

**C4 – Comportamiento técnico del sistema eléctrico****COORDINACIÓN DE AISLACIÓN A LAS DESCARGAS ATMOSFERICAS EN
INSTALACIONES DE ALTA TENSION****Ing. Mariana D'Agosto*****UTE****Uruguay****mdagosto@ute.com.uy****Ing. Michel Artenstein****UTE****Uruguay****martenstein@ute.com.uy**

***Resumen** – El objetivo del trabajo presentado a continuación es analizar y desarrollar metodologías para realizar la coordinación de aislación a las descargas atmosféricas de líneas aéreas y estaciones de Alta Tensión aisladas en aire. Las metodologías analizadas se validaron a través de su aplicación a diseños típicos de estaciones y líneas aéreas en la red de Trasmisión de 150 kV uruguaya.*

***Palabras clave:** Coordinación de aislación – Descargas atmosféricas – Sobretensiones – Alternative Transient Program*

1 INTRODUCCIÓN

Las descargas atmosféricas son fenómenos que pueden resultar potencialmente peligrosos para las líneas y estaciones de una red eléctrica cuando impactan en ellas, ya que provocan elevadas sobretensiones transitorias que pueden resultar nocivas para el equipamiento. A su vez, cuando este tipo de fenómeno impacta en la línea provoca la actuación de protecciones que la quitan de servicio considerándose una falla para el sistema eléctrico. A los efectos de minimizar ambos tipos de riesgos es necesario realizar un buen diseño de aislación en las líneas y las estaciones teniendo en cuenta ciertos elementos como ser las distancias en aire, resistencia de puesta a tierra de las torres, longitud de las cadenas de aisladores, ubicación de los hilos de guardia para el caso de las líneas y para el caso de las estaciones la necesidad de instalar descargadores a la entrada de la estación para limitar las sobretensiones que llegan a la misma.

Actualmente se cuenta con herramientas de software que permiten, a través de simulaciones, analizar y evaluar el diseño de la red eléctrica de un sistema frente a las sobretensiones a las que puede estar expuesto. Para esto es necesario modelarlo de forma adecuada en función de las frecuencias del fenómeno. Las distintas formas de modelado de un sistema pueden interferir en los resultados arrojados por las simulaciones.

El trabajo expuesto a continuación consiste en analizar cómo impacta el diseño y modelado de ciertos componentes que constituyen una línea de transmisión en la tasa de falla a las descargas atmosféricas. Para las estaciones de alta tensión se aplicaron dos métodos distintos de coordinación de aislación a las descargas atmosféricas existentes de la literatura y se evaluó la conveniencia de elegir uno u otro. Se analizó también la necesidad de instalar descargadores en la estación y en los casos que fuese necesario su instalación se probaron dos modelos distintos de descargadores.

El programa utilizado para realizar las simulaciones es el ATP (Alternative Transient Program).

2 COORDINACION DE AISLACION A LAS DESCARGAS ATMOSFERICAS

Como las estaciones suelen estar blindadas con hilos de guardia, es muy baja la probabilidad de que la descarga impacte directamente en alguno de los equipos de la estación. Por lo tanto, el riesgo que tienen los equipos frente a este tipo de sobretensiones es que la descarga incida a través de las líneas que se conectan a la estación. Las descargas atmosféricas en las líneas pueden ser directas (cuando impactan directamente en

*Paraguay 2431 – mdagosto@ute.com.uy

los conductores de fase) o inversas (cuando impactan en los hilos de guardia o en las torres). Las descargas que se consideran para este trabajo son las descargas nube tierra descendentes con polaridad negativa ya que representan el 90% de las descargas nube tierra [1].

3 COORDINACION DE AISLACION DE LINEAS AEREAS DE AT A LAS DESCARGAS ATMOSFERICAS

3.1 Descripción

Los análisis se realizaron sobre dos diseños de líneas distintos a las cuales se les asignó la nomenclatura de línea nueva y línea vieja. Ambas líneas tienen una sola terna instalada de forma vertical. La línea nueva tiene conductores ACSR tipo “Hawk”, torres de altura promedio 36 m, dos hilos de guardia y longitud de cadena de aisladores de 1.6 m. La línea vieja tiene conductores ACSR tipo “Tiger”, torres de 26.6 m, un hilo de guardia y longitud de cadena de aisladores de 1.3 m. En la Figura. 1–(a) se muestra un esquema representativo de las torres.

3.2 Modelado de los componentes de la línea para ATP

Líneas aéreas: Se modelaron como elementos de parámetros distribuidos a una frecuencia típica para este tipo de fenómenos (350kHz). Se modelaron en detalle tres vanos hacia cada lado de la torre donde se simula la descarga para observar reflexiones y refracciones de la onda viajera. Los hilos de guardia se modelaron de forma explícita.

Torres: La torre en la cual se produce la descarga se modeló como tramos de líneas monofásicas (entre ménsulas) de parámetros distribuidos representados por su impedancia de onda [2]. Las otras torres fueron modeladas como un único tramo de línea de parámetros distribuidos.

Descarga atmosférica: Se modeló como una fuente de corriente inyectada en la línea (en la fase para descarga directa y en la torre para descarga inversa). Se probaron dos modelos:

- Fuente modelo doble rampa 2/50 μ s (fuente tipo 13 del ATP).
- Fuente Cigre [1]. (solo para las descargas inversas).

Cadena de aisladores: Se modeló como un capacitor en paralelo con una llave. Al cerrarse la llave se simula la descarga por la cadena de aisladores. La llave se modeló de tres formas distintas:

- Como llave controlada por tensión de valor fijo CFO (860kV para línea vieja y 1025kV para línea nueva). El CFO es el valor soportado por la cadena de aisladores con probabilidad 50%.
- Como una curva $V(t)$ [3].
- Con el Modelo Líder [1].

Resistencia de puesta a tierra en la torre donde se simula la descarga:

- Con valor fijo de $R=10 \Omega$ (valor típico utilizado en Uruguay).
- Con valor variable con la corriente $R(I)$ (solo para las descargas inversas) [1].

La Figura 1–(b) muestra una descarga inversa en la torre nueva modelada en ATP.

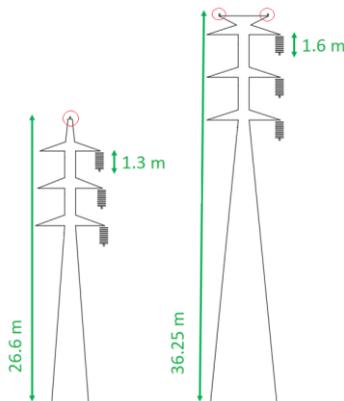


Fig. 1–(a). Modelo de torres para la línea vieja (izquierda) y la línea nueva (derecha).

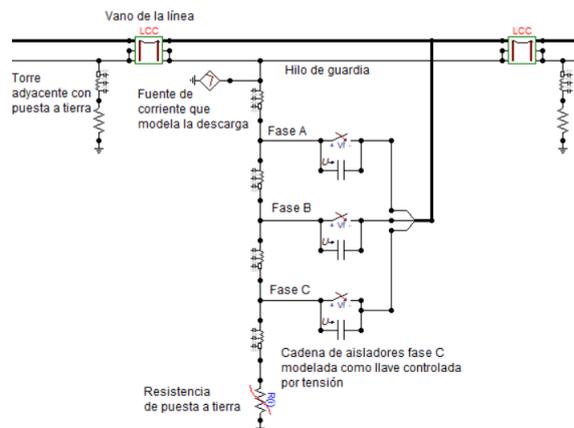


Fig. 1–(b). Modelo en ATP de la línea nueva con descarga inversa en la torre.

3.3 Tasas de falla

La tasa de falla se define como el número de fallas de aislación anuales que ocurren en la línea causadas por descargas atmosféricas. En todos los casos se asumió un nivel cerámico de 35 días, que es un valor típico máximo para la mayor parte del territorio uruguayo.

Como ya fue mencionado las descargas atmosféricas en las líneas pueden ser directas (cuando impactan directamente en los conductores de fase) o inversas (cuando impactan en los hilos de guardia o en las torres). Si la descarga provoca una elevación de tensión en extremos de la cadena tal que supera su soportabilidad se produce un contorneo en la cadena de aisladores. La corriente de rayo mínima a la que se produce este contorneo se la denomina habitualmente corriente crítica (I_c).

Los hilos de guardia en las líneas cumplen la función de proteger las fases frente a una descarga directa hasta cierto valor de corriente de pico I_m , superado ese valor la descarga se concretará en la torre, en los hilos de guardia o a tierra [4].

Las tasas de falla para las descargas directas se determinan a partir del modelo electrogeométrico [4] tomando como referencia las fórmulas IEEE-92 [4], para el cálculo de las distancias de impacto (r_c y r_g). La tasa de falla SFR es la tasa de falla provocada por impacto directo en las fases y la tasa SFFOR considera de las fallas anteriores solo las que provocan contorneo en la cadena de aisladores.

Para la tasa de falla a las descargas inversas (NBF) interesan las que provocan contorneo en la cadena de aisladores. Se consideran las que impactan en la torre (N_t) que representan aproximadamente el 60% de las descargas que caen en la línea (N_s) [4]. Esta tasa se determinó en base a los resultados obtenidos de las simulaciones. Se consideró el impacto que tiene la tensión de frecuencia industrial en la soportabilidad de la cadena de aisladores, para esto se dividió el ciclo en intervalos de tiempos elementales y se consideró la tensión de frecuencia industrial constante en cada uno de esos intervalos.

La tasa de Falla se determinó de la siguiente manera [5]:

$$NBF = N_t \sum (P_i t_i) \quad (1)$$

Siendo: I_i corriente crítica del intervalo t_i , t_i intervalo de tiempo en pu del ciclo, P_i probabilidad de que I_i sea excedida. P_i fue calculada con la fórmula sugerida por CIGRE [1].

3.4 Resultados descarga directa

Las tasas de falla a las descargas directas fueron calculadas en base a las fórmulas mencionadas más arriba, y están expresadas en fallas/ 100km-año. Para la tasa SFFOR se consideró la cadena de aisladores con valor CFO. En la tabla I se muestran los resultados.

TABLA I. TASA DE FALLA A LAS DESCARGAS DIRECTAS

	SFR	SFFOR	I_m (kA)	I_c (kA)
Línea vieja	0.081	0.077	12	3.43
Línea nueva	0.042	0.038	12.4	4.04

El cálculo de la tasa de falla SFR de la línea vieja es mayor que la línea nueva. Esto se debe esencialmente a que el ángulo de blindaje (ángulo que forma la fase más expuesta a las descargas con el hilo de guardia) de la línea vieja es mayor que el de la línea nueva. Respecto a las tasas SFFOR se puede ver que los valores de la línea nueva son menores que los de la línea vieja. Si bien esto es esperable, ya que la tasa SFR obtenida de la línea nueva es inferior a la línea vieja, esta tasa refleja las fallas por descargas directas que provocan contorneo en la cadena de aisladores, y depende por lo tanto de la aislación de la cadena. Al ser el valor del CFO de la cadena de aisladores de la torre nueva superior al de la torre vieja (debido a que la cadena es más larga), las descargas directas que provocan contorneo en la cadena de aisladores son menores.

Las figuras 2–(a) y 2–(b) a continuación muestran el valor de pico de la corriente crítica (eje de las ordenadas) obtenido en simulaciones ATP en función de la variación del ángulo de la fase A de la tensión a frecuencia industrial (eje de las abscisas) para cada modelo de cadena de aisladores detallados en el punto

3.2. La descarga se simuló en la fase más alta de la torre, con fuente de corriente modelo doble rampa 2/50 μs y la resistencia de puesta a tierra de valor $10\ \Omega$.

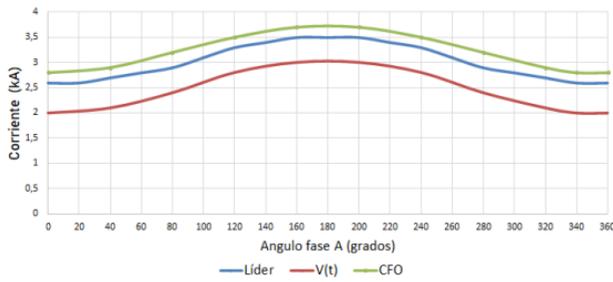


Fig. 2-(a). Corriente crítica de descarga directa en línea vieja.

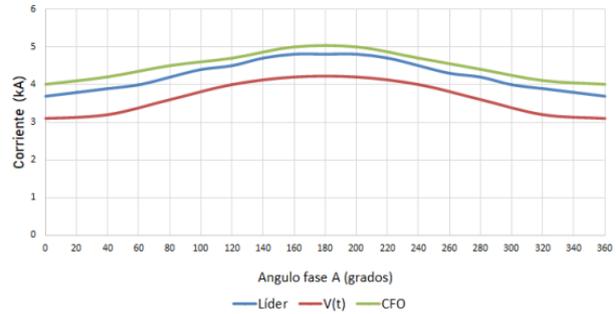


Fig. 2-(b). Corriente crítica de descarga directa en línea nueva.

Se puede observar que la cadena de aisladores que fue modelada con una llave de valor CFO fue la que soportó valores más altos de corriente. Para el caso en que fue modelada con la curva $V(t)$, los valores de corriente soportados fueron los menores. Esto se debe a que, para tiempos pequeños, el modelo de $V(t)$ soporta altos valores de tensión, pero para tiempos superiores a los $4\ \mu\text{s}$, el aguante de este modelo comienza a estar por debajo del CFO. Por lo tanto, los tiempos de contorno siempre fueron superiores a $4\ \mu\text{s}$. En el caso del modelo Líder el aguante de la cadena de aisladores está vinculado a la velocidad de la propagación del Líder, que depende de la onda de tensión aplicada a la cadena de aisladores, en cada caso específico simulado.

3.5 Resultados descarga inversa

Las figuras 3-(a) y 3-(b) muestran el valor de pico de la corriente crítica (eje de las ordenadas) en función de la variación del ángulo de la fase A de la tensión de frecuencia industrial (eje de las abscisas) para cada modelo de cadena de aisladores detallados en el punto 3.2. Cada uno de ellos fue simulado con la resistencia de puesta a tierra fija R y variable con la corriente $R(I)$ (especificadas en el punto 3.2) en la torre donde se simula la descarga. En las descargas inversas, como se está frente a altos valores de corriente toma relevancia el modelar la resistencia de puesta a tierra de la torre donde ocurre la descarga de forma variable con la corriente. La descarga se simuló con la fuente de corriente modelo doble rampa 2/50 μs . Para los casos de modelo de cadena de aisladores Líder y $R(I)$ se probó simular la descarga con la fuente CIGRE.

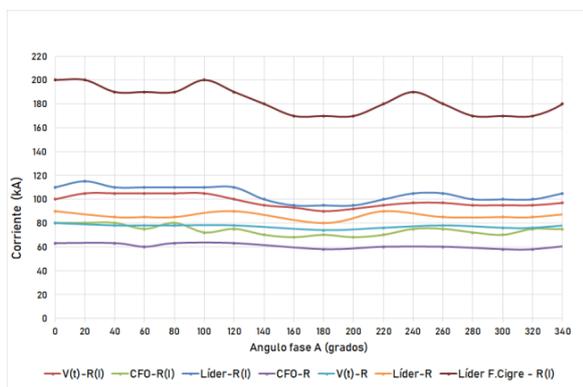


Fig. 3-(a). Corriente crítica de descarga inversa en línea vieja.

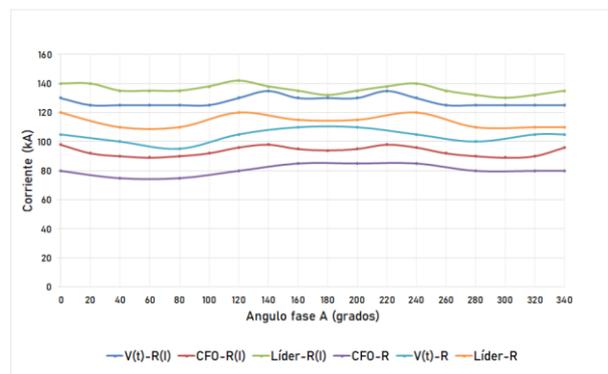


Fig. 3-(b). Corriente crítica de descarga inversa en línea nueva.

Analizando los resultados de los modelos en ambas líneas para el caso de resistencia fija, se observa que el más conservador fue el correspondiente al modelo de cadena de aisladores CFO, luego el de $V(t)$ y luego el de modelo Líder. En este caso, vemos que los modelos de la cadena de aisladores respondieron de forma distinta respecto a las descargas directas, en relación a la comparación entre el modelo CFO y $V(t)$. Esto es

porque las descargas se dan en tiempos inferiores a lo que sucede en las descargas directas, dado que las corrientes de rayo son mucho más altas.

Las corrientes críticas resultantes para el modelo R (I) fueron superiores a las corrientes críticas obtenidas para el modelo de resistencia de valor fijo R. Debido a que el modelo de R (I) contempla la baja resistencia inicial que ofrece el suelo para altas corrientes impulsivas, las reflexiones de la onda de tensión en la puesta a tierra contribuyen a la reducción de tensión en la torre, y con ello la tensión en extremos de la cadena de aisladores, beneficiando su soportabilidad

Para los modelos R (I), el desempeño de los modelos de las cadenas de aisladores fue similar al de R fija. Respecto al desempeño del modelo de fuente de corriente CIGRE, se observa en el caso de la línea vieja que los resultados fueron más permisivos que con fuente doble rampa. Esto es debido a que, para altas corrientes, los tiempos de pico aumentan, con lo que reduce el impacto en comparación con frentes de onda más rápidos. En el caso de la línea nueva este caso no está graficado ya que los valores de corriente crítica resultante superaron los 200 kA, valor considerado como cota máxima en la literatura para pico de corriente de rayo que pueden darse en la realidad.

Para el cálculo de las tasas de falla a las descargas inversas se tomaron los resultados de las simulaciones de los casos con R (I) en la torre de descarga. En la tabla II están expresados los resultados obtenidos en fallas/100km-año. Con el fin de observar el efecto de los hilos de guardia en la tasa de falla, para el caso de la línea nueva se calculó la tasa también con dos hilos.

TABLA II. TASA DE FALLA A LAS DESCARGAS INVERSAS

	Líder	V(t)	CFO	Lider F.Cigre
Línea vieja	1.71	1.97	3.92	0.41
Línea nueva 1 hilo	1.88	1.98	4.07	0
Línea nueva 2 hilos	1.1	1.24	2.73	0

De la tabla II se observa que la tasa más alta se corresponde con el modelo de cadena de aisladores con el que se obtuvieron las corrientes críticas más bajas, que fue el CFO. Luego, las tasas disminuyen de valor a medida que el modelo de cadena de aisladores tolera corrientes críticas más altas, por lo que siguen en orden decreciente los modelos V (t), luego Líder y luego el modelo Líder con fuente de corriente CIGRE. Respecto a la línea nueva, se observa que las tasas de falla obtenidas con dos hilos de guardia son inferiores a las obtenidas con un hilo de guardia. Tener otro hilo de guardia genera un camino adicional para evacuar la corriente de descarga, al disminuir la corriente disminuye la sobretensión asociada y con esto la tensión en extremos de la cadena de aisladores. Por otro lado, el factor de acoplamiento con dos hilos de guardia aumenta respecto a un solo hilo y esto también favorece en la reducción de la tensión en extremos de la cadena de aisladores.

4 COORDINACION DE AISLACION A LAS DESCARGAS ATMOSFERICAS EN ESTACIONES

4.1 Descripción

La coordinación de aislación a la estación se analizó de dos formas:

Método explícito de la línea: Aplicando la descarga directamente en la línea conectada a la estación. Ver Fig. 4-(a).

Método de fuente de tensión simplificado de Hileman [4]: La descarga se modela como una fuente de tensión conectada a la estación a través de una resistencia (resistencia de puesta a tierra de las torres Z_i) y un elemento de parámetros distribuidos (impedancia de onda de la línea Z_c) a una distancia d_m de la estación. Ver Fig. 4-(b).

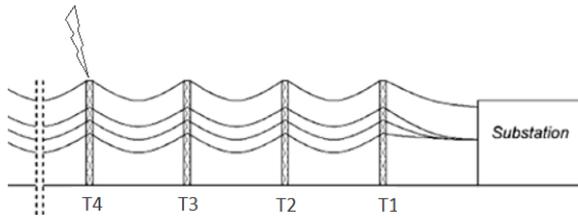


Fig. 4-(a). Modelo explícito de la línea

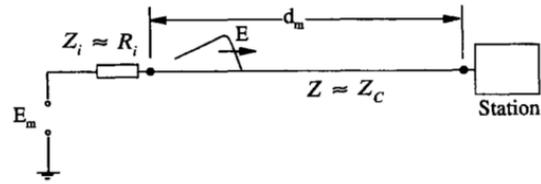


Fig. 4-(b). Método de la fuente de tensión simplificado [4].

4.2 Modelado en ATP de la estación y la línea

Los conductores de barra y la conexión entre equipos se modelaron como elementos de parámetros distribuidos representados por su impedancia de onda. Los equipos de maniobra se modelaron por sus capacidades a tierra y el transformador por sus capacidades a tierra y entre bobinados. Para estos casos se tomaron valores de capacidad típicos que existen en la literatura. Los descargadores fueron modelados de dos formas distintas, como modelo clásico V(I) (modelo tipo 92 de ATP) y por el modelo IEEE [6].

La estación fue modelada de forma trifásica cuando se aplicó el método de la línea y fue modelada de forma monofásica cuando se aplicó el método simplificado. Las descargas consideradas fueron las descargas inversas ya que el diseño del blindaje de las líneas de Alta Tensión suele asegurar que las descargas directas en las líneas sean mucho menos frecuentes que las inversas. Adicionalmente, las descargas inversas generan ondas de tensión de pendiente muy abrupta (idealmente infinita) lo que las hace particularmente críticas a la hora de evaluar su impacto en las aislaciones de las estaciones.

4.3 Distancia mínima de descarga:

La distancia mínima a la estación en que se produce la descarga en la línea se determina con la tasa de falla elegida para la estación, $R_a = 1/400$ fallas por año [4]. y la tasa de falla de la línea nueva a las descargas inversas NBF, utilizando la ecuación sugerida en [4].:

$d_m = R_a/NBF \times 100000$ (m) resultando una distancia $d_m = 227$ m. Esta distancia está ubicada entre la torre 1 y la 2. Como la descarga se asume que impacta en la torre hay que ajustar esta distancia hacia la torre 2, resultando $L_m = 491$ m.

4.4 Determinación de los parámetros para el método de la fuente de tensión:

Modelo de la fuente de tensión simplificada: Fuente doble rampa (fuente tipo 13 del ATP).

Amplitud de la fuente de tensión: El valor de pico de la fuente de tensión E_m se calculó en forma conservadora asumiendo que la tensión aplicada a la estación $E = E_m Z_c / (R_i + Z_c)$ es el valor más alto que puede soportar la cadena de aisladores de la línea sin descargar. Asumiendo una probabilidad de falla en la aislación de 0,3 %, se determina E de la siguiente forma: $E = CFO (1 + 3\sigma)$, donde CFO es 1025 kV y $\sigma = 0,03$ [5].

Pendiente de la fuente de tensión: Asumiendo una pendiente de tensión infinita en el punto de descarga, se considera la variación de pendiente por efecto corona $S = 1 / (K_{co} L_m)$ (kV/ μ s) siendo K_{co} una constante por efecto corona (μ s / kV-m) [7].

Tiempo de bajada: El tiempo de bajada (t_b) se calcula de la siguiente manera [4]: $t_b = Z_g \cdot L_v / R_i \cdot c$.

Siendo: Z_g la impedancia de onda del cable de guardia en Ω , L_v el vano promedio de la línea de 360m, c la velocidad de la luz en m/ μ s y R_i valor de resistencia de la puesta a tierra en Ω .

4.5 Método explícito de la línea:

Se eligió la línea nueva con resistencia de puesta a tierra R(I) y cadena de aisladores tipo Líder. La descarga se simuló a través de una fuente de corriente doble rampa 2/50 μ s. El valor de pico de corriente asumido fue el máximo posible (200 kA)

4.6 Soportabilidad de las aislaciones

Para las aislaciones internas de los equipos se consideraron los valores usados en Uruguay, que son los recomendados por la norma IEC 60071-1 [9] para sobretensiones de rayo, afectados por un factor de seguridad para aislaciones internas 1,15. Resultando 652.2 kV para los equipos de maniobra y 565.2 kV para el transformador. Para las aislaciones externas se consideró un aguante de aislación 90% (probabilidad de aguante gaussiano) [8], afectado por el factor 1,05. Resultando un valor de 938 kV.

4.7 Casos analizados y resultados:

Se midió la tensión a la entrada de la estación, en bornes de alta del transformador (HV), en la barra y el extremo de la línea 2. Se analizaron distintos casos variando la cantidad de descargadores en servicio de la siguiente manera: **caso1**: sin descargadores; **caso2**: sin descargadores y con línea 2 fuera de servicio; **caso3**: descargador solo a la entrada; **caso 4**: descargador solo en el transformador; **caso 5**: todos los descargadores en servicio.

TABLA III. TENSIONES OBTENIDAS EN kV
LUEGO DE SIMULADA LA DESCARGA
PARA LOS DISTINTOS METODOS Y CASOS MENCIONADOS

Puntos de medida	Método de la línea				Método de Hileman			
	Entrada	HV	Barra	Línea 2	Entrada	HV	Barra	Línea 2
Caso 1	650	287	320	310	1747	1700	1700	1787
Caso 2	720	350	430	-	2209	2193	2120	-
Caso 3	290	245	270	280	345	377	365	415
Caso 4	660	264	315	305	646	240	423	555
Caso 5	280	260	270	263	318	293	302	290

Los casos en rojo de la Tabla III necesitan descargadores en los puntos de medida para limitar las sobretensiones. Comparando el caso 1 con el caso 2 para cada modelo, se observa que tener más líneas conectadas ayuda a reducir las sobretensiones. Tener descargador a la entrada de la línea que sufre la descarga ayuda notoriamente a controlar la sobretensión en la estación, por lo que sería recomendable que todas las líneas de la estación cuenten con su descargador.

Respecto a los métodos utilizados, al estar la línea modelada de forma explícita con sus torres, se generan caminos adicionales para disipar la corriente de descarga, con lo que disminuye la corriente que va circulando por el hilo de guardia hacia la estación, con ello las tensiones inducidas en las fases, y por ende la tensión a la entrada de la estación. En el método simplificado, al simular la descarga directamente con una fuente de tensión, no se visualizan estas disminuciones. El valor de la fuente de tensión utilizada, calculado en base a la tensión máxima que no hace contornear las cadenas de aisladores, es, además, demasiado conservador.

4.8 Comparación descargadores:

Para el caso 5 del método de Hileman, se analizaron las respuestas de los dos modelos de descargadores V(t) y IEEE mencionados en el punto 4.2. La figura 5 muestra las tensiones resultantes a la entrada de la estación para los dos modelos. La tensión a la entrada con el modelo de descargador IEEE tiene un poco más de oscilación que el caso con el modelo clásico V(t); esto es debido a las capacitancias e inductancias que contiene el modelo IEEE. Si al modelo clásico se le agrega la capacidad entre terminales del descargador (C0) y la inductancia que modela la puesta a tierra, el comportamiento resulta un poco más parecido al modelo del descargador IEEE.

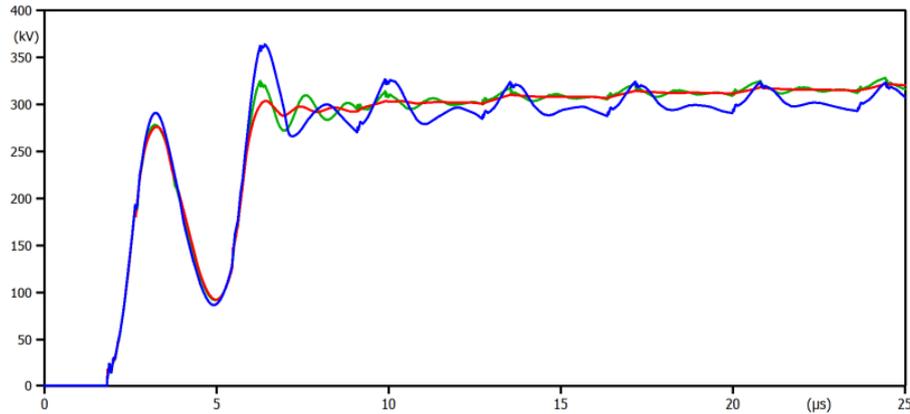


Fig. 5. Tensión a la entrada de la estación con modelo de descargador IEEE (azul), clásico (rojo) y clásico ajustado (verde). [9].

5 CONCLUSIONES

Con el análisis de las descargas directas en las líneas se pudo observar que la ubicación de los hilos de guardia respecto a las fases impacta fuertemente en la tasa de falla de la línea a las descargas directas. Del análisis de las descargas inversas se observó que modelar la cadena de aisladores programada por el modelo Líder mejora las tasas de falla de la línea a las descargas inversas, de igual forma que modelar la resistencia de puesta a tierra de forma variable con la corriente. La línea nueva tiene menor tasa de falla a las descargas inversas que la línea vieja debido principalmente a que la cadena de aisladores es más larga. La fuente de corriente CIGRE mejora los resultados, debido esencialmente al aumento del frente de onda [9]. Se observó también que el punto en el que se encuentra la onda de tensión de frecuencia industrial al momento de la descarga impacta en el aguante de la cadena de aisladores.

Con respecto a los métodos de coordinación de aislación para las estaciones se observó que el método de la línea es un método más exacto (pese a no considerar el efecto corona), ya que al estar la línea modelada en detalle los resultados no son tan conservadores como en el caso del método simplificado. Por otro lado, para aplicar este método es necesario contar con información detallada de la línea.

Con respecto al desempeño de los descargadores V(t) e IEEE no se observaron diferencias significativas en la reducción de las sobretensiones por lo que podría utilizarse indistintamente cualquiera de los dos.

6 REFERENCIAS

- [1] Technical Brochure CIGRE 63 Working Group 01 Study Committee 33. Guide to procedures for estimating the lightning performance of transmission lines. 1991.
- [2] J.G. Anderson. Transmission Line Reference Book 345kV and Above, chapter Lightning Performance of Transmission Lines. 2nd edition, EPRI.
- [3] IEEE 1234. Guide for improving the lightning performance of transmission lines. 1997.
- [4] Andrew R. Hileman. Insulation Coordination for Power Systems. Taylor and Francis Group, 1999.
- [5] Michel Artenstein. Curso transitorios electromagnéticos en sistemas eléctricos de potencia. Facultad de Ingeniería Udelar.
- [6] Norma IEEE C62.22 Annex G. Guide for the application of metal-oxide surge arresters for alternating-current systems. 1997.
- [7] Norma IEC 60071-2 Annex F. Lightning overvoltages. 1996.
- [8] Furnas. Transitorios eléctricos e coordenacao de isolamento. Universidad Federal Fluminense, Editora Universitaria, 1987.
- [9] Mariana D'Agosto. Tesis Coordinación de aislación a las descargas atmosféricas en instalaciones de alta tensión. Facultad de Ingeniería Udelar, 2022.