectivamente. La desviación estándar del tiempo de operación del controlador síncrono y el interruptor se ha considerado como un parámetro adicional en el estudio:

- La desviación estándar acumulada del interruptor y el tiempo de operación del controlador es de 1 ms

Por lo tanto, como ejemplo para el estudio planteado la energización con carga atrapada de una línea de transmisión, se consideraran tres casos de estudio en donde se apreciara la influencia de los métodos de control para los sobrevoltajes y se podrán evidenciar en los resultados de acuerdo al perfil de voltaje además de la magnitud de energía que se pueda presentar durante el recierre, para finalmente obtener los resultados estadísticos de desviación estándar acumulada y la media.

CASO 1.-

- **RECIERRE CON CARGA ATRAPADA, SIN MÉTODOS DE CONTROL PARA LOS SOBREVOLTAJES.**

Para lo que se utilizara el siguiente sistema de prueba que sirve para analizar como al no usar un método de control para el sobrevoltaje de maniobra se presentan magnitudes de voltaje altas que podrían ocasionar un diseño complejo de la coordinación de aislamiento, como se muestra en la Figura 1.36:

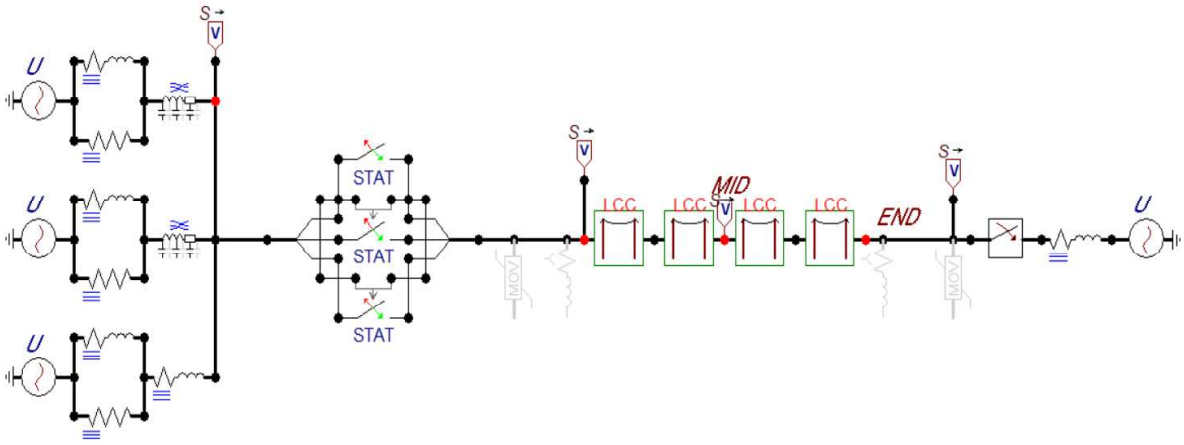


Figura 1.36. Circuito equivalente para realizar el estudio estadístico sin utilizar un método de control para los sobrevoltajes de maniobra.

Donde:

Número de compilaciones: 200

Voltaje de las fuentes en cada extremo: 420 kV.

Frecuencia del sistema: 50 Hz.

Interruptor estadístico:

- Maestro-Esclavo0
- T=0.16 y Desviación=0.0002 para el MAESTRO.
- T=0.0066 y Desviación=0.002 para el ESCLAVO.
- T=0.0033 y Desviación=0.002 para el ESCLAVO.

Datos de la Línea de transmisión:

- Rho: 50 [ohm*m]
- Longitud: 50 [km]
- Modelo: JMartin
- Los datos del cable se muestran en la Figura 1.37:

	Ph.no.	Rin	Rout	Resis	Horiz	Vtower	Vmid	Separ	Alpha	NB
#		[cm]	[cm]	[ohm/km DC]	[m]	[m]	[m]	[cm]	[deg]	
1	1	0	1.125	0.114	4.8	28.6	18.6	40	0	2
2	2	0	1.125	0.114	5	21.5	11.5	40	0	2
3	3	0	1.125	0.114	-5	21.5	11.5	40	0	2
4	0	0.5	0.8	0.304	0.8	35.1	25.1	0	0	0

Figura 1.37. Datos del cable utilizados para el estudio estadistico.

Interruptor ideal:

- Tiempo de cierre para las tres fases: -1
- Tiempo de apertura para las tres fases: 0.0107

Los resultados de los voltajes de fases al final de la línea como se muestran en la Figura 1.36. Después de realizar el recierre con las consideraciones planteadas anteriormente, los resultados del voltaje al final de la línea para cada una de las fases se muestran en la Figura 1.38, donde se observa un pico de voltaje que corresponde a la fase B (curva roja) él cual tiene una magnitud de 1.06 [MV] equivalente a 2.8 [PU], en consecuencia para que los equipos de protección no sufran daños se realiza el diseño de la coordinación del aislamiento por sobrevoltaje de maniobra, como ya se planteó anteriormente el voltaje máximo o sobrevoltaje que se presenta en la línea de transmisión es uno de los factores que tiene una influencia directa en el diseño de los aisladores, por lo que los aisladores que soportarían la magnitud del mencionado sobrevoltaje deberían ser con unas

dimensiones extremadamente grandes. Por lo tanto para reducir la magnitud de los sobrevoltajes que se ha obtenido es necesario implementar métodos de control para que el diseño de la coordinación de aislamiento sea factible.

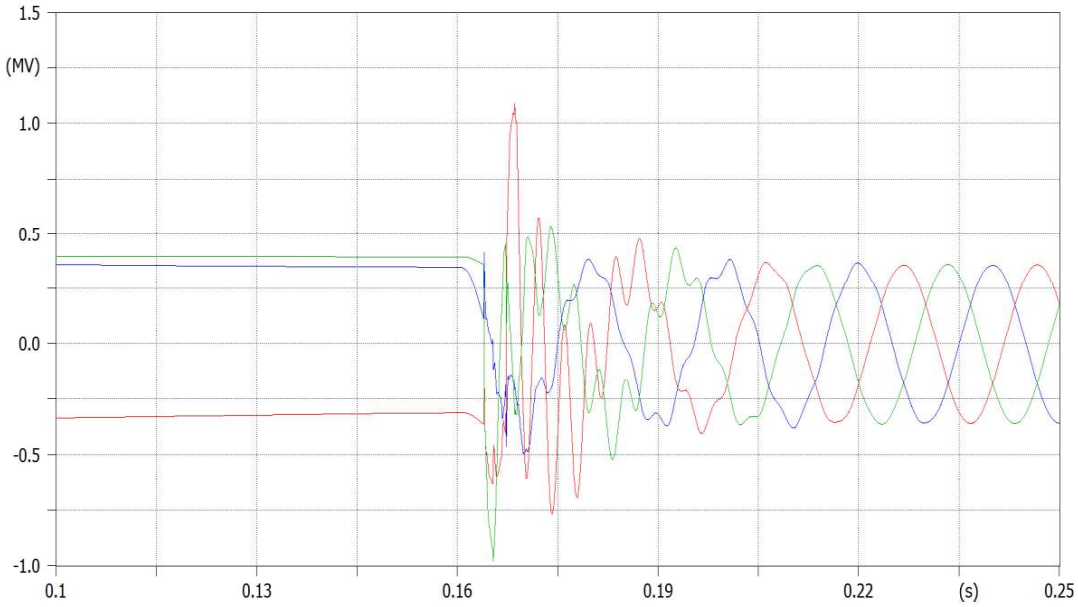


Figura 1.38. Voltajes medidos en el final de la línea.

Por otra parte, en la Figura 1.39 se muestra en una tabla con los resultados de cada una de las 200 compilaciones además se da a conocer el valor de la desviación estándar y la media, de acuerdo a un análisis estadístico, tomando como referencia a la fase donde se presenta el sobrevoltaje con mayor magnitud medido al final de la línea, entonces, se considera que para un diseño de coordinación de aislamiento por sobrevoltaje de maniobra se puede utilizar los siguientes resultados:

Media = 2.6 [PU]

Desviación estándar = 0.49 [PU]

69	3.4500000	1.18335000E+06	4	196	2.000000
70	3.5000000	1.20050000E+06	1	197	1.500000
71	3.5500000	1.21765000E+06	2	199	.500000
72	3.6000000	1.23480000E+06	0	199	.500000
73	3.6500000	1.25195000E+06	1	200	.000000

Summary of preceding table follows:	Grouped data	Ungrouped data
Mean =	2.63350000E+00	2.63391526E+00
Variance =	2.46485176E-01	2.47191479E-01
Standard deviation =	4.96472734E-01	4.97183547E-01

Figura 1.39. Tabla con los resultados de las compilaciones realizadas.

CASO 2.-

- **ENERGIZACIÓN CON CARGA ATRAPADA, CON PARARRAYOS PARA EL CONTROL DE LOS SOBREVOLTAJES.**

Por otra parte, para realizar un análisis de la conveniencia al añadir pararrayos como método de control el sobrevoltaje de maniobra y determinar si el sobrevoltaje de mayor magnitud que se genera puede servir para realizar un diseño de coordinación de aislamiento, como se muestra en la Figura 1.40:

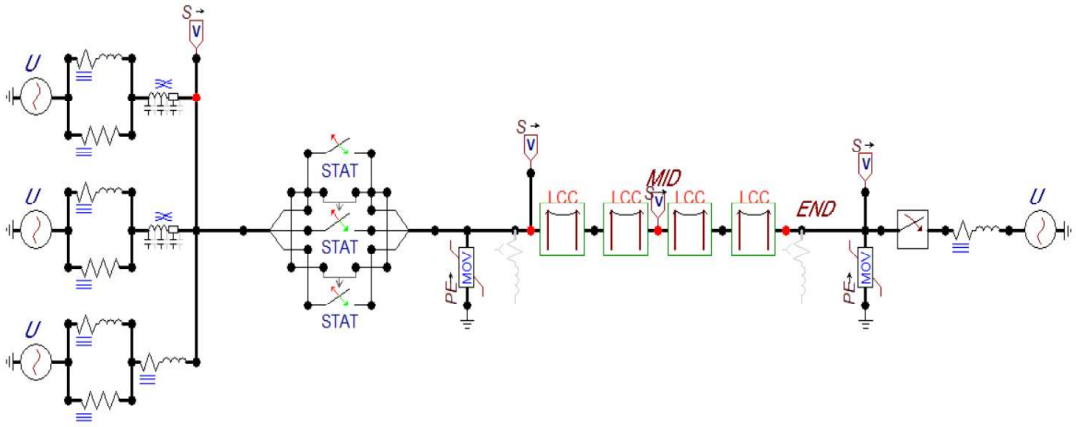


Figura 1.40. Circuito equivalente para realizar el estudio estadístico utilizando un método de control para los sobrevoltajes de maniobra mediante pararrayos

Donde:

Número de compilaciones: 200

Voltaje de las fuentes en cada extremo: 420 kV.

Frecuencia del sistema: 50 Hz.

Interruptor estadístico:

- Maestro-Esclavo0
- T=0.16 y Desviación=0.0002 para el MAESTRO.
- T=0.0066 y Desviación=0.002 para el ESCLAVO.
- T=0.0033 y Desviación=0.002 para el ESCLAVO.

Datos de la Línea de transmisión:

- Rho: 50 [ohm*m]

- Longitud: 50 [km]
- Modelo: JMartin
- Los datos del cable se muestran en la Figura 1.41:

	Ph.no.	Rin	Rout	Resis	Horiz	Vtower	Vmid	Separ	Alpha	NB
#		[cm]	[cm]	[ohm/km DC]	[m]	[m]	[m]	[cm]	[deg]	
1	1	0	1.125	0.114	4.8	28.6	18.6	40	0	2
2	2	0	1.125	0.114	5	21.5	11.5	40	0	2
3	3	0	1.125	0.114	-5	21.5	11.5	40	0	2
4	0	0.5	0.8	0.304	0.8	35.1	25.1	0	0	0

Figura 1.41. Datos del cable utilizados para el estudio estadístico.

Interruptor ideal:

- Tiempo de cierre para las tres fases= -1
- Tiempo de apertura para las tres fases= 0.0107

Pararrayo:

- Ur= 600 [kV]
- Vflash= -1 (<0 sin espaciamiento en aire)
- Vzero= 0

Los resultados de los voltajes en cada una de las fases medidos al final de la línea de transmisión se muestran en la Figura 1.42.

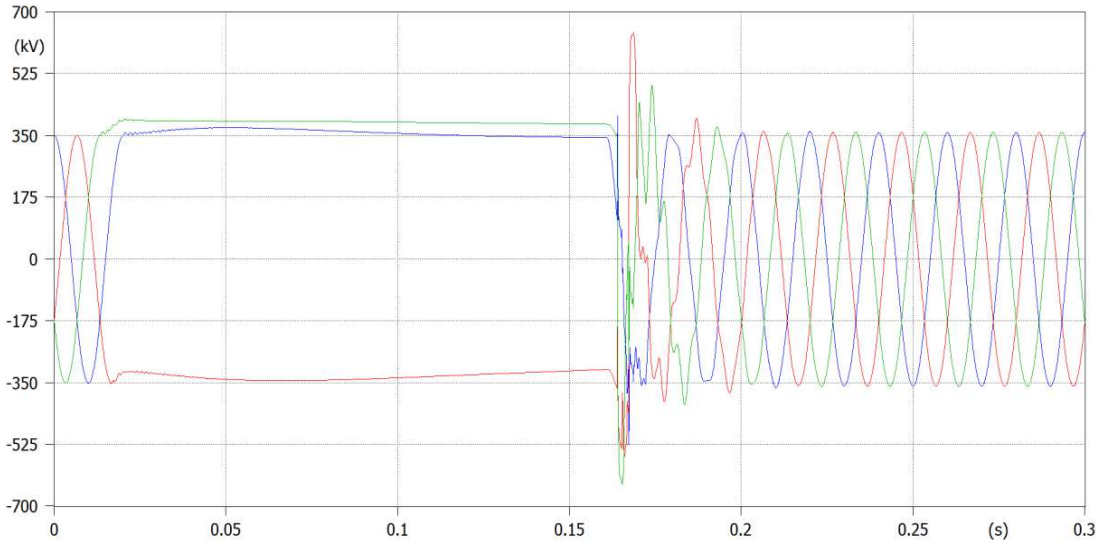


Figura 1.42. Voltajes medidos en el final de la línea.

En la Figura 1.42 se presenta el pico del voltaje más alto en la fase B (curva roja) la cual está en el orden de 634 [kV] equivalente a 1.7 [PU], lo cual es manejable para el diseño que se desea implementar en este estudio, y se podría tomar en cuenta como método de control a los pararrayos pero tienen un problema debido a que absorben la energía ocasionada por los sobrevoltajes de maniobra y se debe analizar si la van a soportar o es necesario añadir un equipo de control a la línea de transmisión.

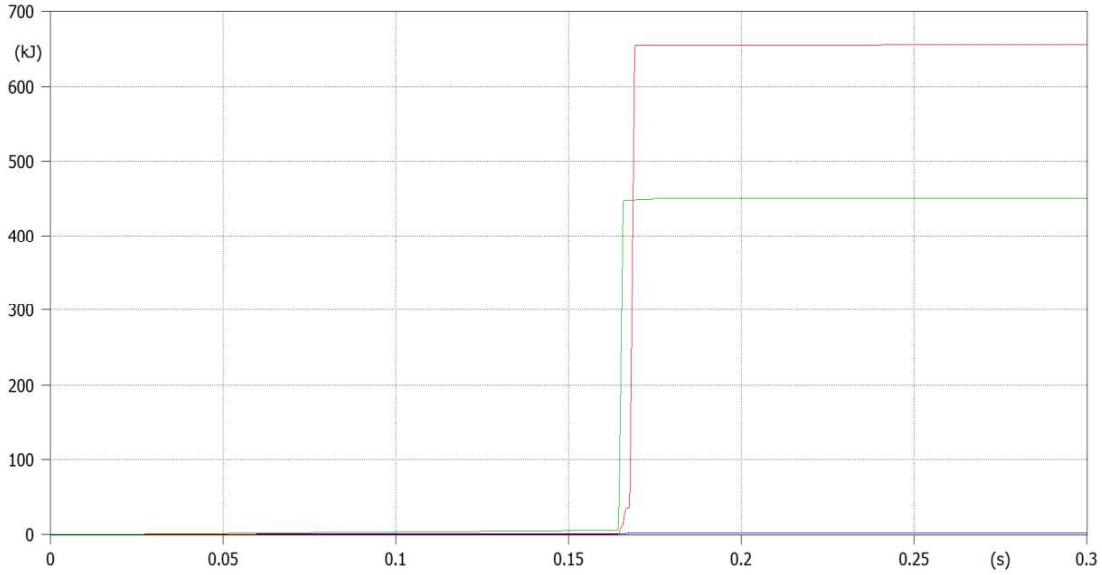


Figura 1.43. Carga atrapada o energía generada por los sobrevoltajes de maniobra en el final de la línea con pararrayos en la línea de transmisión.

En la Figura 1.43 se muestra que el origen de tener altos sobrevoltajes de maniobra al realizar un recierre es debido a la carga atrapada o energía en el sistema, la cual está en el orden de los 650 [kJ] (línea roja), misma que los pararrayos van a tratar de descargar, pero en este caso no van a poder soportar toda la energía ya que lo máximo que pueden descargar es 13 [kJ]. Por este motivo se debe considerar el añadir un equipo para que "drene a tierra" la carga atrapada en el conductor cuando la fase o la línea se abran. Se plantea entonces, un método de control de los sobrevoltajes de maniobra mediante reactores a lo largo de la línea de transmisión y se presentan en el CASO 3.

8) ----------

Statistical distribution of peak voltage at node "ENDB ". The base voltage for per unit printout is

Interval number	voltage in per unit	voltage in physical units	Frequency (density)	Cumulative frequency	Per cent .GE. current value
29	1.4500000	4.97350000E+05	0	0	100.000000
30	1.5000000	5.14500000E+05	2	2	99.000000
31	1.5500000	5.31650000E+05	2	4	98.000000
32	1.6000000	5.48800000E+05	0	4	98.000000
33	1.6500000	5.65950000E+05	7	11	94.500000
34	1.7000000	5.83100000E+05	12	23	88.500000
35	1.7500000	6.00250000E+05	16	39	80.500000
36	1.8000000	6.17400000E+05	28	67	66.500000
37	1.8500000	6.34550000E+05	46	113	43.500000
38	1.9000000	6.51700000E+05	84	197	1.500000
39	1.9500000	6.68850000E+05	3	200	.000000

Summary of preceding table follows:

	Grouped data	Ungrouped data
Mean =	1.81000000E+00	1.81036034E+00
Variance =	7.03517588E-03	6.85617375E-03
Standard deviation =	8.38759553E-02	8.28020154E-02

Figura 1.44. Tabla con los resultados de las compilaciones realizadas.

Por otra parte en la Figura 1.44 se muestra en una tabla con los resultados de cada una de las 200 compilaciones además se da a conocer el valor de la desviación estándar y la media de acuerdo a un análisis estadístico, tomando como referencia a la fase donde se presenta el sobrevoltaje con mayor magnitud medido al final de la línea, de esta manera se presentan los valores a continuación:

Media = 1.8 [PU]

Desviación estándar acumulada = 0.083 [PU]

CASO 3.-

- **ENERGIZACIÓN CON CARGA ATRAPADA, CON PARARRAYOS Y REACTORES PARA EL CONTROL DE LOS SOBREVOLTAJES.**

Con base en lo expuesto anteriormente la Figura 1.45 representa un circuito equivalente en el que se incluyen reactores en la línea de transmisión, los cuales trabajan en conjunto con los pararrayos para “drenan a tierra” la carga atrapada generada por los sobrevoltajes de maniobra:

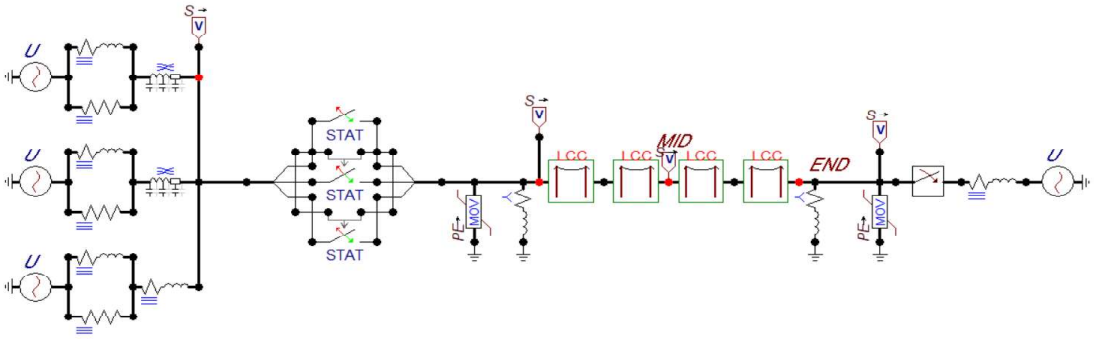


Figura 1.45. Circuito equivalente para realizar el estudio estadístico utilizando un método de control para los sobrevoltajes de maniobra mediante pararrayos y reactores.

Donde:

Número de compilaciones: 200

Voltaje de las fuentes en cada extremo: 420 kV.

Frecuencia del sistema: 50 Hz.

Interruptor estadístico:

- Maestro-Esclavo0
- T=0.16 y Desviación=0.0002 para el MAESTRO.
- T=0.0066 y Desviación=0.002 para el ESCLAVO.
- T=0.0033 y Desviación=0.002 para el ESCLAVO.

Datos de la Línea de transmisión:

- Rho: 50 [ohm*m]
- Longitud: 50 [km]
- Modelo: JMartin
- Los datos del cable se muestran en la Figura 1.46:

	Ph.no.	Rin	Rout	Resis	Horiz	Vtower	Vmid	Separ	Alpha	NB
#		[cm]	[cm]	[ohm/km DC]	[m]	[m]	[m]	[cm]	[deg]	
1	1	0	1.125	0.114	4.8	28.6	18.6	40	0	2
2	2	0	1.125	0.114	5	21.5	11.5	40	0	2
3	3	0	1.125	0.114	-5	21.5	11.5	40	0	2
4	0	0.5	0.8	0.304	0.8	35.1	25.1	0	0	0

Figura 1.46. Datos del cable utilizados para el estudio estadístico.

Interruptor ideal:

- Tiempo de cierre para las tres fases= -1
- Tiempo de apertura para las tres fases= 0.0107

Pararrayo:

- Vref= 600 [kV]
- Vflash= -1 (<0 no gap)

- Vzero= 0

Reactor:

- Los parámetros utilizados son:

R= 2500 [Ω]

L= 22460 [mH]

Los resultados de los voltajes de cada una de las fases medidos al final de la línea de transmisión se muestran en la Figura 1.47.

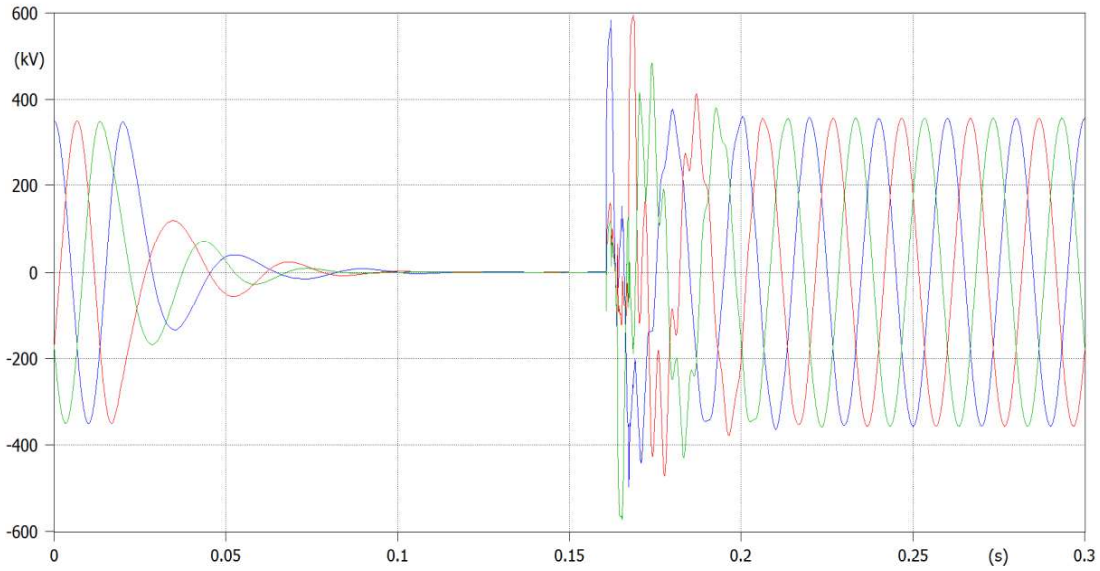


Figura 1.47. Voltajes medidos en el final de la línea de transmisión.

Por consiguiente, en la Figura 1.47 se presenta el pico más alto del voltaje el cual se presenta en la fase B (curva roja) que se encuentra en el orden de 594 [kV] equivalente a 1.6 [PU], lo cual es manejable para el diseño que se desea implementar en este estudio, y se podría tomar en cuenta como método de control a los reactores debido a que absorben la energía ocasionada por los sobrevoltajes de maniobra además de los pararrayos en cada torre de la línea de transmisión.

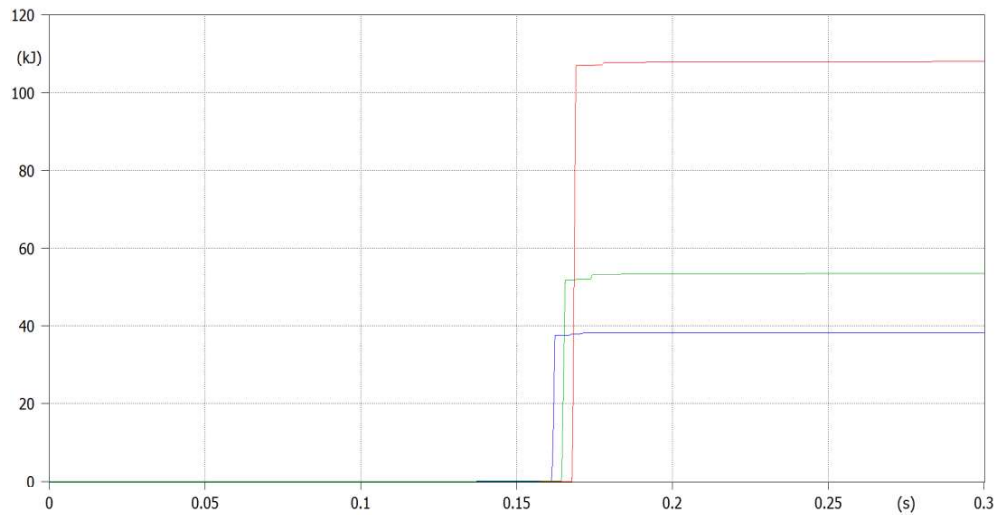


Figura 1.48. Carga atrapada o energía generada por los sobrevoltajes de maniobra en el final de la línea con reactores de línea y pararrayos en la línea de transmisión.

De la misma manera que en el caso 2, en la Figura 1.48 se muestra que el origen de tener altos sobrevoltajes de maniobra al realizar un recierre es debido a la carga atrapada o energía en el sistema con la diferencia que se ubican reactores y pararrayos a lo largo de la línea de transmisión, lo cual da como resultado que la carga atrapada este en el orden de 108 [kJ] valor que va a ser posible que sea descargado por los pararrayos con la ayuda de los reactores, por este motivo el utilizar reactores en las subestaciones terminales de la línea de transmisión se convierte en una alternativa válida para el control de los sobrevoltajes y para que el diseño propuesto sea posible de realizar.

8) ----------
Statistical distribution of peak voltage at node "ENDB ". The base voltage for per unit printout is

Interval number	voltage in per unit	voltage in physical units	Frequency (density)	Cumulative frequency	.GE.	Per cent current value
22	1.1000000	3.77300000E+05	0	0		100.000000
23	1.1500000	3.94450000E+05	1	1		95.000000
24	1.2000000	4.11600000E+05	0	1		95.000000
25	1.2500000	4.28750000E+05	1	2		90.000000
26	1.3000000	4.45900000E+05	0	2		90.000000
27	1.3500000	4.63050000E+05	3	5		75.000000
28	1.4000000	4.80200000E+05	1	6		70.000000
29	1.4500000	4.97350000E+05	0	6		70.000000
30	1.5000000	5.14500000E+05	1	7		65.000000
31	1.5500000	5.31650000E+05	4	11		45.000000
32	1.6000000	5.48800000E+05	0	11		45.000000
33	1.6500000	5.65950000E+05	2	13		35.000000
34	1.7000000	5.83100000E+05	2	15		25.000000
35	1.7500000	6.00250000E+05	4	19		5.000000
36	1.8000000	6.17400000E+05	1	20		.000000

Summary of preceding table follows:

	Grouped data	Ungrouped data
Mean =	1.52750000E+00	1.52962838E+00
Variance =	3.59144737E-02	3.73924299E-02
Standard deviation =	1.89511144E-01	1.93371223E-01

Figura 1.49. Tabla con los resultados de las compilaciones realizadas.

Por otra parte en la Figura 1.49 se muestra en una tabla con los resultados de cada una de las 200 compilaciones además se da a conocer el valor de la desviación estándar y la

media de acuerdo a un análisis estadístico, tomando como referencia a la fase donde se presenta el sobrevoltaje con mayor magnitud medido al final de la línea, de esta manera se presentan los valores a continuación:

Media = 1.52 [PU]

Desviación estándar acumulada = 0.189 [PU].

2. METODOLOGÍA PARA CALCULAR EL AISLAMIENTO DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN EN EAV DEBIDO A SOBREVOLTAJE DE MANIOBRA.

2.1 CÁLCULO DEL CFO EN LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN.

- **ANTEPROYECTO PROPORCIONADO POR PARTE DE CELEC-EP TRANSELECTRIC PARA LA INTERCONEXIÓN ECUADOR-PERÚ**

Previamente a realizar los cálculos para determinar el CFO en una línea de transmisión, se debe considerar la descripción técnica especificada en el anteproyecto. En donde se establece que la línea de transmisión para la interconexión Ecuador-Perú se la ha dividido en dos tramos los cuales son, Chorrillos-Pasaje y Pasaje-Piura como se muestra en el Anexo 1. La línea de transmisión tendrá un voltaje de operación de 500 [kV], con estructuras doble circuito y un haz cuadrado con 4 conductores por fase del tipo ACAR 800 [MCM] (18/19).

La longitud estimada de los tramos Chorrillos-Pasaje es de 211 [km] y Pasaje-Piura es de 377 [km], con un aproximado de 832 estructuras distribuidas a lo largo de la línea de transmisión para la interconexión Ecuador-Perú, y se considera como referencia a la topografía de la provincia de el Oro en un radio de 3 kilómetros es esencialmente llana, con un cambio máximo de altitud de 980 metros sobre el nivel del mar y una altitud promedio de 11 metros sobre el nivel del mar [17].

Por otra parte, dentro del anteproyecto se ha establecido que la longitud de la cadena de aisladores es 5.4 [m] con un total de 37 aisladores.

- **CÁLCULO DEL CFO PARA LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN ECUADOR-PERÚ MEDIANTE EL MÉTODO DETERMINÍSTICO.**

Como se estableció previamente, la característica de soportabilidad del aislamiento se puede aproximar mediante la ecuación de una distribución gaussiana acumulada que tiene

una media indicada por el CFO y una desviación estándar σ_f.[2]. Por consiguiente, para comenzar con el desarrollo de las ecuaciones del método determinístico, se supone que se ha realizado un estudio previo para determinar el rango máximo del sobrevoltaje de maniobra E_m que se puede presentar en la mencionada línea de transmisión. Con estos antecedentes, es posible aplicar la regla de diseño considerada para el método convencional de acuerdo a la Ecuación 1.1 [2].

El procedimiento para realizar el cálculo de CFO y la longuitud de la cadena de aisladores L se describe en el diagrama de flujo que se muestra en la Figura 2.1. El diagrama de flujo para el diseño presentado supone, que debe establecerse además del sobrevoltaje máximo, la altitud del lugar por donde va a ser construida la línea de transmisión y la longitud estimada de la cadena de aisladores. Así mismo, indica que es necesario calcular la desviación estándar y el factor de distancia en aire, para realizar el cálculo del sobrevoltaje de disrupción crítico en condiciones estándar y la longitud mínima del aislador, a partir de los resultados obtenidos se realiza una iteración en donde se actualiza la longitud estimada de la cadena de aisladores y nuevamente se calcula los parámetros mencionados con el objetivo de comprobar que la longitud calculada es la mínima posible; “es suficiente con dos iteraciones para conseguirlo [2]”.

Obteniendo así, la longitud de la cadena de aisladores sin considerar la influencia del viento, por lo que se calcula el ángulo de inclinación que se puede presentar dependiendo de la disposición del aislador en la cruceta de la torre, parámetro que influirá de manera directa en el cálculo de la longitud y la distancia critica entre el aislador y la torre [2].

Finalmente, se realiza el cálculo del sobrevoltaje crítico de disrupción que servirá para determinar el riesgo de falla además se presenta el número total de aisladores en base a la distancia critica que se calculó previamente [2].

Para realizar el cálculo del sobrevoltaje de disrupción crítico en una línea de transmisión en función de la desviación estándar y el sobrevoltaje de maniobra con lo que se puede determinar la longitud de la cadena de aisladores se debe considerar como referencia a la Ecuación 1.11, con lo que se obtiene él CFO_a el cual representa el sobrevoltaje de disrupción crítico que servirá como referencia para estimar la longitud del aislador y se lo representa de acuerdo a la Ecuación 2.1

$$CFO_a = \frac{E_m}{1 - 3\left(\frac{\sigma_f}{CFO}\right)} \tag{2.1}$$

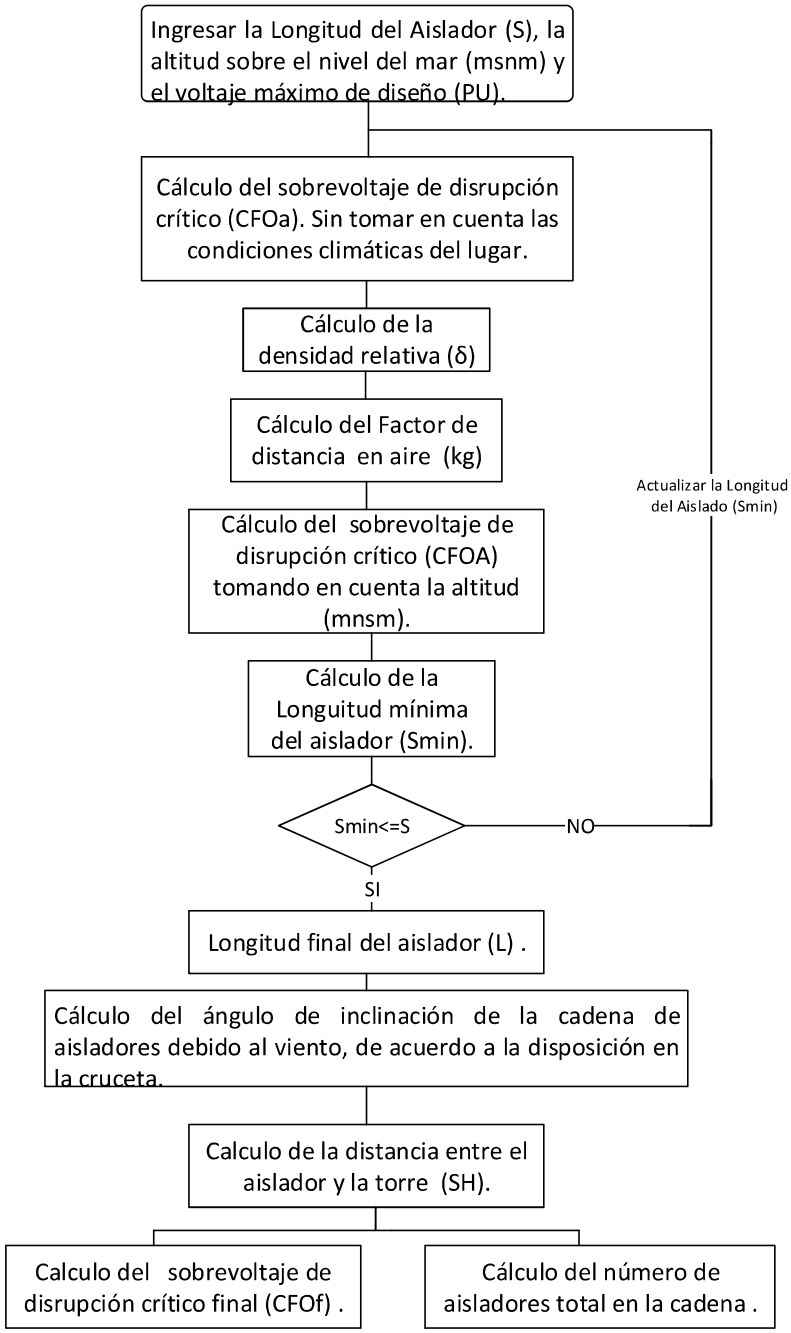


Figura 2.1. Diagrama de flujo para el cálculo del CFO y el número de aisladores para la cadena.

Para comenzar con el diseño de la coordinación de aislamiento por sobrevoltaje de maniobra considerando el método convencional de acuerdo al diagrama de flujo descrito en la Figura 2.1, se debe establecer cuál va a ser el sobrevoltaje máximo, de acuerdo al modelamiento de la línea de transmisión Pasaje-Piura en el software ATP.

- **MODELAMIENTO DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN PASAJE-PIURA**

Para realizar el modelamiento de la interconexión Ecuador-Perú, la cual se divide como ya se mencionó en el anteproyecto, entre las subestaciones Chorrillo-Pasaje y las subestaciones Pasaje-Piura.

Ya que el recierre se realizara entre las subestaciones Pasaje-Piura, se describen a continuaciones los parámetros que se implementaron en el mismo.

Número de compilaciones: 200

Voltaje de las fuentes en cada extremo: 500 kV.

Frecuencia del sistema: 60 Hz

Datos de la línea de transmisión y configuración de la torre:

- Doble circuito, tres fases.
- Modelo JMartin
- Se divieron en 4 partes
- Longitud =74 km simulando una transposición de los conductores.
- Para el modelamiento se dividió a la línea de transmisión en 4 partes tomando a los extremos el 1/3 y a las partes del centro el 1/6 del total de la longitud de la línea de transmisión.
- Los datos del conductor se describen en la Figura 2.2

	Ph.no.	Rin	Rout	Resis	Horiz	Vtower	Vmid	Separ	Alpha	NB
#		[cm]	[cm]	[ohm/km DC]	[m]	[m]	[m]	[cm]	[deg]	
1	1	0	1.307	0.0765	-7	54.1	36.1	45.7	45	4
2	2	0	1.307	0.0765	-7	43.4	25.4	45.7	45	4
3	3	0	1.307	0.0765	-7.9	32.7	14.7	45.7	45	4
4	4	0	1.307	0.0765	7	54.1	36.1	45.7	45	4
5	5	0	1.307	0.0765	7	43.4	25.4	45.7	45	4
6	6	0	1.307	0.0765	7.9	32.7	14.7	45.7	45	4
7	0	0.42	0.72	0.5388	-7.8	63.2	50.9	0	0	0
8	0	0.42	0.72	0.5388	7.8	63.2	50.9	0	0	0

Figura 2.2. Datos del conductor utilizados para el recierre.

Método de control para los sobrevoltajes por maniobra:

- Compensación reactiva
- R= 55 Ω

- L= 6631 mH

Interruptor estadístico para la recopilación de datos:

- Independiente
- T=0.8 y Desviación=0.001

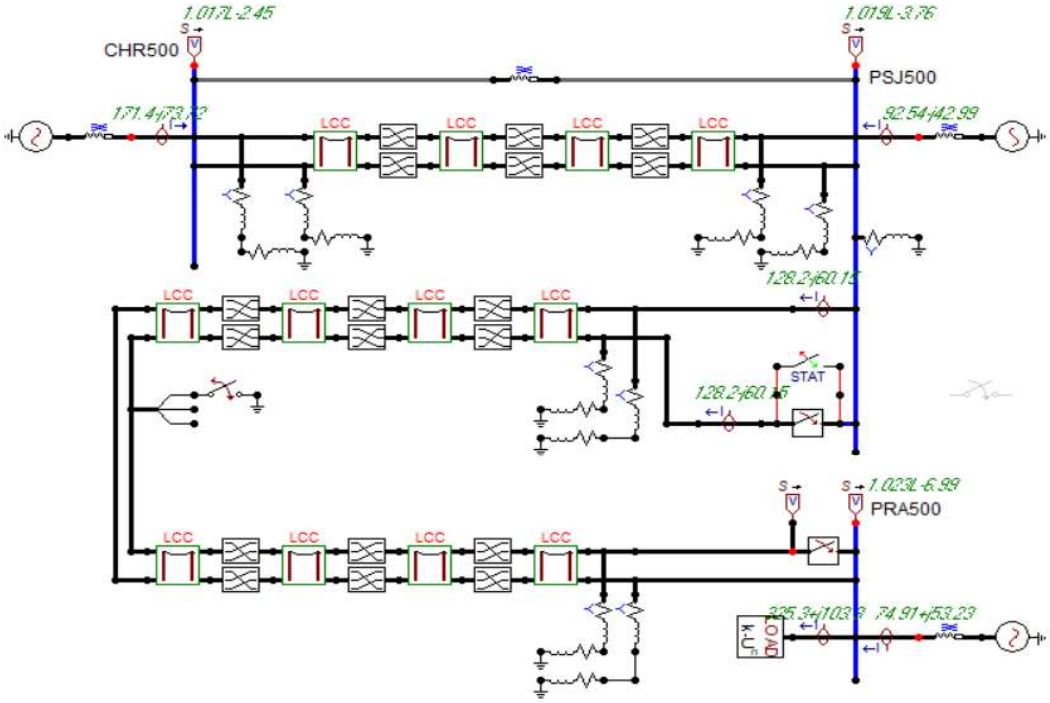


Figura 2.3. Modelamiento en ATP de la interconexión Ecuador-Perú.

De acuerdo al modelo que se muestra en la Figura 2.3, para simular un recierre ubicado entre la subestación Pasaje y Piura, la medición de los sobrevoltajes por maniobra se realizara al ingreso de la subestación, ya que en condiciones reales se verifica que exista condiciones de sincronismo para cerrar el interruptor y finalizar el recierre, con lo que se obtendrá el valor estadístico de la media y la desviación estándar como se muestra en la Figura 2.4

Summary of preceding table follows:	Grouped data	Ungrouped data
Mean =	1.73700000E+00	1.73868594E+00
Variance =	1.33979899E-02	1.31968892E-02
Standard deviation =	1.15749687E-01	1.14877714E-01

Figura 2.4. Tabla con los resultados de media y desviación estándar.

En base a los resultados de la simulación realizada mostradas en la Figura 2.4, como diseñador es posible asumir que el sobrevoltaje máximo que se debería utilizar para la

coordinación de aislamiento es 810 [kV] o 1.8 [PU], además, se considera que la línea de transmisión estará ubicada a una altitud de 1000 [msnm] y la longitud de la cadena de aisladores de acuerdo al anteproyecto es 5.4 [m]. Con base en los parámetros establecidos previamente y aplicando al Ecuación 2.1 se obtiene el CFO_a.

$$CFO_a = 1012.5\ [kV]$$

El resultado del CFO_a se lo utiliza como referencia, ya que se debe añadir el factor de distancia en aire y realizar el cambio a condiciones estándar de acuerdo a la Ecuación 1.8 para considerarlo como el parámetro deseado, una de las variables que se considera en la mencionada ecuación es la densidad relativa del aire δ ya que influye directamente en el cambio a condiciones estándar del CFO. Para el cálculo de la densidad relativa del aire se utiliza la Ecuación 1.9.

$$\delta = 0.89$$

Así mismo, para realizar el cálculo del sobrevoltaje de disrupción crítico considerando las condiciones ambientales del lugar (altitud sobre el nivel del mar) por donde estará ubicada la línea de transmisión CFO_A, se debe considerar el factor de distancia en aire kg el cual se determina de acuerdo a la Ecuación 1.13.

$$k_g = 1.038$$

Con los parámetros calculados hasta el momento no es posible calcular el CFO_A, ya que previamente se debe realizar el cálculo del sobrevoltaje de disrupción critico en condiciones estándar CFO_S mediante la Ecuación 1.12.

$$CFO_S = 1125.0\ [kV]$$

Adicionalmente, es necesario calcular dos parámetros que influyen en el cálculo del número de aisladores, uno de los mismos considera el CFO_S y la longitud de la cadena S al que se lo denomina G_o calculándolo de acuerdo a la Ecuación 1.4, así mismo, el siguiente parámetro denominado m se lo calcula considerando el resultado del G_o como se muestra en la Ecuación 1.7.

$$m = 0.19$$

$$G_O = 0.52$$

Cumpliendo con la secuencia del diagrama de flujo y como se muestra en la Ecuación 1.8, con los parámetros previamente calculados se determina el CFO_A:

$$CFO_A = 1310.10\ [kV]$$

Con el resultado del CFO_A y de acuerdo a la Ecuación 1.12 es posible determinar la distancia crítica S, y como ya se mencionó en la descripción del diagrama de flujo para el cálculo del CFO mediante el método convencional se debe realizar dos iteraciones para considerar que la distancia crítica S es la mínima y como resultado se obtiene que:

$$S = 5[m]$$

Finalmente, se calcula la longitud del aislador considerando a las condiciones de lluvia que se pueden presentar afectarán al aislador dependiendo de la disposición en la cadena de aislador en la cruceta y debido a eso como ya se explicó en la sección 2.1.1 "Longitud del aislado" se asumirá un 5% por un marguen de seguridad el cual será multiplicarlo por la distancia crítica y el resultado se muestra a continuación.

$$L = 5.25\ [m]$$

En la longitud calculada no se toma en cuenta el efecto del viento sobre el aislador, lo que será explicado en la Sección 2.2 Calculo del número de la cadena de aisladores y con esa nueva longitud se calculará el sobrevoltaje de disrupción crítico, el cual será uno de los parámetros para poder estimar la probabilidad del riego de falla SSFOR y decidir si el CFO puede ser reducido dependiendo de los parámetros que se establezcan en el diseño.

2.2 CÁLCULO DE LA INFLUENCIA DE VIENTO EN LA DISTANCIA MÍNIMA ENTRE EL AISLADOR Y LA TORRE.

- **CALCULO DEL NÚMERO DE AISLADORES DE LA CADENA.**

Continuando con los cálculos para determinar el número de aisladores considerando los parámetros naturales del lugar por donde va ser implantada la línea de transmisión que influyen en los aisladores, los mismos generaran un ángulo de inclinación de acuerdo a la disposición de la cadena de aisladores que ya se explicó con mayor detalle en la Sección 1.3.2.1.

Para este diseño se estima la velocidad del viento del lugar y el cable a utilizarse es el Conductor ACAR 800 [MCM] (18/19) de acuerdo a la información del anteproyecto, por lo tanto, los parámetros utilizados para calcular el mencionado ángulo de inclinación:

$$\vartheta = 90\frac{km}{h}$$

$$D = 3.7\ mm$$

$$W = 1115 \frac{kg}{km}$$

De acuerdo a la Ecuación 1.41 con los datos mencionados, se calcula el ángulo de inclinación para la configuración vertical en I de la cadena de aisladores.

$$\propto_S = 11.007\ °$$

De manera simultánea de acuerdo a la Ecuación 1.44 y con la longitud del aislador L de 5.25 m se determina que la distancia critica S_H se reduzca en más de 1.031 m es 0.01 o como se muestra en la Ecuación 1.45

$$A_L - S_H - r \geq 1.031\ m$$

Finalmente se despeja la distancia crítica (S_H)

$$S_H \geq 4.3\ m$$

En base al calculó del ángulo de inclinación, el cual influye de manera directa en la distancia crítica, de acuerdo a la presente aclaración, se calcula nuevamente los parámetros para determinar el sobrevoltaje de disrupción crítico, los cuales son; la longitud del aislador y el número de aisladores. Los resultados finales se muestran en la Tabla 2.1.

Tabla 2.1. Resultados del CFO, SH, L y Número de aisladores.

Resultados CFO, SH. Número de aisladores	
Sobrevoltaje de disrupción critico (CFO_f) [kV]	1150
Distancia crítica (S_H) [m]	4.3
Número de aisladores	30
Longitud de la cadena de aisladores L [m]	5.2

2.3 CÁLCULO DEL RIESGO DE FALLA O SSFOR

Como ya se indicó en la sección 1.3.1.2 los conceptos que se utilizaran para implementar el método de diseño probabilístico serán las funciones de densidad de probabilidad del sobrevoltaje para describir la naturaleza aleatoria de los SOV, perfil de voltaje, función de distribución acumulativa del asilamiento. [2].

El procedimiento para realizar el cálculo de la probabilidad del riesgo de falla por sobrevoltaje de maniobra o $SSFOR$ se describe en el diagrama de flujo que se muestra en la Figura 2.5. El diagrama de flujo para el diseño probabilístico supone, que debe establecerse además del sobrevoltaje máximo, el sobrevoltaje de disrupción crítico. Así mismo, indica que es necesario especificar el valor de la desviación estándar del asilamiento y la distribución gaussiana de los sobrevoltajes de maniobra, el perfil de voltaje de acuerdo a la longitud de la línea de transmisión, adicionalmente se debe establecer el número de torres que se implementaran para la interconexión Ecuador–Perú.

Con los parámetros que se han descrito y de acuerdo a que es necesario plantear una integral para determinar la probabilidad del riesgo de falla, se procede a determinar el límite inferior de la misma, el cual deberá estar en función de la desviación estándar y el sobrevoltaje de disrupción crítico, y como ya se ha establecido en la sección 1.3.1.2 el límite superior se lo establece de acuerdo al sobrevoltaje máximo.

Adicionalmente, para determinar la función de densidad de probabilidad del sobrevoltaje, es necesario el cálculo de una media y la desviación estándar en función del sobrevoltaje máximo, con lo que se completa los parámetros necesario para determinar el $SSFOR$. Y con el que se procede a evaluar, si el valor de la probabilidad del riesgo de falla no supera el uno por ciento de fallas por sobrevoltaje de maniobra, se concluye que es una tasa aceptable para soportar los sobrevoltajes de maniobra establecidos previamente, y si la probabilidad del riesgo de falla supera el uno por ciento, se debe recalcular el sobrevoltaje de disrupción crítico modificando la distancia critica por ende la longitud de la cadena de aisladores, hasta lograr obtener el porcentaje del riesgo de falla requerido.

Finalmente, ya que se determinó que el porcentaje del riesgo de falla es el aceptable, es posible indicar que la longitud de la cadena de aisladores, el número de aisladores, son los adecuados para que la coordinación de aislamiento por sobrevoltaje de maniobra se considere definitiva y sea presentado como alternativa de diseño, además, se estima una nueva longitud del brazo de la torre que sea correspondiente a la longitud de la cadena de aisladores [2].

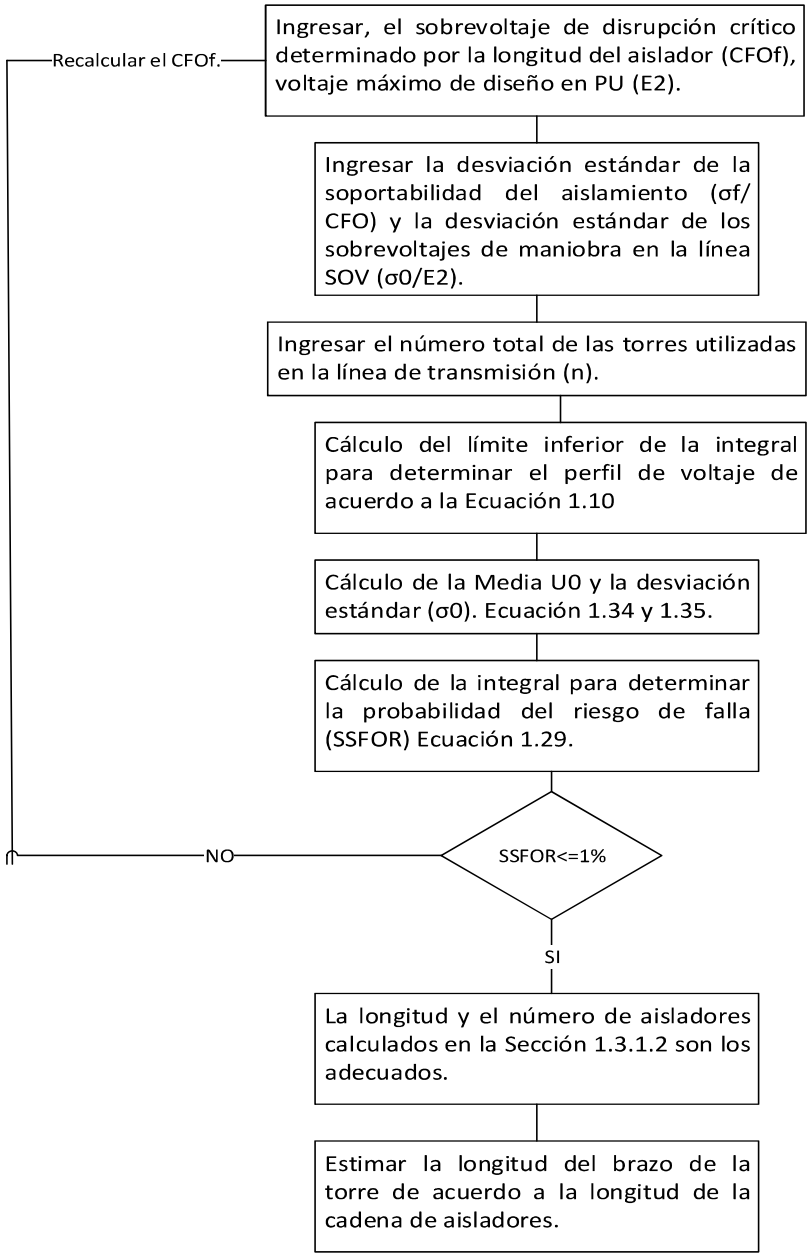


Figura 2.5. Diagrama de bloques para el cálculo del SSFOR para comprobar si la longitud y el número de aisladores se pueden reducir sin afectar al SSFOR.

Considerando el valor del sobrevoltaje de disrupción crítico calculado en la Sección 2.2 y de acuerdo al sobrevoltaje que se estableció para el diseño. Se realizara el diseño mediante el método probabilístico considerando adicionalmente de lo previamente mencionado, se establecerá la desviación estándar para el aislamiento en σ_f como ya se estableció previamente es igual al 5% del CFO_f y la desviación estándar para los SOV,σ_0 que se lo establece igual al 7% del sobrevoltaje máximo de conmutación E_2.

$$\frac{\sigma_f}{CFO_f} = 0.05$$

$$\frac{\sigma_0}{E_2} = 0.07$$

De acuerdo a la Ecuación 1.20, en donde se plantea la integral para determinar la probabilidad del riesgo de falla, se considera establecer en primer lugar el límite inferior según la Ecuación 1.10 y como se explicó en la Sección 1.3.1.2 se debería establecer en mínimo 3 desviación estándar, con un $CFO = 900\ [Kv]$, entonces, el resultado del límite inferior es:

$$E_1 = 765\ [kV]$$

De manera similar, se establece que el límite superior E_m de la mencionada integral, el cual es equivalente al sobrevoltaje máximo.

$$E_m = 810\ [kV]\ o\ 1.8\ [PU]$$

Así mismo, es necesario considerar el número de torres que van a ser implantadas a lo largo de la línea de transmisión para la interconexión Ecuador-Perú. Con lo que se puede determinar el perfil de voltaje para n torres, considerando la equivalencia de la Ecuación 1.28 $n_e = n$ y realizando el reemplazo en la Ecuación 1.24 como se muestra a continuación [2].:

$$p = \frac{1}{2}\int_{E1}^{E_m} [1 - q^{n_e}]dV$$

Con las aclaraciones mencionadas, es posible determinar el perfil de voltaje de acuerdo a la soportabilidad del aislamiento que se presenta en la línea de transmisión mencionada anteriormente.

Por otro lado, como se explicó previamente para estimar el valor del $SSFOR$, además de los parámetros que han sido calculados, es necesario determinar la media y la desviación estándar de los sobrevoltajes de maniobra estadística o SOV, los cuales están definidos en la Ecuación 1.34 para la media y Ecuación 1.35 para la desviación estándar, donde E_2 es el sobrevoltaje máximo de diseño.

$$\sigma_0 = 0.17 * (E_2 - 1) = 56.7$$

$$\mu_0 = E_2\left(1 - 2.054 * \frac{\sigma_0}{E_2}\right) = 693.53$$

Con los parámetros calculados de media y desviación estándar es posible determinar la función de densidad de probabilidad de acuerdo a la Ecuación 1.30 como se muestra a continuación;

$$f_s(V) = \frac{1}{\sqrt{2\pi} * 45} e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{810-693.53}{56.7}\right)^2}$$

En consecuencia, con base en los parámetros que se han calculado y en base a lo explicado en la sección 1.3.1.2, es posible determinar la probabilidad del riesgo de falla o $SSFOR$ lo cual se muestra en la Tabla 2.2.

Tabla 2.2. Resultados del SSFOR.

Cálculo de la probabilidad del Riesgo de Falla			
Altitud (msnm)	**Sobrevoltaje de disrupción critico (CFOf)**	**Sobrevoltaje máximo de diseño (PU)**	**Probabilidad del riesgo de falla SSFOR**
1000	1150	1,8	0

Para complementar la implementación del método probabilístico utilizado en la coordinación del aislamiento por sobrevoltaje de maniobra, es necesario analizar al resultado de la probabilidad del riesgo de falla el mismo debería llegar a ser como máximo de 1. Por tal motivo, como se muestra en la Tabla 2.2 el resultado de la probabilidad del SSFOR está dentro de un rango mínimo que se lo podría considerar aproximadamente cero, lo que es adecuado ya que no se presenta un riesgo alto de riesgo de falla. Y es posible concluir que los datos calculados para el nivel de sobrevoltaje establecido, se puede considerar como una alternativa de diseño al número de aisladores, longitud de la cadena de aisladores de acuerdo a la disposición vertical del mismo.

Para finalizar, se puede evidenciar que con base en los resultados del SSFOR para un nivel de sobrevoltaje determinado, el valor de la longitud de la cadena de aisladores es el adecuado pero es posible plantear una reducción de la misma, como ya se explicó a lo largo de los cálculos previos de acuerdo al método convencional y probabilístico, la longitud influye en primer lugar, al cálculo del sobrevoltaje de disrupción critico parámetro que se considera en el cálculo de la función de distribución acumulativa del aislamiento y la función de densidad de probabilidad del sobrevoltaje con lo que se determina la probabilidad del riesgo de falla, entonces, es posible plantear una reducción de la longitud de la cadena de aisladores hasta que el nivel de probabilidad del riesgo de falla este dentro de un rango

aceptable como ya se estableció; que no supere el 1 por ciento de fallas por sobrevoltaje de maniobra [2].

Adicionalmente, la mencionada reducción influye de manera directa en la longitud del brazo de la torre ya que tiene una relación directa con la longitud de la cadena de aisladores. En el caso de que la probabilidad del riego de falla hubiese superado el 1% se recalcula el CFO aumentando la longitud de la cadena de aisladores.

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

3.1 APLICACIÓN A LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN INTERCONEXIÓN ECUADOR-PERÚ.

3.1.1 DETERMINACIÓN DEL NÚMERO DE AISLADORES

De acuerdo a los datos proporcionado por CELEC-EP Transelectric que está planificado implementar para la interconexión Ecuador–Perú como ya se mencionó a detalle en el anteproyecto, Sección 2.1. Por tal motivo, se ha especificado; el número de torres que se van a implantar a lo largo de la línea de transmisión es aproximadamente 712, la altitud del lugar estará dentro de los 1000 [msnm] lo que ayudara a determinar una adecuada distancia critica, además, se considera que la disposición de la cadena de aisladores será en Vertical (I), y de acuerdo a la velocidad del viento que para el caso de estudio se estableció en 100 [km/h], se definió el valor del ángulo de inclinación característico del aislador. Adicionalmente, el rango del sobrevoltaje por maniobra que se aplicara en el presente estudio, ha sido verificado mediante una simulación realizada en la Sección 2.1, el cual se encuentra entre 1.7 [PU] a 2 [PU] como máximo, para un recierre con carga atrapada, con lo que como diseñador es posible considerar que el sobrevoltaje máximo aplicado será 1.8 [PU].

Con base en lo mencionado anteriormente, se ha determinado; la longitud de la cadena de aisladores, distancia crítica conductor-estructura, el sobrevoltaje de disrupción crítico, el número de aisladores, los cuales se presentan en la Tabla 3.1 y Tabla 3.2. De manera similar la disposición de la cadena de aisladores se puede apreciar en la Figura 3.1 y Figura 3.2.

Tabla 3.1. Resultados del número de aisladores para la disposición en I

Cálculo del CFO y del Número de Aisladores				
Altitud (msnm)	**Longitud de la cadena (L)**	**Sobrevoltaje de disrupción critico (CFOf) [kV]**	**Distancia conductor estructura (SH) [m]**	**Número de aisladores**
0-1000	5,4	1150	4,3	30
1000-2000	5,4	1085	4,2	29
Mayores a 2000	5,4	1022	4,2	29

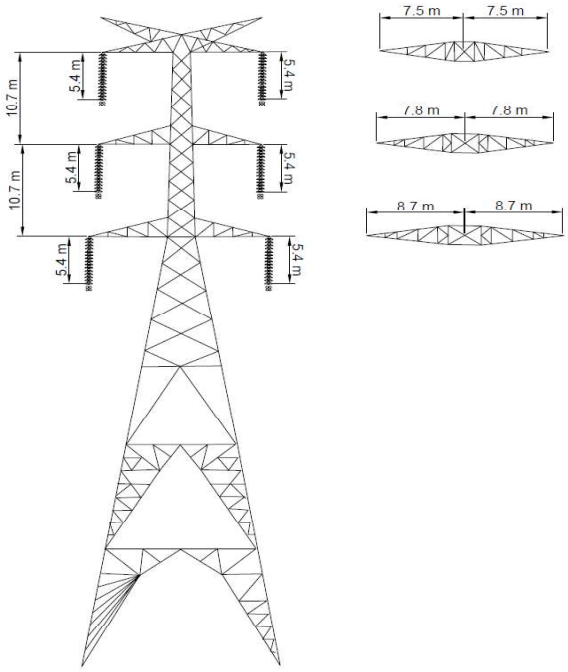


Figura 3.1 Ejemplo de Torre de 500 kV doble circuito, aislador con una longitud de 5.4 m y arreglo de la cadena de aisladores en I.

Tabla 3.2. Resultados del número de aisladores para la disposición en V

Cálculo del CFO y del aislador en función de la altitud				
Altitud (msnm)	**Longitud de la cadena (L)**	**Sobrevoltaje de disrupción critico (CFO) [kV]**	**Distancia conductor estructura (SH) [m]**	**Número de aisladores**
0-1000	5,4	1234	4,9	33
1000-2000	5,4	1163	4,9	33
Mayores a 2000	5,4	1096	4,9	33

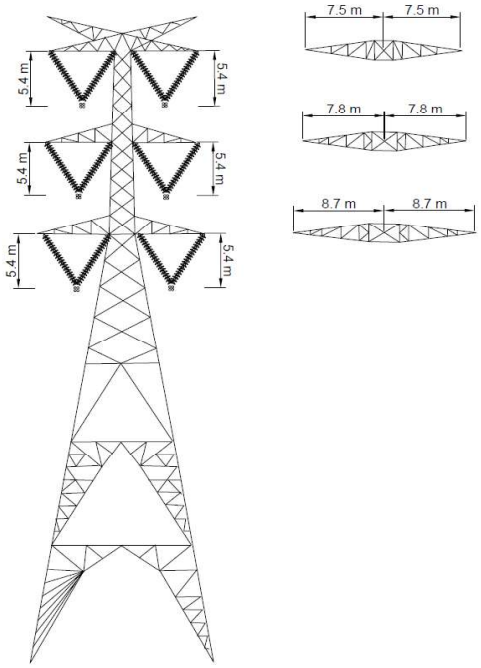


Figura 3.2 Ejemplo de Torre de 500 kV doble circuito, aislador con una longitud de 5.4 m y arreglo de la cadena de aisladores en V.

3.1.2 EVALUACIÓN DEL RIESGO DE FALLA DEL AISLAMIENTO DEBIDO A SOBREVOLTAJES DE MANIOBRA.

Con base en los datos obtenidos en la sección 3.1.1, considerando la longitud de la cadena de aisladores, se realiza el cálculo de la Probabilidad del Riesgo de Falla de acuerdo a los datos proporcionados por CELEC-EP Transelectric en el anteproyecto, en donde se considera la altitud y el ángulo de inclinación debido a la velocidad del viento considerada para el diseño, los cuales se presentan en la Tabla 3.3, 3.4, 3.5 para disposición en vertical (I) y Tabla 3.6, 3.7, 3.8 para la disposición en V.

- **DISPOSICIÓN DE LA CADENA DE AISLADORES EN VERTICAL (I)**

Tabla 3.3. Cálculo de la Probabilidad del Riesgo de Falla para 1000 m.s.n.m.

Cálculo de la probabilidad del riesgo de falla SSFOR			
Altitud (msnm)	**Sobrevoltaje de disrupción critico (CFO)**	**Sobrevoltaje máximo de diseño (PU)**	**Probabilidad del riesgo de falla SSFOR/100**
1000	1150	1,7	0
1000	1150	1,8	0
1000	1150	1,9	0
1000	1150	2	0,00001

Tabla 3.4. Cálculo de la Probabilidad del Riesgo de Falla para 2000 m.s.n.m.

Cálculo de la probabilidad del riesgo de falla SSFOR			
Altitud (msnm)	**Sobrevoltaje de disrupción critico (CFO) [kV]**	**Sobrevoltaje máximo de diseño (PU)**	**Probabilidad del riesgo de falla SSFOR/100**
2000	1085	1,7	0
2000	1085	1,8	0.000015
2000	1085	1,9	0.000266
2000	1085	2	0,010721

Tabla 3.5. Cálculo de la Probabilidad del Riesgo de Falla para mayores a 2000 m.s.n.m.

Cálculo de la probabilidad del riesgo de falla SSFOR			
Altitud (msnm)	**Sobrevoltaje de disrupción critico (CFO) [kV]**	**Sobrevoltaje máximo de diseño (PU)**	**Probabilidad del riesgo de falla SSFOR/100**
Mayores a 2000	1022	1,7	0.000016
Mayores a 2000	1022	1,8	0.001268
Mayores a 2000	1022	1,9	0.013253
Mayores a 2000	1022	2	0.294988

- **Disposición de la cadena de aisladores en V.**

Tabla 3.6. Cálculo de la Probabilidad del Riesgo de Falla para 1000 m.s.n.m.

Cálculo de la probabilidad del riesgo de falla SSFOR			
Altitud (msnm)	**Sobrevoltaje de disrupción critico (CFO) [kV]**	**Sobrevoltaje máximo de diseño (PU)**	**Probabilidad del riesgo de falla SSFOR/100**
1000	1234	1,7	0
1000	1234	1,8	0
1000	1234	1,9	0
1000	1234	2	0.000001

Tabla 3.7. Cálculo de la Probabilidad del Riesgo de Falla para 2000 m.s.n.m.

Cálculo de la probabilidad del riesgo de falla SSFOR			
Altitud (msnm)	**Sobrevoltaje de disrupción critico (CFO) [kV]**	**Sobrevoltaje máximo de diseño (PU)**	**Probabilidad del riesgo de falla SSFOR/100**
2000	1163	1,7	0
2000	1163	1,8	0
2000	1163	1,9	0.000001
2000	1163	2	0,000098

Tabla 3.8. Cálculo de la Probabilidad del Riesgo de Falla para altitudes mayores a 2000 m.s.n.m.

Cálculo de la probabilidad del riesgo de falla SSFOR			
Altitud (msnm)	**Sobrevoltaje de disrupción critico (CFO)**	**Sobrevoltaje máximo de diseño (PU)**	**Probabilidad del riesgo de falla SSFOR/100**
Mayores a 2000	1096	1,7	0
Mayores a 2000	1096	1,8	0.000007
Mayores a 2000	1096	1,9	0.000130
Mayores a 2000	1096	2	0,005713

3.2 VALORES PROPUESTOS DE AISLAMIENTO PARA LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE ACUERDO A SOBREVOLTAJES DE MANIOBRA.

3.2.1 AJUSTES DEL NÚMERO DE AISLADORES EN FUNCIÓN DE LA LONGITUD DEL AISLADOR Y DEL CFO.

Alternativas de diseño para la coordinación de aislamiento por sobrevoltaje de maniobra, considerando un ajuste a la longitud de la cadena de aisladores y del número de aisladores de acuerdo a los datos propuestos en el anteproyecto, los cuales se presenta en la Tabla 3.9 y Tabla 3.10, adicionalmente, la disposición de la cadena de aisladores considerada tanto en vertical (I) como en V se puede apreciar en la Figura 3.3 y Figura 3.4.

Tabla 3.9. Resultados del número de aisladores para la disposición en I.

Cálculo del CFO y del aislador en función de la altitud				
Altitud (msnm)	**Longitud de la cadena (L)**	**Sobrevoltaje de disrupción critico (CFO)**	**Distancia conductor estructura (SH)**	**Número de aisladores**
0-1000	4.0	996	3.3	24
1000-2000	4.3	1000	3.7	25
Mayores a 2000	4.8	996	4.1	26

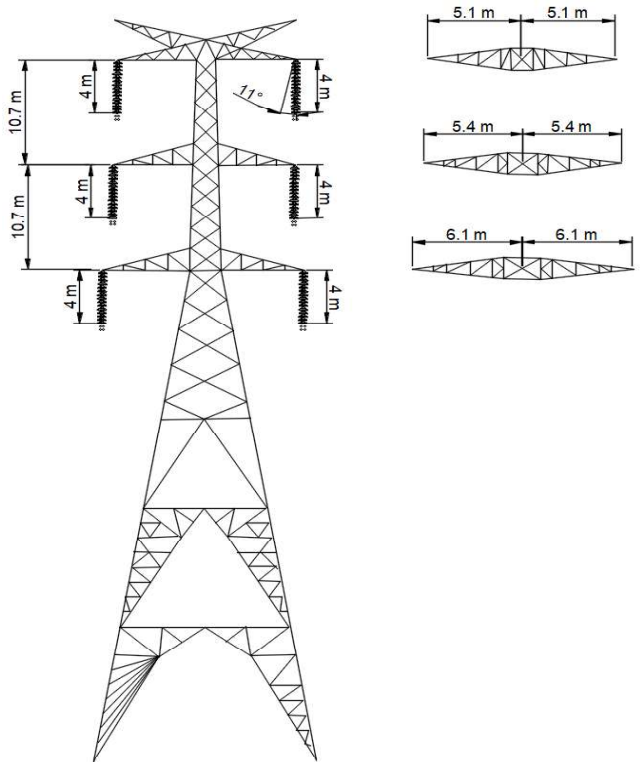


Figura 3.3 Ejemplo de Torre de 500 kV doble circuito, aislador con una longitud de 4 m y arreglo de la cadena de aisladores en I.

Tabla 3.9. Resultados del número de aisladores para la disposición en V

Calulo del CFO y del aisaldor en función de la altitud				
Altitud (msnm)	**Longitud de la cadena (L)**	**Sobrevoltaje de disrupción critico (CFO)**	**Distancia conductor estructura (SH)**	**Número de aisladores**
0-1000	3.8	1029	3.5	22
1000-2000	4	1000	3.7	23
Mayores a 2000	4.3	983	4	24

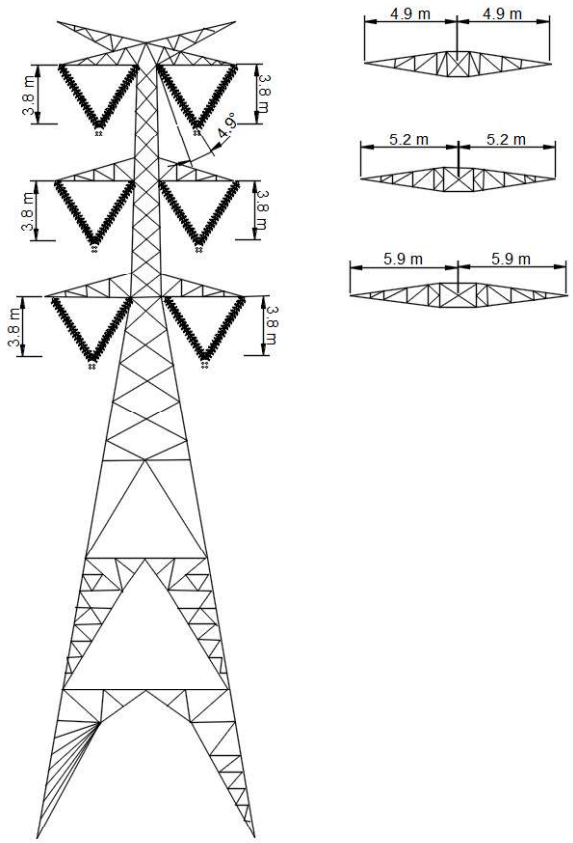


Figura 3.3 Ejemplo de Torre de 500 kV doble circuito, aislador con una longitud de 3.8 m y arreglo de la cadena de aisladores en V.

3.2.2 EVALUACIÓN DEL RIESGO DE FALLA DEBIDO A LA DISTANCIA DEL AISLADOR PROPUESTA.

Con base en los datos obtenidos en la Sección 3.2.1 del sobrevoltaje de disrupción crítico y de la longitud de la cadena de aisladores considerando una distancia critica adecuada, se presentan los resultados del cálculo de la probabilidad del Riesgo de Falla obtenidos para el caso de estudio tomando en cuenta los parámetros ya mencionados, adicionalmente, se comprobó que este dentro del rango del riesgo de falla establecido para que se considere como una alternativa de diseño en donde la probabilidad que se presente un sobrevoltaje por maniobra en la línea de transmisión y que la soportabilidad del aislamiento sufra una ruptura, no sean excesivas, para asegurar que la continuidad del servicio sea sin interrupciones. Los resultados se presentan en la Tabla 3.10 para disposición en I y Tabla 3.11 para la disposición en V.

Tabla 3.10. Cálculo de la Probabilidad del Riesgo de Falla para 1000 m.s.n.m disposición en I vertical.

Cálculo de la probabilidad del riesgo de falla SSFOR					
Altitud (msnm)	**Distancia Crítica (SH) [m]**	**Longitud (L) [m]**	**Sobrevoltaje de disrupción crítico (CFO) [kV]**	**Sobrevoltaje máximo de diseño [PU]**	**Probabilidad del riesgo de falla SSFOR/100**
0-1000	2.8	3.4	996	1,7	0.000116
0-1000	3	3.6	996	1,8	0.007199
0-1000	3.1	3.8	996	1,9	0.057910
0-1000	3.3	4	996	2	0.965125

Tabla 3.11. Cálculo de la Probabilidad del Riesgo de Falla para 1000 m.s.n.m disposición en V.

Cálculo de la probabilidad del riesgo de falla SSFOR					
Altitud (msnm)	**Distancia Crítica (SH) [m]**	**Longitud (L) [m]**	**Sobrevoltaje de disrupción critico (CFO)**	**Sobrevoltaje máximo de diseño [PU]**	**Probabilidad del riesgo de falla SSFOR/100**
0-1000	3	3.2	1029	1,7	0.000010
0-1000	3.1	3.4	1029	1,8	0.000786
0-1000	3.3	3.6	1029	1,9	0.008771
0-1000	3.5	3.8	1029	2	0,871134

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

4.1 CONCLUSIONES.

- En el presente trabajo se calculó la distancia en aire y la longitud de la cadena de aisladores para la línea de interconexión Ecuador-Perú, a 500 kV, considerando sobrevoltajes de maniobra, tomando en cuenta un método de control del sobrevoltaje durante una energización y reactores conectados a la línea de transmisión que drenan la carga atrapada. Con dichos elementos, se pueden llegar a obtener sobrevoltajes de maniobra de diseño desde 1.7 [PU] hasta 2.0 [PU].

- De las simulaciones estadísticas de recierre monofásico realizadas en el software de transitorios electromagnéticos ATP, para la línea de interconexión Ecuador-Perú se encontro la curva de densidad de probabilidad de sobrevoltaje, tomando en cuenta métodos de control, consiguiendo un valor de E_2, de 1.737 pu (765 kV) y desviación estándar de 0.11574 pu (52 kV). Además, se consideró el perfil de voltaje (sobrevoltaje) a lo largo de la línea de transmisión, con lo que se obtuvieron funciones de soportabilidad representativas para tres segmentos iguales de la línea de transmisión.

- Por otro lado, en base a la geometría de la línea de transmisión, tomando en consideración los efectos de la altitud, de acuerdo a la trayectoria prevista de la línea, se logró determinar el sobrevoltaje de disrupción crítico o CFO, en función del sobrevoltaje de diseño, E_m. El CFO calculado es de 900 kV con una desviación estándar de 45 kV. Esto permitió construir la curva de probabilidad acumulada que describe la soportabilidad del aislamiento.

- Con las dos curvas encontradas, de sobrevoltaje y de soportabilidad, se realiza su superposición y para el cálculo del área donde se intersecan (Riesgo de falla) se utilizó un método numérico, obteniéndose que para sobrevoltajes de diseño de 1.7, 1.8, 1.9, 2.0 pu resultan distancias criticas de 3m, 3.1m, 3.3m y 3.5 m respectivamente. Así mismo, para dichos valores de sobrevoltaje y considerando los datos específicos de la zona en la cual está planificada la ubicación de la línea de transmisión, se pudo determinar que la longitud de la cadena de aisladores con una disposición en V es de 3.2m, 3.4m, 3.6m, 3.8m respectivamente, lo que permite llegar a dimensiones del brazo de la torre de 4.1m, 4.3m, 4.6m, 4.9m respectivamente y, para cada uno de los resultados asociados a cada valor de sobrevoltaje de diseño, se obtuvieron riesgos de falla de 0.000116, 0.007199, 0.057910, 0.965125 respectivamente, valores que no supera el uno por ciento (una falla cada cien maniobras de cierre). Esto permite al diseñador seleccionar el sobrevoltaje de diseño entre 1.7 y 2.0 [PU], tomando en cuenta

que mientras menor sea el valor seleccionado implica un menor tamaño de torre; sin embargo se debe contar con métodos de control de sobrevoltaje de maniobra que permitan llegar a un menor valor de sobrevoltaje de diseño.

- Los valores antes obtenidos son adecuados para cadenas de aisladores en V, como este arreglo produce una sujeción mecánica del conductor, no se esperan acercamientos entre conductor de fase y el marco de la torre. Sin embargo, si el diseño contempla el uso de aisladores con disposición en I, se debe tomar en cuenta el efecto del viento. Los resultados obtenidos para la cadena de aisladores de 3.4m, 3.6m, 3.8m, 4m para los sobrevoltajes de diseño antes señalados, lo cual implica que, las longitudes del brazo dela torre se incrementaran a 4.3m, 4.6m, 4.9m y 5.1m respectivamente.

- Finalmente, las distancias criticas obtenidas en este estudio y que cumplen con los criterios de diseño son:

RESULTADOS DE ACUERDO A LOS CRITERIOS DE DISEÑO				
Altitud (msnm)	**Distancia Crítica (SH) [m] Disposición en vertical (I)**	**Distancia Crítica (SH) [m] Disposición en V**	**Sobrevoltaje máximo de diseño [PU]**	**Probabilidad del riesgo de falla SSFOR/100**
0-1000	2.8	3	1,7	0.000116
0-1000	3	3.1	1,8	0.007199
0-1000	3.1	3.3	1,9	0.057910
0-1000	3.3	3.5	2	0.965125

4.2 RECOMENDACIONES.

- En el presente estudio de coordinación de aislamiento por sobrevoltaje de maniobra se determinó la distancia adecuada entre la cadena de aisladores y la torre para que cumplan correctamente con la función de proteger al sistema de los sobrevoltajes que se presenten sin embargo para tener un criterio definitivo y poder afirmar que la cantidad de aisladores es la correcta se deberían realizar al menos dos estudios, tomando en cuenta sobrevoltajes del tipo rayo y a frecuencia industrial ya que el rango de voltaje que se transmite se encuentra dentro de la categoría del extra alto voltaje estos estudios se los debe realizar por separado para obtener un mejor resultado.

- Con base a los resultados obtenidos en este estudio la longitud de la cadena de aisladores es posible reducirla, este logro fue posible con la implementación de adecuados métodos de control de los sobrevoltajes por maniobra, por tal razón, previo al diseño de la coordinación del aislamiento se sugiere considerar un adecuado método de control para la línea de transmisión y tomar en cuenta que sobredimensionar a los aisladores causa mayores costos además de mayor esfuerzo en el ámbito constructivo.

- Con base en los resultados obtenidos de la distancia crítica entre el aislador y la torre para las diferentes propuestas de diseño, se debería considerar los factores de seguridad para realizar un adecuado mantenimiento de los aisladores de la torres ya que ese es un aspecto que no está considerado en el presente estudio y es un aspecto fundamental ya que si se propone un cambio en las dimensiones de la torre se debería analizar la viabilidad de la implementación de las mismas.

5. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.

[1] G. E. Company, G. E. C. P. UHV, y E. P. R. Institute, "Transmission line reference book, 345 kV and above". Electric Power Research Institute, 1982.

[2] A. R. Hileman, "Insulation Coordination for Power Systems," pp. 1-632, Taylor & Francis Group is the Academic Divicion of T&F Informa plc, Publishes in 1999 by CRC Press, 2018.

[3] “IEC Insulation co-ordination - Part 1: Definitions, principles and rules”, in IEC 60071-1:2006 vol., no., pp.1-69, 2006-01-23.

[4] Jon Rennie, Peak Demand Inc : "Why is Strike Distance So Important in Insulator Design," Base in IEEE Std 100 - 1992.

[5] J. C. Aladro, "Análisis de sistemas de energía eléctrica," España, 427 pag. [Online]. Available:https://books.google.com.e/books. España: Universidad de Oviedo, Servicio de Publicaciones, 2002.

[6] Pedro Enrique Villacres Paredes, “Disposición de equipos en subestaciones de potencia mediante el uso de AUTOCAD”, Proyecto previo a la obtención del Título de Ingeniero Eléctrico, Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador, Abril 1999.

[7] J.Fan, U.Riechert, M.Kosakada, Y.Yamagata, P.C.Fernandez, A.Rocha, E.Kynast, S.Poirier, Z.Xiang, X.Wang, W.Li, A.Giboulet, S.Kale, F.Lo Monaco, H.Kajino, S-W Bahng, C.van der, Merwe, A.Alfredsson, K.Anantavanich, A.Keri, B.Shperling, V.Rashkes, J.Amon, R.Smeets, y M.C.Bhatnagar, B. Khodabakhchian, D.Peelo, "Switching Phenomena for EHV and UHV Equipment," vol. 3, CIGRE WG A3.22, February 2014, pp. 1-254.

[8] José Raymundo Martines, Aidyl de Carvalho, José Francisco Borges de Campos, "Equipamentos eletricos especificação e aplicação em subestações de alta tensão," Cigre -Brasil. FURNAS, 1985.

[9] J. Kuffel y P. Kuffel, "High Voltage Engineering Fundamentals," University of Manitoba Ed., 2nd ed. Winnipeg, Canada, pp. 1-556. Elsevier, 2000.

[10] “IEEE Guide for the Application of Insulation Coordination”, in IEEE Std 1313.2-1999 vol., no., pp.1-65, Jun. 26 1999.

[11] Joe D. Hoffman, Steven Frankel, "Numerical Methods for Engineers and Scientists," Second Edition, Department of Mechanical Engineering, Purdue University, West Lafayette, Indiana. .

[12] S. Nakamura, "Métodos numéricos aplicados con software," The Ohio State University, 1ert ed. Hispanoamericana, S.A. 1992, pp. 586. Pearson Prentice Hall, 2000.

[13] J. M. I. Landeta, "Elementos de métodos numéricos para Ingeniería," 1ert Ed., México, pp. 228. Universidad de San Luis Potosi, 1998.

[14] C. Fehily, "Python, Python is an interpreter," open-source, object-oriented programming language, NY, USA, pp. 442. Peachpit Press, 2002.

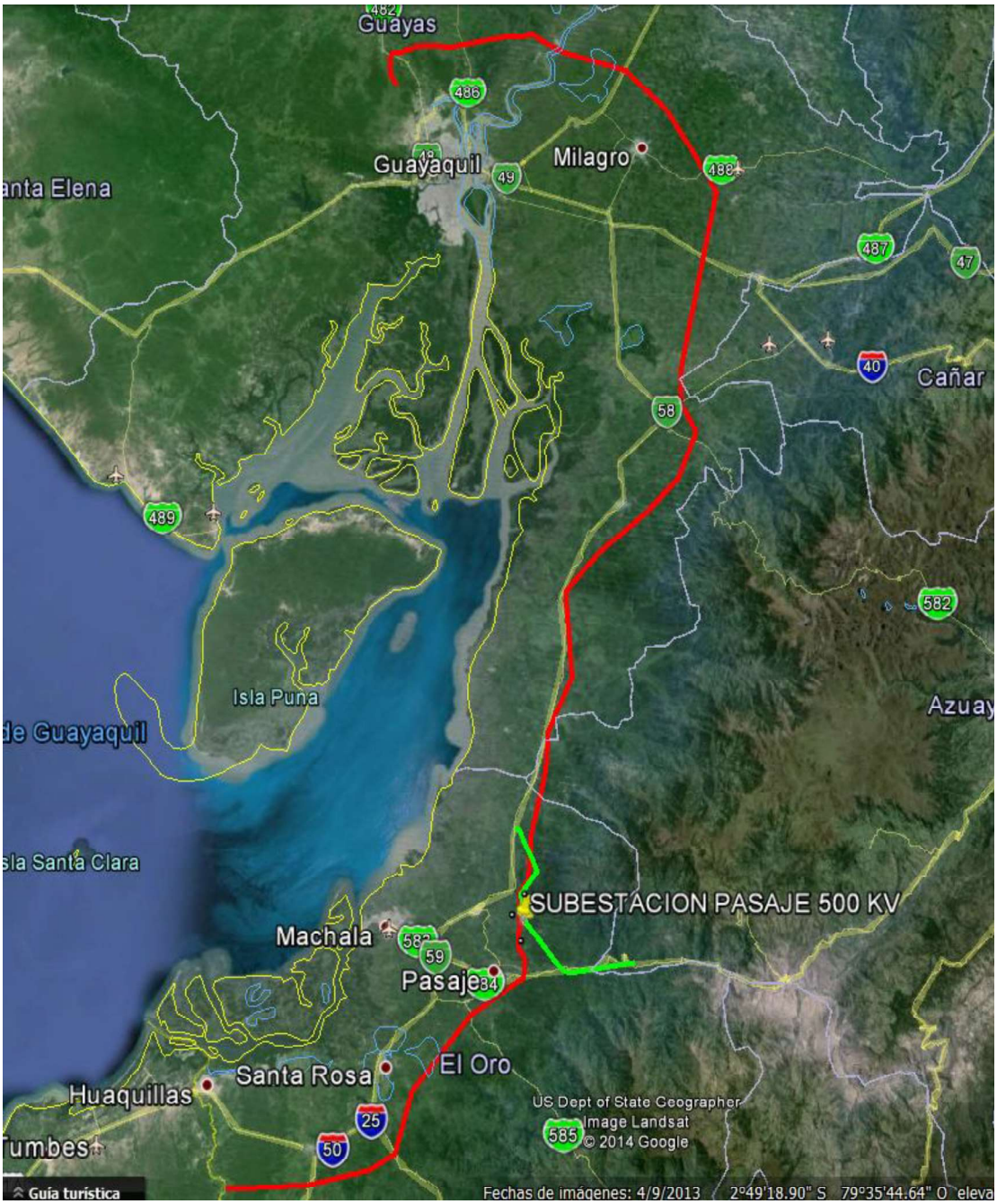
[15] A. Saha, "Doing Math with Python: Use Programming to Explore Algebra, Statistics, Calculus, and More", San Francisco, pp. 1-265. No Starch Press, 2015.

[16] P. and productivity for a better world ABB, "Controlled Switching Buyer's and Application Guide", pp. 1-54, 2015.

[17] P. D. Oro, "La Provincia de el Oro: Cantones", La Provincia de el Oro, 21-ago-2011. [En línea]. Disponible en: http://laprovinciadeloro.blogspot.com/2011/08/cantones.html. [Accedido: 06-may-2019].

ANEXOS

ANEXO A. Ruta estimada para la línea de transmisión para la interconexión Ecuador-Perú a 500 Kv



ORDEN DE EMPASTADO