



**UNIVERSIDAD DE CIENFUEGOS
“CARLOS RAFAEL RODRÍGUEZ”
FACULTAD DE INGENIERÍA
CENTRO DE ESTUDIOS DE ENERGÍA Y MEDIO AMBIENTE**

**ESPECIFICACIÓN DE LOS PARÁMETROS DEL RAYO PARA LA
REDUCCIÓN DE LAS AFECTACIONES EN LAS LÍNEAS AÉREAS
DE TRANSMISIÓN Y LAS PÉRDIDAS ENERGÉTICAS EN
VENEZUELA**

Tesis en opción al título de Máster en Eficiencia Energética.

**Autor: MARÍA CAROLINA BLANCO
Tutor: Dr. C. MARCOS DE ARMAS**

Caracas
2012

AGRADECIMIENTOS

- A FUNDELEC y a la Universidad Bolivariana de Venezuela, especialmente al Centro de estudios en Ciencias de la Energía por haber dado el apoyo para el desarrollo de esta maestría.
- A la Universidad de Cienfuegos, especialmente al colectivo de investigadores del Centro de Estudios de Energía y Medio Ambiente por la transmisión del conocimiento más allá de lo académico.
- Al Ministerio del Poder Popular para la Educación Universitaria y al Convenio de Cooperación Cuba-Venezuela, por habernos dado la oportunidad de formarnos en esta área del conocimiento.
- A los profesores Monteagudo y de Armas por el acompañamiento.
- Especialmente al profesor Percy Viego por su apoyo incondicional para el logro de este objetivo final.
- A mis grandes amigos Jorge Herrera y Carmen Vásquez, sin su apoyo imposible llegar a la meta.
- A todos los compañeros de estudios, por ese ánimo que nos llevo a culminar satisfactoriamente los estudios, los que faltan no desfallezcan que cada vez están más cerca de la meta.
- A todos los que de alguna manera colaboraron con un granito de arena para conformar esta playa llamada tesis de maestría, apenas estamos comenzando, ya es parte de nuestra vida el uso racional y eficiente de la energía

DEDICATORIA

- A Ivanna, Susanna y Ana Camila, sigan mi ejemplo de constancia y dedicación al estudio.
- A Andrés compañero incansable, gracias por tu apoyo y respeto hacia mi luchas.

SÍNTESIS

ESPECIFICACIÓN DE LOS PARÁMETROS DEL RAYO PARA LA REDUCCIÓN DE LAS AFECTACIONES EN LAS LÍNEAS AÉREAS DE TRANSMISIÓN Y LAS PÉRDIDAS ENERGÉTICAS EN VENEZUELA

Autor: MARÍA CAROLINA BLANCO

Tutor: Dr. C. MARCOS DE ARMAS

A nivel mundial se han desarrollado importantes investigaciones para minimizar el impacto que tienen las Descargas Eléctricas Atmosféricas (DEA), en las fallas en las líneas aéreas de transmisión y distribución de energía eléctrica por las pérdidas que esto conlleva. Estas pérdidas son debidas al daño de equipos eléctricos y electrónicos asociados a los sistemas eléctricos y a la energía dejada de servir a los usuarios. Esta investigación se basa en la hipótesis de la variación espacial y temporal de los parámetros de las DEA, con una visión global, regional y local y, en este sentido, se propone la especificación de sus parámetros para el diseño de la protección de líneas aéreas de transmisión. La metodología utilizada se basa en la evaluación de los parámetros DEA medidas en suelo venezolano durante un período del 2003 al 2006 desde el punto de vista espacial, temporal y estadístico, luego se determinan las pérdidas de energía del sistema eléctrico nacional durante el año 2010 por causa de las fallas debidas a las DEA, el índice de falla de las líneas de transmisión por impacto de las DEA y, mediante la simulación con el programa FLASH, se determina el índice de falla estimado para un grupo de líneas y se compara con el índice real de las mismas, para validar los resultados. Todo esto con la finalidad de demostrar el impacto que tiene la especificación de los parámetros de las DEA en el índice de falla estimado durante el diseño de la línea de transmisión. Los resultados podrán ser aplicados a situaciones similares en las que se quiera determinar el diseño adecuado de una línea aérea de transmisión y, de esta forma, incrementar su eficiencia energética.

TABLA DE CONTENIDO

	Pag.
INTRODUCCIÓN.	8
1.1. Antecedentes.	10
1.2. Planteamiento del problema y la hipótesis propuesta.	17
1.3. Justificación.	18
1.4. Objetivo General.	20
1.4.1. Objetivos Específicos.	20
1.5. Alcance de la investigación.	21
1.6. Diseño metodológico de la investigación.	22
CAPÍTULO 2. ASPECTOS GENERALES.	23
2.1. El rayo.	24
2.2. Parámetros del rayo para aplicaciones en ingeniería.	25
2.2.1. Densidad de Descargas a Tierra.	27
2.2.2. Amplitud de la corriente de la descarga de retorno.	29
2.2.3. Variación espacial y temporal del rayo.	30
2.3. Estimación de las pérdidas por rayos.	31
2.4. Métodos usados para la detección y localización de las Descargas Eléctricas Atmosféricas.	32
2.4.1. Método de Buscadores Magnéticos de Dirección.	33
2.4.2. Método del Tiempo de Arribo.	34
2.5. Estimación del índice de falla por DEA de líneas de transmisión de energía eléctrica.	36
2.5.1. El Modelo Electrogeométrico	37
2.5.2. Metodología de evaluación por impactos directos de rayo a una línea de transmisión de energía eléctrica	39
Conclusiones del Capítulo 2.	42

CAPÍTULO 3. CARACTERIZACIÓN DE LAS DESCARGAS ELÉCTRICAS ATMOSFÉRICAS EN VENEZUELA Y SU RELACIÓN CON LAS FALLAS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL.	43
3.1. Climatología de las descargas eléctricas atmosféricas en Venezuela.	43
3.1.1. EL Sistema de Detección de las Descargas Eléctricas Atmosféricas (SDDEA) de CORPOELEC.	44
3.1.2. Metodología empleada para la caracterización climatológica de las Descargas Eléctricas Atmosféricas en Venezuela.	45
3.1.3. Comportamiento temporal de las DEA en Venezuela.	46
3.1.4. Mapas Densidad de Descargas a Tierra y de Amplitud de Corriente de Retorno.	47
3.1.5. Variación por bandas de latitud y bandas de longitud de las DEA en Venezuela.	50
3.1.6. Análisis Estadístico de los datos del SDDEA.	51
3.2. Características de la infraestructura de líneas de transmisión del Sistema Eléctrico Nacional.	52
3.3. Situación del Sistema Eléctrico Nacional.	54
3.4. Análisis de fallas de las líneas de transmisión del Sistema Eléctrico Nacional.	59
3.5. Estimación de las pérdidas energéticas de la empresa CORPOELEC debidas a las fallas por DEA en las líneas de transmisión.	62
Conclusiones del Capítulo 3.	65
CAPÍTULO 4. ESPECIFICACIÓN DE LOS PARÁMETROS DE LAS DESCARGAS ELÉCTRICAS ATMOSFÉRICAS PARA EL DISEÑO DE LA PROTECCIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.	67
4.1. Especificación de los parámetros de las descargas.	

eléctricas atmosféricas para uso en ingeniería eléctrica.	67
4.1.1. Variación de la Densidad de Descargas a Tierra respecto al tamaño de la cuadrícula.	69
4.1.2. Mapas de porcentaje DEA por polaridad.	72
4.1.3. Variación espacial de la Amplitud de la Corriente de Retorno.	73
4.2. Estimación de los Índices de Fallas de líneas de transmisión usando el programa FLASH.	74
Conclusiones del Capítulo 4.	79
CONCLUSIONES GENERALES.	80
RECOMENDACIONES.	82
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.	83
ANEXOS.	88

INTRODUCCIÓN.

El rayo o las descargas eléctricas atmosféricas (DEA) son fenómenos naturales que dependen de diversas variables que no se pueden controlar. Por ello, es importante manejar estadísticas su comportamiento para poder estimar el impacto de los mismos sobre las líneas aéreas de transmisión. A nivel mundial se han desarrollado importantes investigaciones para minimizar el impacto que tienen las descargas eléctricas atmosféricas sobre las fallas en las líneas aéreas de transmisión y distribución de energía eléctrica.

Las fallas ocurren a pesar que en el diseño de las líneas se especifican diversas protecciones contra dichas descargas. Las revisiones posteriores demuestran que en ocasiones las protecciones no cumplen su función porque podrían estar mal especificadas, debido a que los parámetros de las mismas no son calculados con los datos de las zonas por donde transitan las líneas. Esto ocurre en los casos en que los valores a ser utilizados no son los correspondientes a la región en estudio. En Venezuela se tiende a usar, para especificar la protección contra las DEA, valores recomendados y estandarizados por investigaciones desarrolladas fuera de la Zona de Convergencia Intertropical, lo cual agrava más el problema.

Estas perturbaciones causadas por impacto directo o indirecto de las descargas sobre las líneas aéreas les generan consecuencias con distintos grados de severidad, tanto a la empresa Corporación Eléctrica Nacional, S.A. (CORPOELEC) como a los consumidores del servicio eléctrico, afectando la economía de la empresa proveedora por el daño parcial o completo de los equipos eléctricos o por costos asociados a la operación del sistema y, por ende, a los usuarios por la deficiente calidad del servicio eléctrico recibido.

Para mejorar el diseño de protecciones contra DEA en Venezuela es necesario especificar los parámetros propios del rayo (amplitud de corriente de retorno, polaridad, densidad de rayos a tierra, entre otros) en cada zona de ubicación de las líneas. Para esto se requiere conocer cuál es el comportamiento espacial y temporal de las DEA de cada localidad, para lo cual se plantea darle solución mediante la presente tesis de investigación.

La estructura de la tesis es la siguiente:

- **Capítulo 1.** Contiene lo relativo al planteamiento del problema, antecedentes del tema de investigación, justificación, alcance y los objetivos que permiten validar la hipótesis planteada.
- **Capítulo 2.** Contiene la revisión de las fuentes bibliográficas necesarias para sustentar la investigación, la metodología aplicada y validar los resultados, así como los métodos usados para medir los parámetros de las DEA.
- **Capítulo 3.** Contiene la caracterización climatológica de las DEA, así como análisis de variación espacial de las DEA, caracterización de la infraestructura de transmisión del SEN y su situación operativa. Adicionalmente se presenta un análisis de las fallas por DEA y se cuantifican las pérdidas energéticas de CORPOELEC, durante el año 2010, asociadas a las afectaciones de las líneas de transmisión por este fenómeno atmosférico.
- **Capítulo 4.** Contiene el análisis de los resultados y especificación de los parámetros de las DEA que deben ser usados para el adecuado diseño de las protecciones contra DEA de líneas de transmisión e infraestructuras fijas. Se evalúa el impacto del valor de la DDT sobre el índice de falla estimado para líneas de transmisión y se compara con el índice de falla rea.
- **Conclusiones y recomendaciones** que permiten validar la hipótesis planteada en el Capítulo 1 que permitirán reducir las afectaciones de las líneas de transmisión y las pérdidas energéticas en Venezuela.

1.1. Antecedentes.

Los daños que producen las DEA y las perturbaciones, como consecuencias de las mismas, sigue siendo hoy una fuente de investigaciones continuas, principalmente enfocadas a la predicción eficiente del impacto que tienen sobre los sistemas eléctricos, no sólo con el fin de diseñar equipos más robustos que las resistan, sino el de construir dispositivos de protección que limiten su valor a rangos de valores soportables por la mayoría de los equipos conectados en las instalaciones de los usuarios.

A continuación se presentan algunas investigaciones que servirán de apoyo a la investigación planteada:

- **Preliminary guide to obtain reliable data from lightning location system.**
[1]

Este artículo presenta información referente a los sistemas de localización de las descargas atmosféricas usadas actualmente en diversos países y como debe ser su instalación y funcionamiento para obtener los datos confiables. Realiza una comparación de las ventajas y desventajas que presentan estos sistemas así como las limitaciones que cada uno posee por diversas razones. Por medio de diversos métodos se aplican los sistemas de localización de las descargas atmosféricas logrando una serie de resultados, con los cuales se puede determinar cuan eficiente, exacto y fiables son estos. Este artículo es importante para la investigación ya que proporciona conocimientos relacionados con la tecnología utilizada para determinar el comportamiento de las descargas atmosféricas y los diversos métodos utilizados para medir sus parámetros.

- **Análisis de los parámetros del rayo sobre una aplicación G.I.S. [2]**

Este artículo presenta una investigación de las líneas de transmisión a 230 y 500 kV en Colombia. Para la obtención de información de las descargas se adquirió un sistema de medición y localización de las descargas eléctricas atmosféricas. Este sistema fue empleado a partir de 1995 y desarrollan una metodología para la disminución de las salidas de las líneas de transmisión por medio de la aplicación S.I.G. y el sistema proporciona dos reportes por cada sensor instalado, obteniendo valores estadísticos con estos reportes, para así conocer las características de desempeño del sistema. Gracias a los valores estadísticos, se pueden tener una serie de parámetros tales como: Nivel Cerámico, Densidad de Descarga a Tierra, Multiplicidad, etc. Una de las conclusiones que obtuvieron fue que al incorporar una nueva tecnología lograron disminuir un 80% del tiempo de ejecución de los informes analíticos. La importancia que presenta para el desarrollo del trabajo son los métodos estadísticos que se aplicaron para la obtención de los parámetros de la descargas eléctricas atmosféricas y como se obtenían la corriente máxima de la descarga a través de la información suministrada por los sensores.

- **Protección contra el efecto de las tormentas eléctricas de estructuras y edificios: conceptos básicos, evaluación y aplicación en México. [3].**

En este trabajo se realizó un recuento de cómo han evolucionado las investigaciones acerca de las descargas eléctricas atmosféricas. Al transcurrir de los años se comenzaron a crear una serie de protecciones, basadas en su mayoría en las puntas Franklin, en el período de 1950 y 1970, por último el Modelo Electromagnético permitió la disminución del índice de falla contra descargas atmosférica, este modelo fue ajustado y actualmente es conocido como el Método de las Esferas Rodantes. Es importante este trabajo ya que

describe como fueron evolucionando las investigaciones sobre las descargas eléctricas atmosféricas, las normas que se crearon y cómo la tecnología fue avanzando y trayendo así una disminución en los riesgos que se producen al impactar un rayo.

- **Red nacional de detección y análisis de descargas atmosféricas. [4].**

El presente artículo hace una breve referencia a la formación de las descargas atmosféricas y da a conocer los principios básicos del funcionamiento de la Red de Detección y Análisis de Descargas Atmosféricas (RDADA). Dicho sistema opera en Costa Rica desde el año 2002. Este sistema consta de 5 sensores los cuales trabajan con la aplicación de dos tecnologías lo que permite tener una localización de una descarga (latitud y longitud) así como el tiempo de exacto en que fue detectada. En el artículo se presentan los antecedentes del sistema, el principio de funcionamiento, programas para la visualización de los datos, beneficios y expectativas. Lo importante de este artículo es que describe la tecnología con la cual se puede obtener un incremento de la calidad de operación, la posibilidad de hacer estudios para mejoras en el sistema de protecciones en las líneas de transmisión, realizar estudios previos para planteamiento y diseño de las futuras líneas de transmisión. La tecnología descrita es similar a la usada en Venezuela, ya que la combinación de las tecnologías y el centro de control que utiliza Costa Rica, es la misma utilizada en nuestro país.

- **Evaluación de los datos preliminares del sistema de detección de descargas eléctricas atmosféricas en tiempo real. [5]**

Este trabajo presenta los resultados de análisis de datos preliminares del sistema de detección de descargas atmosféricas. Se presentan las características de la red de transmisión de Costa Rica su relación con las descargas atmosféricas. Pese a que la calibración del sistema aún no ha sido efectuada, ya es posible obtener conclusiones válidas y muy importantes, tanto para labores de mantenimiento y mejoras en las líneas existentes, como para el diseño de las líneas. Se describe la red de alta tensión, así como el comportamiento frente a las descargas, se realiza un estudio de la densidad de descargas obtenidas por medio de mediciones directas. Por ello es de suma importancia este artículo, ya que uno de los puntos a desarrollar en este trabajo, es el de calcular la densidad de descargas a tierra a través de registros hechos por los sensores instalados en Venezuela.

- **Caracterización cartográfica de la actividad cerámica venezolana y su uso en el diseño de líneas aéreas. [6]**

La División de Ingeniería de Sistemas Eléctricos de la empresa CVG EDELCA realizó un estudio en el cual desarrollan una metodología para representar cartográficamente la actividad cerámica de Venezuela utilizando la información proporcionada por el Sistema de Detección de Descargas Atmosféricas (SDDEA). También se realiza un análisis de sensibilidad sobre una línea de transmisión tipo con el fin de dar luces con respecto a la variación de la tasa de salida de acuerdo al tipo de caracterización de la actividad cerámica empleada en diseños de sistemas de energía.

- **Simulación computacional del comportamiento del sistema Centro-Occidental a 400 kV con compensación serie. [7]**

En su investigación para el Dpto. Investigaciones y Pruebas de Transmisión de CGV EDELCA se presentan las simulaciones de diferentes escenarios de fallas (entre ellas las causadas por DEA), utilizando herramientas computacionales para el estudio en régimen transitorio y estacionario, tales como PSS/E., ATP y el Programa de Análisis Avanzado de Fallas, las cuales tuvieron como objetivo visualizar, comprender y validar el comportamiento del sistema de potencia con la incorporación de líneas con compensación capacitiva - serie, en condiciones de régimen estacionario y de fallas, y de esta manera garantizar el funcionamiento óptimo de los sistemas de protecciones asociados.

- **Estudio de sensibilidad de la vulnerabilidad de las líneas de transmisión ante descargas atmosféricas. [8]**

La División de Ingeniería de Sistemas Eléctricos de la empresa CVG EDELCA realizaron un estudio de análisis paramétrico de la vulnerabilidad de las líneas de transmisión de CVG EDELCA, ante descargas atmosféricas, con el propósito de obtener una serie de cuadros y gráficos, en función de distintas variables, a partir de los cuales se pueda conocer la magnitud de corriente de rayo que podría causar salidas forzadas de las líneas por descargas retroactivas, por medio del uso del ATP Draw, y/o el rango de corriente de rayos que vulneran el apantallamiento de dichas líneas, a través de la aplicación del método electrogeométrico. Los resultados producto de este estudio, en conjunto con la información proporcionada por el sistema de detección de descargas atmosféricas, permitirán validar o descartar las hipótesis de que una línea salió de servicio en un determinado instante, como consecuencia de algunos de los fenómenos antes mencionados.

- **Propuestas de mejoras del desempeño de una línea de transmisión de 115 kV. [9]**

En este trabajo se realiza el estudio del índice de falla por descargas atmosféricas de una línea de transmisión de 115 kV ubicada en la zona sur-oriental de Venezuela. En esta zona el suelo se caracteriza por ser de alta resistividad promedio y posee un nivel ceráuneo de alrededor ochenta días tormenta al año, ante los cuales se debe proveer al sistema de una protección efectiva contra descargas atmosféricas para minimizar así el índice de salidas por este fenómeno climático. A través del estudio, descripción y simulación de esta línea en el programa computacional T-Flash se evaluaron los índices de salida utilizando para el cálculo de la densidad de descargas a tierra cuadrículas de $3 \times 3 \text{ km}^2$ y $20 \times 20 \text{ km}^2$, y comparándolas con el índice de salida real proporcionado por la empresa eléctrica que la administra, para esto se contó con las metodologías propuestas por IEEE y CIGRE. También se evaluó, por ser esta línea de doble terna, el uso de supresores de sobretensión en diferentes configuraciones (Alternos o Intercalados paralelos) a lo largo de la traza de la línea para así proponer cual es la configuración que minimiza el índice de falla y así para mejorar el desempeño de la línea de transmisión. Este trabajo se encuentra alineado con la hipótesis propuesta, por lo tanto es un aporte interesante para el abordaje del tema bajo investigación.

- **Metodología para especificar la protección contra rayos de sistemas fotovoltaicos para comunidades aisladas. [10]**

Venezuela es un país con una alta densidad de rayos y se aplican Normas y recomendaciones Internacionales cuando se hacen grandes inversiones para llevar a las comunidades aisladas energía eléctrica con sistemas fotovoltaicos. Estas normas son generadas y validadas en países ubicados en las zonas

templadas (Europa, USA, Sur África, entre otros), lo cual no garantiza una protección adecuada contra este fenómeno atmosférico. Adicionalmente la característica climática y montañosa de cada país determina el número y la intensidad de las tormentas que se producen, riesgo que varía dentro de un mismo país y el conocimiento de las zonas de riesgo es determinante para la selección del tipo de protección contra rayos más adecuado para el sistema que se quiere proteger. En el presente trabajo de investigación se correlaciona la densidad de descargas atmosféricas, los valores de la corriente de retorno del rayo, los valores de resistividad del terreno y las características del sistema de puesta a tierra con el tipo de sistema fotovoltaico que se está instalando. Finalmente se propone una metodología que permite proteger adecuadamente los sistemas fotovoltaicos dependiendo de las características de las descargas atmosféricas y del suelo donde se ubicarán. En esta investigación se considera la variación espacial y temporal de los rayos como una propuesta para aumentar la confiabilidad en el sistema de protección seleccionado para los paneles fotovoltaicos.

- **Efectos de la actividad de rayos en los parámetros de calidad de energía en redes de distribución rural. [11]**

En la mayoría de los sistemas rurales de distribución de energía en Colombia, la actividad de rayos está entre las principales causas de falla, mal funcionamiento. Luego de evaluar el comportamiento de la línea de distribución y el estudio de la calidad de la energía suministrada por la empresa de distribución se llega a las siguientes conclusiones: a) se detectó coincidencia en cerca de 50% de las interrupciones con la actividad de tormentas en inmediaciones del circuito, b) se detectó una correlación superior al 80% entre el reporte de eventos en tensión (sags y swells) y la actividad de rayos en inmediaciones del circuito y c) se encontraron diecinueve interrupciones pero se

detectaron 1124 sags y swells que indican que por lo menos se pudieron 1124 flameos en el circuito. Es decir, eventos potenciales que pueden conducir a una interrupción. Esta correlación de la calidad del servicio eléctrico y las mediciones de las DEA, apoya la propuesta de que el diseño de protección contra las DEA debe ser confiable para minimizar las pérdidas debido a este fenómeno meteorológico.

- **Herramienta para el diseño del apantallamiento contra descargas atmosféricas directas en subestaciones eléctricas. [12]**

Este trabajo de investigación usa las especificaciones “IEEE Std. 998 (1996) Modelos y Métodos para el diseño del apantallamiento contra descargas atmosféricas en subestaciones eléctricas” como base en el diseño de un programa computacional que permite el apantallamiento de subestaciones eléctricas. Usa los métodos: a) de las curvas empíricas, b) de los ángulos fijos y c) del modelo electrogeométrico. Finalmente presenta el software, el cual permite, considerando la geometría de la subestación, la resistividad del suelo y los parámetros del rayo (densidad de rayos a tierra y amplitud de la corriente de retorno) para establecer el sistema de protección externo contra rayos.

1.2. Planteamiento del problema y la hipótesis propuesta.

Actualmente, en Venezuela no se tiene claro el manejo de la información asociada a los parámetros de las DEA a pesar que se cuenta con un Sistema de Detección y Localización de Descarga Eléctricas (SDDEA) que comenzó a detectar actividad eléctrica atmosférica a partir del año 1999. Sólo la ya desaparecida empresa eléctrica CVG EDELCA (absorbida por CORPOELEC)

realizó estudios aislados sobre sus propias líneas, pero por estar inmersos en la etapa de reestructuración de las 14 empresas que conforman CORPOELEC no han logrado transmitir la experiencia de ellos al Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

Así mismo, el SEN se encuentra en una situación crítica que no le permite tener holgura operativa, debido al incremento de la demanda aunado a un déficit de generación producto de una planificación del SEN no adecuada al modelo de desarrollo en el que está inmerso el país. La holgura operativa compromete al SEN de forma tal que cualquier falla de una línea de transmisión provoca desconexiones de carga importantes y esto a su vez lleva pérdidas energéticas considerables.

Todo lo expuesto anteriormente lleva a plantear la siguiente hipótesis:

“Si los parámetros de las descargas eléctricas atmosféricas utilizadas para el diseño y la operación de las líneas de transmisión de energía eléctrica son especificados adecuadamente, en base al análisis de las mediciones realizadas en Venezuela, a través de sus sistema de detección, el número de afectaciones y las pérdidas energéticas disminuirían en este país.”

1.3. Justificación.

El diseño de la protección contra las DEA y sus dispositivos no siempre proporcionan la reducción de daños deseada ya sea por que los datos de las DEA no son los medidos para la zona para la cual estoy realizando el diseño o porque las protecciones no se especifican adecuadamente. En Venezuela durante el año 2009 y 2010 se determinó que el 19% de las fallas en líneas aéreas de tensiones entre 115 y 765 kV fueron causadas por sobretensiones

asociadas a las DEA, lo que trae como consecuencia importantes pérdidas económicas.

En Venezuela se ha realizado poca investigación referente a los parámetros de las descargas eléctricas. Comúnmente se están utilizando parámetros ya establecidos por otros países, lo cual trae como consecuencia la falta de exactitud para determinar el comportamiento de las descargas. Por ello es importante realizar investigaciones referentes a este tema ya que permitirá una mejor predicción del comportamiento de las descargas.

La falta de información sobre los riesgos por descargas eléctricas atmosféricas, la ausencia de información confiable sobre las pérdidas de vidas y los heridos, así como, los daños a equipamientos y cuantificación de las pérdidas en las empresas por falta de suministro eléctrico es otro problema que se deberá abordar por las instituciones competentes en el tema.

En resumen las pérdidas por rayos se pueden agrupar en los siguientes bloques:

- Pérdidas humanas y de animales, además de las pérdidas sociales asociadas a la falta de energía eléctrica por causa de fallas por rayos (educación, deporte, actividades culturales).
- Energía dejada de servir y costos incrementales de los mantenimientos, disminución de la vida útil de los equipos de líneas y subestaciones (para la empresa de servicio eléctrica)-
- Pérdidas en el sector de telecomunicaciones (antenas, equipos electrónicos y otros).
- Pérdidas en el sector productivo (paradas de plantas, reinicio de operaciones, elementos de fabricación semiprocesados y otros)
- Pérdidas en el área de hidrocarburos.

Como podemos observar, todas ellas están vinculadas a la eficiencia energética. En esta investigación abordaremos las pérdidas energéticas viendo a la empresa CORPOELEC, como una empresa de servicios, con pérdidas asociadas a las fallas de las líneas de transmisión de 230 hasta 765 kV. La situación actual del SEN, que no tiene holgura operativa y donde una falla asociada a las DEA provoca que la energía que se está transmitiendo no se pueda evacuar. Todo esto lleva a CORPOELEC a tener pérdidas económicas asociadas a los costos de operación sin suministro de energía que no puede ser facturada.

1.4. Objetivo General.

Especificar los parámetros del rayo que inciden en el diseño de una línea aérea de transmisión de energía eléctrica, para la reducir su índice de falla y las pérdidas energéticas en Venezuela.

1.4.1. Objetivos Específicos.

- Recopilar material bibliográfico sobre los parámetros de las Descargas Eléctricas Atmosféricas, equipos de medición y su variación espacial y temporal.
- Caracterizar la climatología de las Descargas Eléctricas Atmosféricas en Venezuela.
- Evaluar la distribución espacial y temporal de los parámetros de la Descargas Eléctricas Atmosféricas en Venezuela.
- Evaluar el desempeño de las Líneas de Transmisión ante las Descargas Eléctricas Atmosféricas.

- Estimar las pérdidas energéticas de la empresa CORPOELEC debidas a las fallas por DEA en las líneas aéreas de transmisión.
- Evaluar el impacto de la Densidad de Descargas a Tierra en el índice de falla estimado de líneas transmisión.
- Especificar los parámetros de las Descargas Eléctricas Atmosféricas para el diseño de la protección de Líneas de Transmisión contra este fenómeno atmosférico.

1.5. Alcance de la investigación.

Más de quince parámetros medibles han sido establecidos por diversos investigadores que han estudiado la física del Rayo. La escala de órdenes de magnitud espacial va desde los fenómenos atómicos hasta la nube de tormenta. Temporalmente los órdenes de magnitud van desde los microsegundos hasta la duración total de una tormenta. Esta investigación estará limitada a la disponibilidad y confiabilidad de los datos suministrados por el SDDEA, considerando sólo los años de medición que luego de una evaluación exhaustiva se seleccionen.

Adicionalmente se realizarán modelaciones de líneas que posean la totalidad de los datos de diseño y sus índices de falla reales para permitirnos validar la hipótesis planteada. A pesar de las limitaciones los resultados a obtener en el desarrollo de la investigación podrán ser aplicados a situaciones similares en las que se quiera determinar el diseño óptimo de una línea aérea de transmisión.

1.6. Diseño metodológico de la investigación.

Los métodos que se aplican para realizar la investigación se iniciará con un análisis teórico crítico de la literatura internacional y conceptualizaciones generales sobre el tema, considerando que basados en los objetivos planteados, el estudio se ajustará al diseño de investigación y no al experimental, por lo que solo se prestara atención los fenómenos tal y como se dan en el contexto natural para después analizarlos, es decir, no se construye ninguna situación, solo se limitará a descubrir las ya existentes.

A su vez se tomarán en cuenta las técnicas de análisis, síntesis, observación e interpretación en las experiencias obtenidas en el programa informático Flash que permite comparar los índices de falla de las líneas aéreas de transmisión estimados en el diseño con los índices de fallas reales,

CAPÍTULO 2. ASPECTOS GENERALES.

El rayo es un fenómeno meteorológico que genera asombro, temor e interés científico, se podría decir que todas las culturas de la tierra a través de los tiempos lo han admirado, temido, interpretado y estudiado [13]. La mitología Pemón (indígenas del sur-este del Estado Bolívar) lo menciona como una energía cósmica que baja del cielo y queda plasmada en forma de cristales de cuarzo, esos cristales se encuentran en las entrañas de la Sabana y en lo alto de los Tepuyes:

“son producto de la fuerza del rayo materializada en la naturaleza, una manifestación física de la energía del universo”. Ver Figura 1. [14]

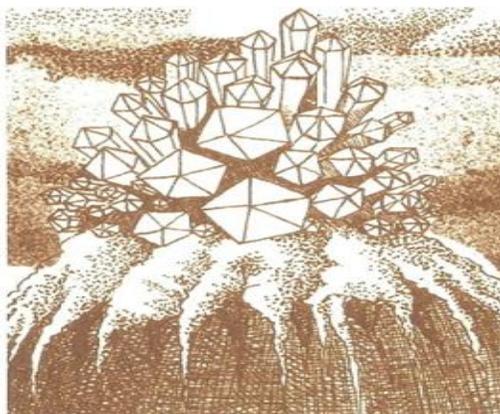


Figura 1. La Fuerza del Relámpago de KaiKutsé.

Fuente: [14]

Se tienen cerca de 15 parámetros del rayo propuestos por geofísicos, meteorólogos e ingenieros entre otros, estas áreas del conocimiento buscan dar explicación a este fenómeno ya que es responsable de miles de víctimas al año alrededor del mundo y millones de dólares en pérdidas, debido a fallas en los equipos y sistemas eléctricos, electrónicos, de comunicaciones entre otros. [15]

En la primera parte de este capítulo se hace una revisión bibliográfica sobre los parámetros del rayo en el marco de una visión espacial y temporal, cabe resaltar que en la literatura mundial los estudios sobre el rayo se soportan principalmente por investigaciones realizadas en zonas templadas.

En la segunda parte de este capítulo se trata de la estimación del índice de falla por rayos de las líneas de transmisión, el método electrogeométrico utilizado para la estimación y se presenta el programa FLASH, el cual calcula los índices de fallas de líneas aéreas por descargas retroactivas y por fallas de apantallamiento

2.1. El rayo.

Una descarga eléctrica atmosférica (DEA) o rayo (flash) comúnmente está compuesta de descargas eléctricas individuales (strokes). Las DEA son producidas por un tipo particular de nube, conocida como nube de tormenta o Cumulus – Nimbus (Cumulus: apilados, Nimbus: lluvia). Sin embargo, se conoce que otros tipos de nubes en condiciones especiales, pueden también originar este fenómeno. La nube se forma siempre vertical debido al movimiento de las masas de aire ascendentes y tiene una forma geométrica particular parecida a un yunque, puede llegar a alcanzar alturas, en cuanto a su parte superior, de hasta 20 km y en su parte más baja, hasta 3 km. [13]

La velocidad de propagación de DEA es aproximadamente 10% de la velocidad de la luz y la intensidad de corriente que puede alcanzar valores de hasta 160 kA. Mientras la descarga principal requiere de un tiempo aproximado de 20 μ s para llegar a tierra, la descarga de retorno acusa un tiempo promedio de 100 μ s. [13]

Las DEA pueden clasificarse en: a) descarga de corriente positiva ascendente (Positive Upward Flash), b) descarga de corriente positiva descendente (Positive Downward Flash), c) descarga de corriente negativa ascendente (Negative Upward Flash) y d) descarga de corriente negativa descendente (Negative Downward Flash). De todas estas descargas, la descarga de corriente negativa descendente es de gran importancia para el diseño de la protección en las líneas de energía eléctrica, ya que entre el 85 % y el 90 % de las descargas son de este tipo. [13], [15]

2.2. Parámetros del rayo para aplicaciones en ingeniería.

En los estudios internacionales de los parámetros del rayo se han determinado variaciones de órdenes de magnitud espaciales que van desde los fenómenos atómicos que inician la electrificación de la nube de tormenta en una magnitud de 10^{-13} km, hasta el movimiento del aire de la nube de tormenta, que completa el proceso de carga, en una escala de centenas de kilómetros. Temporalmente los órdenes de magnitud van desde los 10^{-6} s que duran los pasos del líder escalonado, hasta la duración total de una tormenta en una escala de horas. [13]

Los parámetros del rayo con aplicaciones en ingeniería se dividen en tres grupos:

- Parámetros de incidencia:
 - Densidad de Descargas a Tierra (DDT)
 - Nivel ceraúnico.
 - Polaridad del rayo.
 - Multiplicidad del rayo.
 - Duración de la descarga eléctrica atmosférica.

- Intervalo entre descargas eléctricas individuales.
- Amplitud de la corriente de la descarga de retorno (ACR).
- Forma de impulso de la corriente del rayo.

El desarrollo histórico de las mediciones y estimaciones de los parámetros del rayo, permitió “caracterizar” las regiones de forma global y regional, con comparaciones cuantitativas de ocurrencia de días tormentosos, es decir zonas de mayor actividad eléctrica atmosférica. Sin embargo cuando se procedió a “clasificar” las diferentes regiones del planeta, de acuerdo con los parámetros del rayo medidos para aplicaciones en ingeniería solo se tuvieron disponibles mediciones realizadas en zonas templadas y se generalizaron para el planeta.

Con mediciones realizadas en zonas templadas se construyeron curvas de distribución de probabilidad para la Amplitud de la Corriente de Retorno (ACR) y son ampliamente recomendadas en normas internacionales y literatura especializada, las mismas son usadas en el diseño de la protección contra rayos, diseño de aislamiento de máquinas eléctricas, diseño de apantallamiento de líneas de transmisión, así como protección de equipos eléctricos y electrónicos. El caso del parámetro de Densidad de Descargas a Tierra (DDT) es similar, se recomiendan ecuaciones para relacionar la DDT y el nivel cerámico, que difieren de una literatura a otra, dependiendo del país donde se realizan las mediciones.

De estos parámetros solo se estudiará en este capítulo la Densidad de Descargas a Tierra (DDT) y la amplitud de la Corriente de la descarga de retorno del rayo (ACR, I_o o I_{abs}). Donde DDT e I_{abs} deben tener el 50% de probabilidad de ocurrencia o menos para el diseño de la protección contra rayos de líneas de transmisión y estructuras fijas. [15], [16]

2.2.1. Densidad de Descargas a Tierra.

La DDT está definida como el número de DEA que impactan en la tierra por kilómetro cuadrado en un período de un año ($D/ \text{km}^2\text{-año}$). Este parámetro ha sido calculado usualmente por dos métodos los cuales se mencionan a continuación:

- Mediciones directas con equipos contadores de rayos o localizadores por observación por satélite.
- Mediante ecuaciones empíricas que relacionan la DDT con el nivel ceráunico.

Las mediciones directas se iniciaron con la propuesta de Pierce en 1956 de un contador de descargas, el cual fue modificado 10 años más tarde por Golde. El contador fue transistorizado por Prentice y Mackerras en 1969 y finalmente se adoptaron dos modelos como estándar a escala mundial por el Consejo Internacional de Grandes Sistemas Eléctricos (CIGRE, siglas en francés) en 1972, el 500 Hz de antena vertical y el 10 kHz. [13]

Sin embargo, en los últimos 20 años, se han incorporado sofisticados equipos de medición, que registran la cantidad de rayos a tierra (tanto de forma terrestre como a partir de satélites). Dicha información es registrada en mapas de isodensidad. En las Figuras 2 y 3 se pueden ver dos tipos de mapas: Mapas de DDT (Figuras 2) y Mapas de Número de DEA mensual (Figura 3). [17]

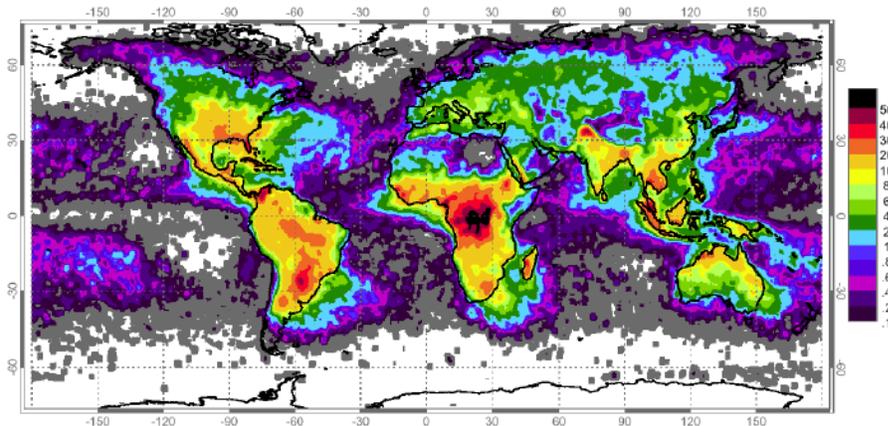


Figura 2. Mapa Mundial de DDT (D/km^2 -año) 1999. Proyecto TRMM de la NASA
Fuente: [13]

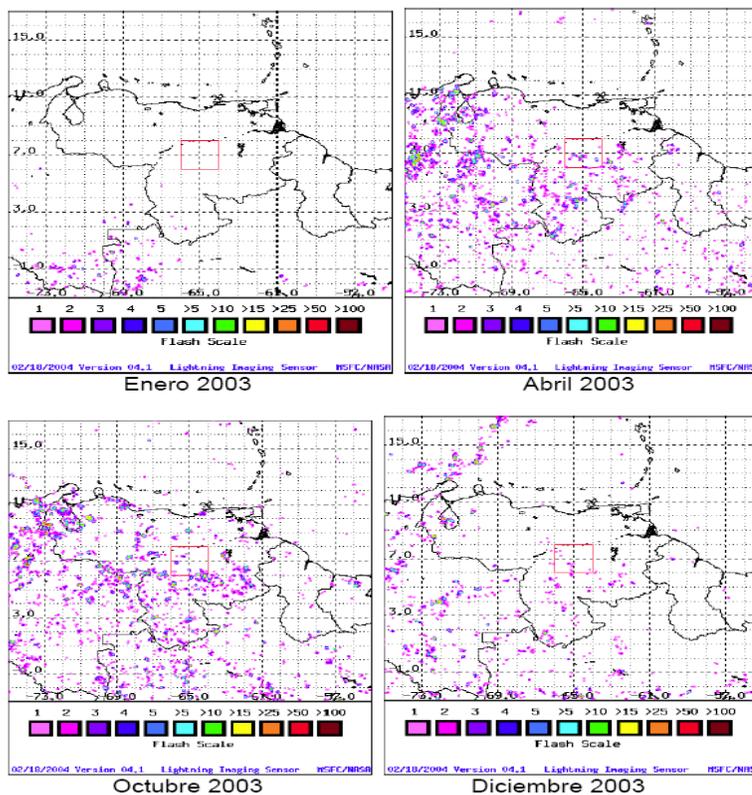


Figura 3. Actividad mensual de rayos (nube-nube y nube-tierra) en Venezuela durante el 2003. Registrado por el Proyecto TRMM de la NASA.
Fuente [17]

2.2.2. Amplitud de la corriente de la descarga de retorno.

Es un parámetro importante para el diseño y protección de sistemas eléctricos y electrónicos, debido que al impactar una DEA sobre las líneas de energía eléctrica, se producen altas corrientes con tasa de crecimiento del orden de microsegundos, presentando corrientes picos entre 2 y 200 kA, aunque sólo un 20 % aproximadamente de los rayos exceden los 40 kA. Su comportamiento es totalmente aleatorio y por lo tanto su caracterización debe realizarse desde el punto de vista probabilístico.

La distribución estadística de la corriente de retorno de las DEA debe conocerse para cada región donde queremos realizar una estimación del número de rayos a los que está expuesta una línea aérea de transmisión o distribución de energía eléctrica, dato imprescindible para determinar los índices de falla por DEA. El CIGRÉ propone la ecuación (1) como una aproximación para el cálculo de la probabilidad acumulada $f_1(I)$ para la primera descarga "1". [18]

$$f_1(I) = \left(\frac{1}{\sqrt{(2\pi)\sigma_{\ln}(I)}} \right) e^{-\frac{(\ln I / \bar{I})^2}{2\sigma_{\ln}^2}} \quad (1)$$

$I < 20 \text{ kA}$	$\bar{I} = 61.1 \text{ kA}$	$\sigma_{\ln} = 1.33$
$I > 20 \text{ kA}$	$\bar{I} = 33.3 \text{ kA}$	$\sigma_{\ln} = 0.605$

Integrando la ecuación (1) se obtiene la probabilidad acumulada de que la corriente de la primera descarga I_f exceda un valor dado I y esto también se puede expresar en forma aproximada por la ecuación (2):

$$P(I_f > I) = \frac{1}{1 + \left[\frac{I}{\bar{I}_{first}} \right]^{2.6}} \quad (2)$$

Donde:

$2 \text{ kA} < I < 200 \text{ kA}$ y $\bar{I}_{first} = I_{50\%} = 31 \text{ kA}$, fuera de estos límites, se debe proceder a integrar la ecuación (1).

2.2.3. Variación espacial y temporal del rayo.

La hipótesis de la variación espacial y temporal del rayo se fundamenta en los principios sobre el circuito eléctrico global, y los efectos de las tres Zonas de Convergencia Intertropical (ZCIT) del planeta: Suramérica tropical, centro de África y el sureste de Asia y Australia. Aunque desde 1920 la ZCIT fue identificada como de alta actividad eléctrica atmosférica, la mayoría de la información disponible sobre las DEA proviene de zonas templadas. [13]

Las investigaciones realizadas en la ZCIT han permitido plantear la hipótesis siguiente: “las magnitudes de los parámetros de las descargas eléctricas atmosféricas utilizados en aplicaciones en ingeniería varían espacial y temporalmente” [13]. La validación de la misma llevó a proponer en el comité de normalización de la IEC TC81 la diferenciación de las ecuaciones para el cálculo de la densidad de descargas a tierra que se deben usar en zonas templadas y las que se deben usar en zonas tropicales, lo cual fue incluido en la norma IEC 62305-2 en el 2006. [16], [13]

La perspectiva temporal se refiere a la variación de los parámetros del rayo que tiene lugar cuando se realizan estudios en diferentes escalas de tiempo:

horaria, mensual, anual y multianual, como podemos observar en la Figura 3 donde se muestran mapas de número de DEA para diferentes meses de un mismo año. La perspectiva espacial se refiere a que los parámetros del rayo varían global, regional y localmente.

2.3. Estimación de las pérdidas por rayos.

Las consecuencias de generalizar los valores de los parámetros del rayo con proyecciones basadas en estudios en zonas templadas trae como resultado diseños y construcción de equipos y sistemas no apropiados al entorno, ni compatibles electromagnéticamente con las condiciones locales generadas por la actividad de rayos. Se define como zona de compatibilidad electromagnética a aquellas dentro de las cuales se ubican equipos o sistemas diseñados para las mismas condiciones electromagnéticas.

Los rayos pueden causar perturbaciones electromagnéticas que se manifiestan en la degradación de la operación, el mal funcionamiento o la falla de un equipo eléctrico o electrónico, así mismo son la causa más significativa de las perturbaciones en los sistemas de transmisión y distribución de energía eléctrica en el mundo. Por ejemplo en Estados Unidos los rayos representan el 57% de las causas de fallas en las líneas de transmisión, valores similares tienen países como Dinamarca, Japón y Colombia. Las interrupciones del servicio eléctrico debidas al impacto de los rayos en las líneas de transmisión trae como consecuencia problemas de confiabilidad y calidad de energía con pérdidas de energía dejada de servir, para la empresa eléctrica y para los usuarios costos elevados asociados a quema de equipos, problemas de productividad en las empresas y otros. [13], [15]

Más importante aún es que en las regiones tropicales no se tienen datos estadísticos sobre el daño causado por los rayos, bien sea de pérdidas de vidas humanas que de bienes semovientes, costos en equipos eléctricos y electrónicos domiciliarios, comerciales e industriales dañados, solo eventuales noticias en los medios de comunicación. Se estima que en las zonas tropicales y subtropicales el número total anual de muertos por rayos es alrededor de 24000 y los heridos cerca de 240000. [16]

2.4. Métodos usados para la detección y localización de las Descargas Eléctricas Atmosféricas.

Las descargas atmosféricas por ir acompañadas de una corriente de gran magnitud, la corriente de retorno, crean un campo electromagnético, cuya frecuencia se encuentra en la gama de las ondas largas, el cual es aprovechado para detectar la perturbación producida por el rayo y obtener algunos parámetros del mismo.

Existen varios métodos o sistemas desarrollados a lo largo de los años para la detección de descargas atmosféricas. Estos además de detectar el evento como tal, registra información sobre la hora exacta de ocurrencia de la descarga, el valor pico de la corriente de retorno, el número de descargas sucesivas o multiplicidad y la polaridad de la descarga.

Existen básicamente dos tecnologías o métodos utilizados en la detección indirecta y localización de rayos: la tecnología de Direction Finding (DF) o Dirección Magnética y el método del Time of Arrival (TOA) o Tiempo de Arribo. [15]

2.4.1. Método de Buscadores Magnéticos de Dirección.

El sistema está constituido por dos partes: el sensor o antena receptora (Direction Finder) y el sistema de posición. El sistema básicamente consiste de sensores que miden el azimut entre ellos mismos y el punto de impacto de la descarga. Los sensores poseen dos antenas magnéticas ortogonales de lazo cerrado que miden las componentes norte-sur y este-oeste del campo magnético producido por las descargas nube-tierra, una antena de placas paralelas para medir el campo eléctrico y un microprocesador. El ancho de banda del sistema de sensores está entre 1 - 400 kHz, lo que permite registrar con gran precisión la forma de onda de los campos electromagnéticos.

La antena de campo eléctrico es utilizada para determinar la polaridad de la carga transportada por el rayo y eliminar la ambigüedad de 180 grados en la medición del azimut, como se muestra en la Figura 4, donde una descarga positiva en el punto A y una descarga en el punto B no pueden ser el “mismo” punto en cuanto al campo magnético respecto al sitio de las antenas.

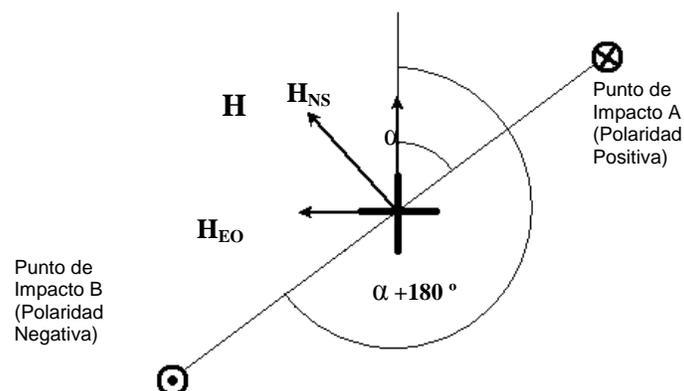


Figura 4. Determinación del ángulo (azimut) al punto de impacto de la DEA

Fuente: [13].

Es importante destacar que todos los sensores poseen un criterio de discriminación de la onda que solo permite se registren descargas del tipo nube-tierra. Para que una señal sea aceptada debe exceder un umbral de disparo y luego de ser así es analizada respecto a la forma de onda.

Para estimar la ubicación del punto de impacto de la descarga, el analizador de posición compara los datos de diferentes sensores en una ventana de tiempo de 20 ms y determina si una descarga fue detectada por dos o más sensores, y de ser así se ubica el punto de impacto por triangulación. Para cada rayo el sistema registra el tiempo, la latitud y longitud del punto de impacto, la amplitud y polaridad de la corriente de retorno y la multiplicidad. [13], [15]

2.4.2. Método del Tiempo de Arribo.

El método de localización TOA está basado en las mediciones de los tiempos de llegada de la señal de las ondas electromagnéticas generadas por las corrientes de retorno de los rayos. En este sistema es necesario disponer de al menos tres sensores sincronizados dentro de una fracción de un microsegundo que midan la diferencia en el tiempo de arribo de la señal de la onda. Debido a que las señales de radio se propagan casi a la velocidad de la luz, una diferencia constante en el tiempo de arribo en dos estaciones define una hipérbola y múltiples estaciones proveen varias hipérbolas cuyas intersecciones definen la localización de la fuente como se muestra en la Figura 5.

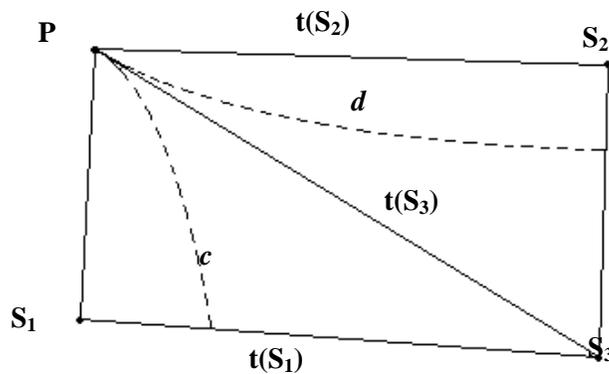


Figura 5. Método TOA utilizando tres sensores

Fuente: [13]

Una hipérbola es definida como una curva tal que, para cualquier punto en la curva la diferencia en las distancias entre ese punto y dos focos fijos es constante. Esta constante es la diferencia de los tiempos de arribo multiplicado por la velocidad estimada de las ondas electromagnéticas que se considera iguala a la velocidad de la luz.

Supóngase que en la Figura 5 se presenta una descarga eléctrica en el punto P, entonces la onda electromagnética debida a la corriente de retorno se propagará en todas las direcciones alcanzando los sensores S_1 , S_2 y S_3 en un tiempo $t(S_1)$, $t(S_2)$, $t(S_3)$ respectivamente. Debido a que el tiempo de inicio de la onda electromagnética es desconocido es imposible calcular los tiempos que tarda en llegar a cada uno de los sensores, sin embargo la diferencia entre los tiempos $t(S_1)-t(S_3)$ y $t(S_2)-t(S_3)$ puede ser calculada. Como se mencionó anteriormente todos los puntos que tienen una diferencia constante respecto a dos focos fijos forman una hipérbola; en el caso de $t(S_1)-t(S_3)$ se obtiene la hipérbola c , y en el caso de $t(S_2)-t(S_3)$ se obtiene la hipérbola d . El punto donde se interceptan las dos hipérbolas da el punto P. [13], [15]

2.5. Estimación del índice de falla por DEA de líneas de transmisión de energía eléctrica.

Básicamente las fallas de líneas aéreas de transmisión o distribución por DEA ocurren por impacto directo sobre la línea o por tensiones inducidas por un impacto cercano. Pero estas últimas ocurren solo a nivel de distribución, para tensiones nominales menores de 34,5 kV.

Las fallas asociadas a los impactos directos por DEA se clasifican en:

- Fallas por Descargas Retroactivas o por Flameo Inverso (Back Flashover – BFO): la DEA impacta sobre el cable de guarda de la línea, la sobretensión es drenada a tierra a través de la torre, se origina una sobretensión que supera el nivel de aislamiento de la línea y ocurre la descarga conductor de fase - torre.
- Fallas de Apantallamiento (Shielding Failure Flashover – SFFO): cuando la DEA impacta directamente sobre el conductor de fase energizado, en el punto de impacto se desarrollan altas tensiones que viajan en ambas direcciones con valores que generalmente superan el nivel de aislamiento de la línea y ocurre la descarga conductor de fase - torre

Para la estimación del índice de falla por DEA de una línea aérea durante el proceso de diseño se requiere informaciones provenientes de: a) los elementos que la constituyen, dimensiones, distancias, materiales, b) de las características de los suelos donde estará ubicada, así como de la orografía de la zona y c) de los parámetros del rayo de la zona de ubicación. Actualmente la complejidad de los cálculos para la estimación del índice de falla por DEA de las líneas aéreas requiere el apoyo de software especializados, pero los mismos se basan en el modelo electrogeométrico para determinar, con el valor de la I_{abs} (ACR), el radio

de atracción hacia la estructura y así evaluar la efectividad de la protección contra DEA de la línea aérea. [19]

Las empresas de transmisión de energía eléctrica establecen un índice de falla aceptable, por lo general entre una y tres salidas por cada 100 km-año. Esto les permite a las empresas asegurar la confiabilidad de la línea. En los casos, donde el índice de falla de una línea en operación supere los valores aceptables se debe proceder a revisar el diseño con los programas de simulación para determinar las zonas donde se deben implementar medidas para mejorar: a) el sistema de puesta a tierra, b) el número de cables de guarda y su ángulo de apantallamiento c) el uso de descargadores de líneas o la combinación de estas medidas. [16]

2.5.1. El Modelo Electrogeométrico

El objetivo de este modelo es determinar el punto de impacto de una descarga teniendo en cuenta su intensidad máxima de corriente y la localización del canal de esta descarga, que se supone tiene una trayectoria vertical [20]. Al acercarse una descarga a tierra hay un momento en que se supera la rigidez dieléctrica del aire y se produce el salto hacia el objeto más cercano, que puede ser un árbol, una línea o la misma tierra. La distancia de ruptura, o distancia a la que salta el arco, depende de la magnitud de la corriente de la descarga. Sin embargo, en general la distancia de ruptura de un conductor en la cima de una torre difiere de la distancia de ruptura a la tierra. Ver Figura 6.

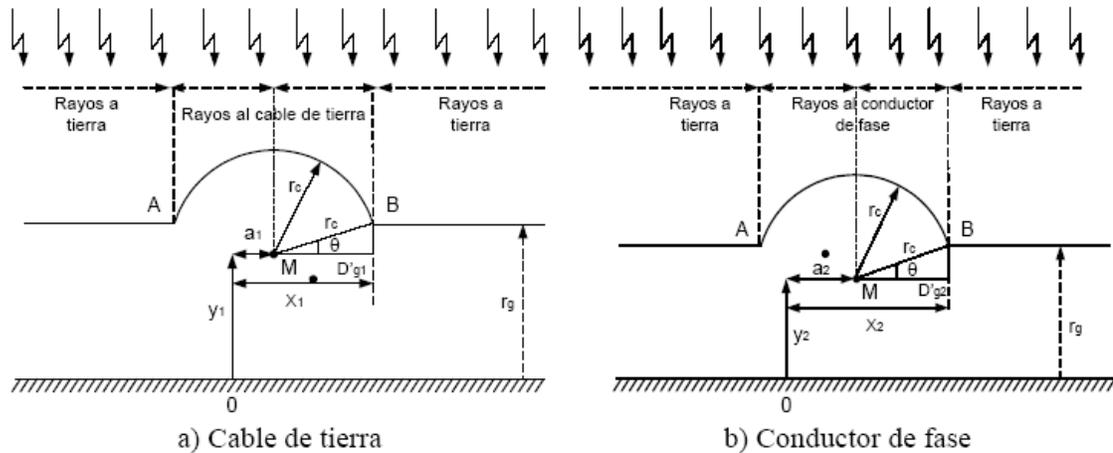


Figura 6. Modelo electrogeométrico para un cable de guarda y un conductor de fase.

Fuente: [21]

En la Figura 6 se identifican dos zonas (zona de impacto y zona de tierra); sin embargo cuando se tenga que considerar más de un conductor simultáneamente, se debe tener el cuidado de garantizar el solapamiento de las zonas de protección. En el caso mostrado en la Figura 7 para cada valor de corriente se presenta una zona desprotegida, que corresponde al arco AB o a la distancia horizontal Z_f , si la descarga escalonada impacta entre los puntos A y B terminará sobre el conductor de fase, dando lugar a una falla de apantallamiento; cualquier descarga escalonada que llegue a la derecha del punto B, terminará en la zona de tierra, y la descargas escalonadas que lleguen sobre el arco AO, será atraída por el hilo de guarda (zona protegida) y no se producirá una falla. [21], [22], [23]

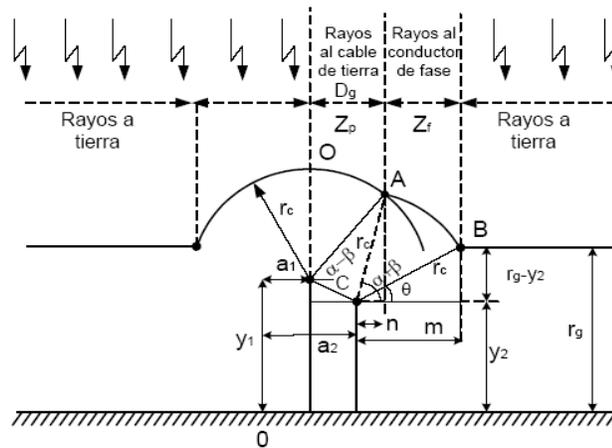


Figura 7. Modelo electrogeométrico con 1 conductor de fase y 1 cable de tierra.
Fuente [21]

2.5.2. Metodología de evaluación por impactos directos de rayo a una línea de transmisión de energía eléctrica.

La evaluación de los impactos directos de los rayos han sido ampliamente estudiados por investigadores de IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers) y el CIGRE (Conférence Internationale des Grands Réseaux Électriques a Haute Tension), los cuales han desarrollado métodos para predecir de forma determinística el desempeño de las líneas de transmisión, evaluando tanto las fallas por descargas retroactivas (BFO) como por apantallamiento (SFFO). A partir de estos métodos se elaboraron los programas digitales FLASH y DESCARGA, el primero por el "Working Group on Estimating the Lightning Performance of Transmission Lines" de la IEEE y el segundo por la Universidad Técnica de Lisboa. [16]

El programa FLASH ha sido validado por diversos grupos de investigación de CIGRE e IEEE y es ampliamente comercializado, por los excelentes resultados con base en la comparación entre el índice de falla real de líneas estudiadas y

el índice de falla calculado con el programa. Por todo lo anterior el programa FLASH es considerado una herramienta indispensable para predecir el desempeño de una línea de transmisión ante las DEA durante la etapa del diseño. [16], [24], [25]

El programa FLASH tiene las siguientes características:

- Calcula el número de DEA que impactan sobre la línea usando la ecuación obtenida por Erickson [13], considerando la altura del cable de guarda.
- Usa la forma de onda de la corriente de la DEA triangular, con tiempos $2/6 \mu\text{s}$.
- Usa el valor medio de la corriente de la DEA como 31 kA en la probabilidad de acumulada de exceder la magnitud de la corriente "I".
- Permite escoger entre cuatro tipos de torres y la impedancia de la misma se evalúa de acuerdo a la geometría de cada una.
- Corrige la impedancia característica del conductor considerando el efecto corona.
- Calcula el factor de acople entre el cable de guarda y todas las fases,.
- Considera constante la resistencia de puesta a tierra de la torre, aunque se pueden introducir hasta 50 valores diferentes, pero no toma en cuenta el efecto de la ionización del suelo.
- Calcula la tensión de flameo inverso de los aisladores implementando una curva de Tensión – Tiempo que depende de la longitud de la cadena de aisladores y la tensión de flameo la evalúa para los tiempos de frente y cola de la onda ($2/6 \mu\text{s}$).
- Calcula las corrientes críticas, la mínima que produce flameo y la mayor que puede impactar la fase más alta, usando el tiempo de cola de la onda $2/6 \mu\text{s}$ y la impedancia característica del conductor de fase.

- Evalúa la rata de flameo inverso o índice de falla por descargas retroactivas (BFOR) mediante la ecuación 3, con las corrientes críticas a partir de las tensiones de las cuales ocurre el flameo inverso y supone que la DEA impacta directamente sobre la torre de transmisión, considerando las reflexiones de torres adyacentes: [24]

$$BFOR = 0,6 * N_i * \sum_{i=1}^{mc} t_i * PI_c \quad (3)$$

Donde:

N_i : número de descargas sobre una línea de transmisión (D/100 km/año)

t_i : porcentaje de tiempo durante el cual predomina la fase i durante un ciclo completo, teniendo en cuenta que predomina aquella fase con la menor corriente crítica.

PI_c : probabilidad de superar el valor de la corriente crítica de acuerdo a la ecuación 2

- Evalúa la rata de falla del apantallamiento o índice de falla de apantallamiento (SFFOR), con la ecuación 4 por medio del Método Electrogeométrico evaluando el radio de atracción en función de la corriente esperada de la DEA, considerando el efecto de la atracción de la tierra y solo considera el apantallamiento para las fases más elevadas: [24]

$$SFFOR = \frac{GFD}{10} * X_s * (PI_{min} - PI_{max}) \quad (4)$$

Donde:

GFD : DDT (D/km²-año)

X_s : ancho desprotegido

PI_{min} : probabilidad de exceder el valor de I_{min}

PI_{max} : probabilidad de exceder el valor de I_{max}

El programa permite diseñar una nueva línea con un nivel de protección óptimo, al igual que se puede analizar el grado de protección en una línea existente, para así determinar la zona de la línea más vulnerable a las DEA y evaluar las

acciones de mejora pertinentes con el fin de aumentar la confiabilidad de la misma. La Figura 8 presenta la estructura del programa FLASH. [25]

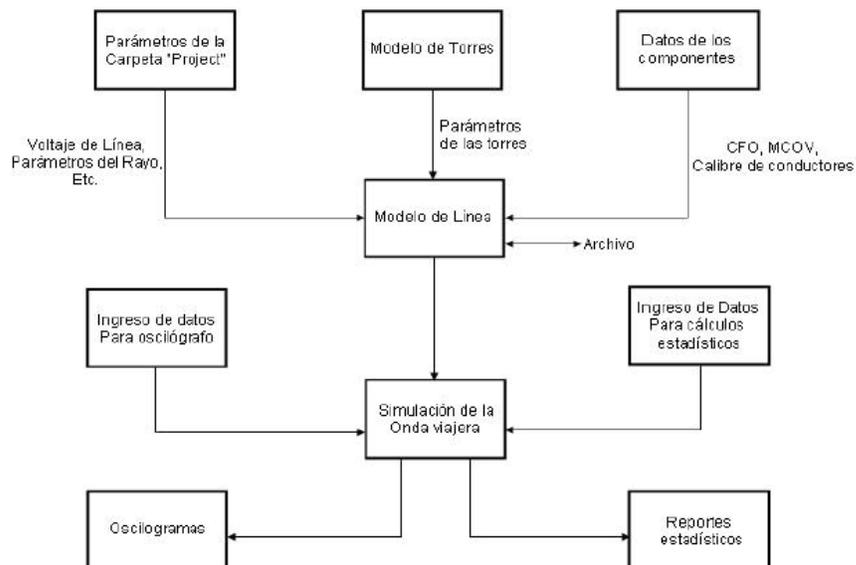


Figura 8. Estructura del Programa FLASH

Fuente: [25]

Conclusiones del Capítulo 2.

La presentación de la hipótesis de la variación espacial y temporal de las DEA, aceptada por la comunidad científica mundial, el conocimiento de principios usados por los sistemas de detección y localización de las DEA, así como los programas para estimar los índices de falla por DEA de líneas de transmisión, muestran que la disminución de las pérdidas energéticas en líneas de transmisión asociadas al fenómeno de las DEA se puede lograr con criterios técnicos.

CAPÍTULO 3. CARACTERIZACIÓN DE LAS DESCARGAS ELÉCTRICAS ATMOSFÉRICAS EN VENEZUELA Y SU RELACIÓN CON LAS FALLAS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL.

En el presente capítulo se caracterizan los parámetros de las DEA en Venezuela, desde un punto de vista espacial y temporal. Así mismo, se caracterizan la infraestructura del proceso de transmisión del SEN, su estado actual de operación y se calculan los índices de fallas totales y por impacto de las DEA.

3.1. Climatología de las descargas eléctricas atmosféricas en Venezuela.

La caracterización de la climatológica de las DEA en Venezuela es posible gracias a los datos históricos del Sistema de Detección de las Descargas Eléctricas Atmosféricas (SDDEA) de CORPOELEC y esta parte de la investigación se soporta en las mediciones de los años 2000-2002, por ser la única publicación oficial que se tiene de la climatología de las DEA [26]. Las variables estudiadas son la Densidad de las Descargas Eléctricas Atmosféricas (nube-tierra) y la intensidad de corriente pico de las DEA o ACR (ambas polaridades).

El territorio venezolano se ubica en la zona tropical, entre los 0 y los 12 grados de latitud norte, con una incidencia casi perpendicular de los rayos solares en el

territorio durante todo el año y en esta zona convergen los vientos Alisios del noreste y el sur este de los hemisferios norte y sur respectivamente. Esta convergencia de vientos húmedos y fuerte calentamiento por efecto de los rayos solares crean las condiciones fundamentales para la convección y en consecuencia al desarrollo de nubes de tormenta. [27]

3.1.1. EL Sistema de Detección de las Descargas Eléctricas Atmosféricas (SDDEA) de CORPOELEC.

El SDDEA está conformado por una red de 12 sensores; es del tipo IMPACTES, combinación de las tecnologías DF y TOA descritas en el Capítulo 2, que detectan actividad eléctrica del tipo nube – tierra. Cada sensor está constituido por tres antenas que detectan perturbaciones en el campo electromagnético de la superficie de la tierra, toda vez que cae un rayo. La red tiene una configuración que permite hacer detecciones con una eficiencia máxima del 90%. En el Anexo 1, se muestra la ubicación geográfica de los sensores.

Otro componente del sistema es el centro de control, donde toda la información generada por los sensores es concentrada y analizada por un procesador central. Para hacer una detección efectiva el procesador utiliza las técnicas de tiempo de arribo y localizador de dirección magnética, a partir de las cuales se genera la base de datos que es usada por los Software FALLS (Fault Analysis & Lightning Location System) y LTS (Lightning Tracking System). En el Anexo 2 se muestra la configuración del SDDEA y la localización de una DEA por los sensores. [27], [28]

La información utilizada para el desarrollo de este trabajo proviene de la base de datos de toda la actividad eléctrica detectada por el SDDEA en el territorio nacional, durante el período 2000 – 2002. Esta base de datos está constituida

por las coordenadas geográficas, la intensidad y la polaridad de un total de 7505983 descargas eléctricas a tierra. De este total, 5687129 descargas a tierra son de polaridad negativa y 1818854, el 24 %, son de polaridad positiva. En el Anexo 3 se muestra la salida de la base de datos del SDDEA.

3.1.2. Metodología empleada para la caracterización climatológica de las Descargas Eléctricas Atmosféricas en Venezuela.

Para la realización de mapas y gráficos se divide al territorio nacional en cuadrículas de $1^\circ \times 1^\circ$ de área (aproximadamente 111 km por 1°), como se observa en la Figura 9. De esta manera se hacen estimaciones de valores medios para diferentes períodos de tiempo y estimaciones de las variaciones en la intensidad de la actividad eléctrica en 24 horas, por cada cuadrícula.

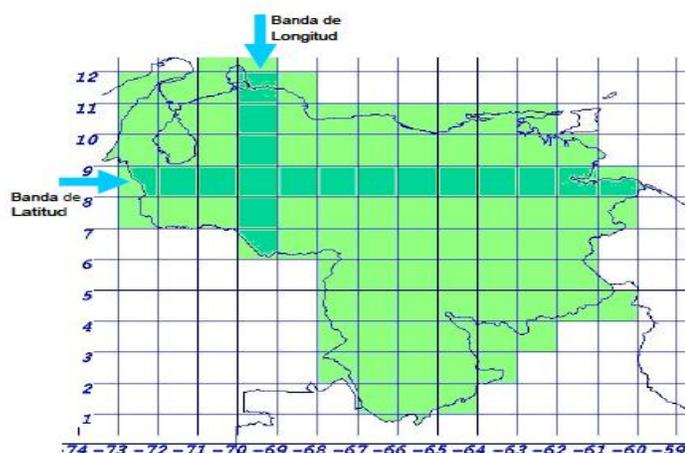


Figura 9. División de Venezuela en bandas de 1° latitud por 1° de longitud.

Fuente: [26]

Los resultados obtenidos en cada cuadrícula, son utilizados en la elaboración de mapas de DDT y de ACR para cada polaridad. Otro tipo de tratamiento que se le ha dado a la data de las DEA permite observar las variaciones en función de la latitud y la longitud. Es importante indicar que la hora utilizada en los

gráficos está referida al Tiempo del Meridiano de Greenwich o GMT por sus siglas en inglés; siendo la Hora Legal de Venezuela (HLV) igual a la GMT menos 4:30 horas. [26]

3.1.3. Comportamiento temporal de las DEA en Venezuela.

Análisis preliminares de los datos indican que aproximadamente el 50 % de las DEA que han caído en el país durante el período de estudio, ocurrieron los meses julio, agosto y septiembre. La actividad eléctrica posee una distribución bimodal durante el ciclo anual, presentando un máximo en septiembre, con una media mensual de 571143 DEA y otro de menor magnitud en mayo, con un promedio mensual estimado de 247917 DEA, en la Figura 10 se puede observar la distribución de las DEA por mes. [26], [29]

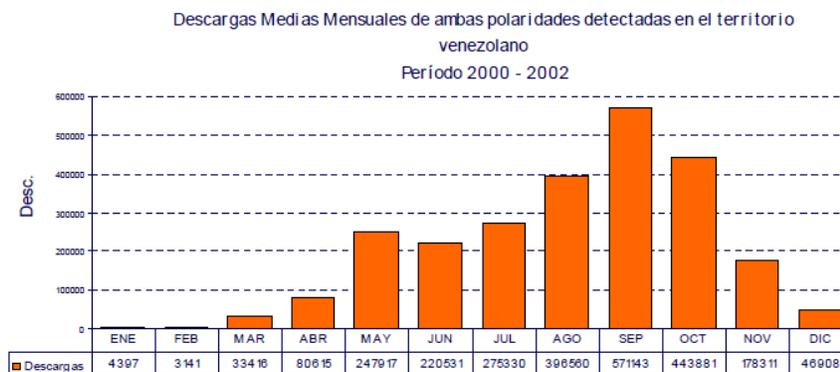


Figura 10. Gráfico de número de DEA por mes en Venezuela.

Fuente: [26]

Como explica en el Capítulo 2, la actividad eléctrica está estrechamente relacionada con el desarrollo de nubes de tormenta, las cuales presentan un ciclo o marcha diurna. En el caso de las descargas eléctricas se ha observado que entre las 0:00 y las 08:00 horas, la densidad de descargas a tierra

permanece con valores aproximadamente constantes que oscilan alrededor de 0,125 D/km²-año. A partir de las 09:00 hasta las 14:00 horas se aprecia un franco descenso, alcanzando el valor mínimo de 0,002 D/km²-año a las 14:00 horas, a partir de la cual se aprecia un incremento de la densidad de descargas a tierra, llegando a valores cercanos a 0,234 D/km²-año entre las 20:00 y las 21:00 horas. Ver Figura 11.

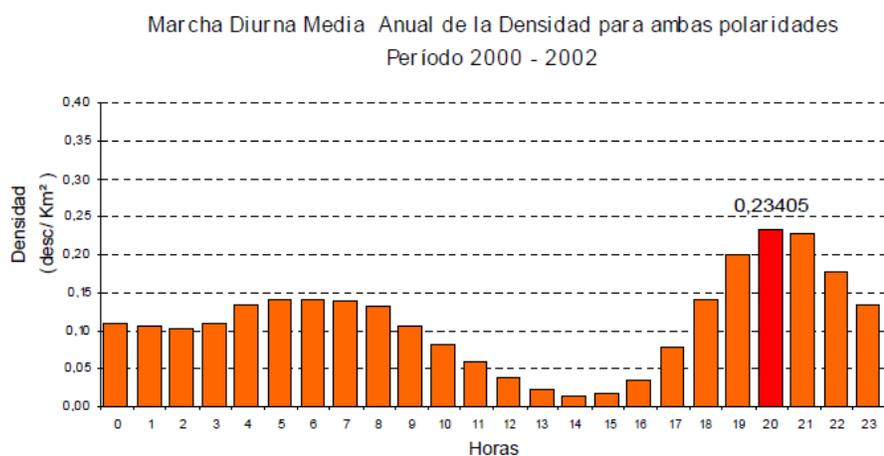


Figura 11. Gráfico de distribución horaria de la DDT en Venezuela.

Fuente: [26]

3.1.4. Mapas Densidad de Descargas a Tierra y de Amplitud de Corriente de Retorno.

A continuación se presentan los resultados más relevantes, para el período de estudio, de la distribución en el territorio nacional de la DDT y la ACR, a través de mapas de DDT y mapas de ACR.

- **Mapas de Densidad de Descargas a Tierra:**

Como primer elemento a destacar se tiene que la actividad eléctrica no presenta una distribución homogénea sobre el territorio nacional, como se

observa en la Figura 12. Es decir que existen zonas con mayor o menor densidad de descargas a tierra. Al observar el mapa de densidad media anual se aprecia que en la región zuliana y parte del estado Falcón se encuentra la zona con mayor actividad, con valores que superan las 20 D/km²-año. Otro sector que merece ser mencionado se ubica en la porción Sur-Oriental del estado Apure, que presenta densidades entre 4 y 10 D/km²-año. Los estados andinos, la Cordillera de la Costa, el Sur y el Oriente del país son las zonas con las menores densidades, con valores que no exceden las 2 D/km²-año. [26], [28]

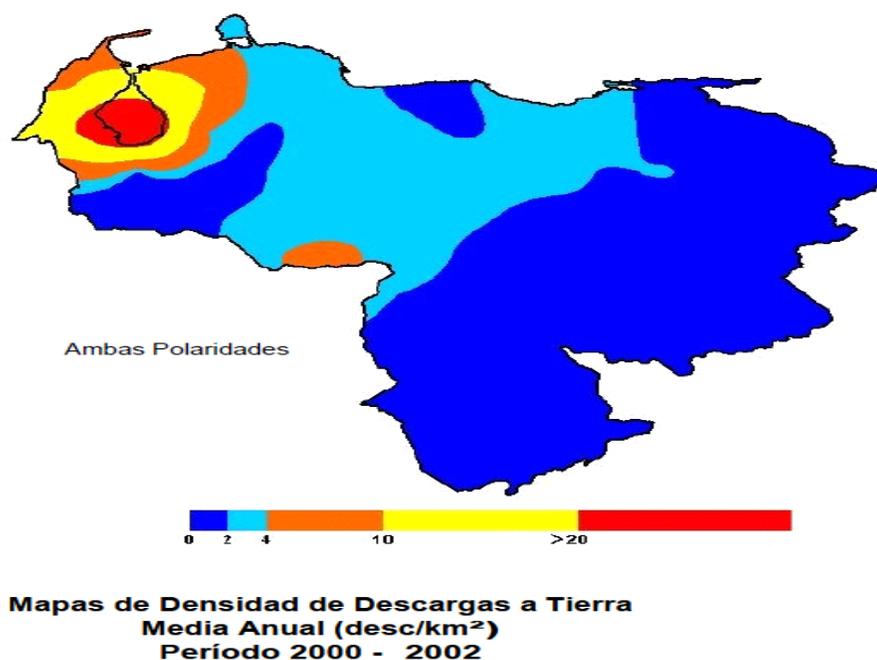


Figura 12. Mapa de Densidad de Descargas a Tierra en Venezuela.
Fuente: [26]

- **Mapas de Amplitud de Corriente de Retorno.**

En los mapas de intensidad o amplitud media anual se aprecia que los valores de intensidad tienden a incrementarse desde el occidente hacia el oriente, ver Figura 13. Los valores mínimos observados se localizan en la región zuliana, con valores entre -22,5 y -20 kA en el mapa de polaridad negativa y los máximos hacia el sur de los estados Amazonas y Bolívar con valores que exceden los -60 kA y -50 kA respectivamente. Estudios adicionales muestran que la media mensual no evidencia algún comportamiento que sugiera cambios estacionales. [26]

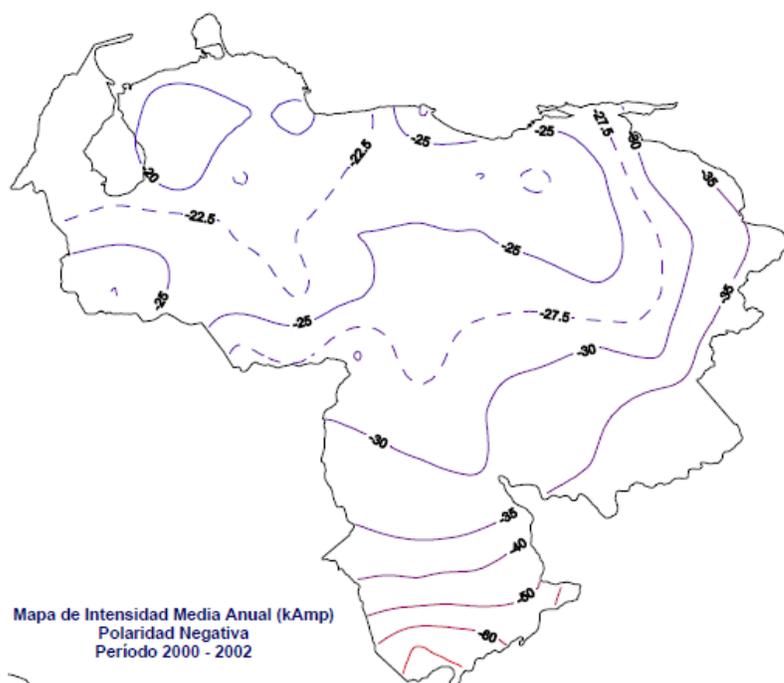


Figura 13. Mapa de Intensidad media anual de corriente (-) en Venezuela.

Fuente: [26]

3.1.5. Variación por bandas de latitud y bandas de longitud de las DEA en Venezuela.

En estos gráficos se pretende mostrar con más detalle las variaciones en las densidades de descargas a tierra y de la intensidad de corriente, asociadas a los cambios latitudinales y longitudinales, para polaridad positiva y negativa de la intensidad de corriente. [26]

Al observar en la Figura 14 el gráfico de DDT media anual notamos que aumenta a medida que se incrementa la latitud, desde un valor de 0,01 D/km²-año en latitudes inferiores a los 2 grados hasta el valor máximo de 0,553 D/km²-año entre los 9 y los 10 grados. Otros estudios muestran que el comportamiento es similar en los gráficos para polaridades negativa y positiva separadamente. [26]

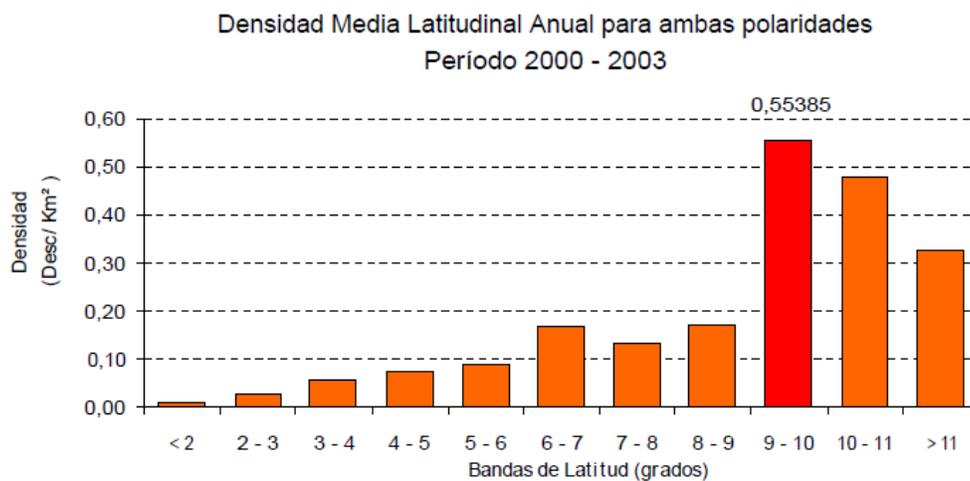


Figura 14. Comportamiento por banda de latitud de la DDT anual en Venezuela.
Fuente: [26]

En la Figura 15 se muestran que la DDT es mayor en las bandas de longitud menores, es decir, es mayor en la porción oeste del país, donde se alcanzan

valores medios anuales de 1,2 D/Km²-año en la banda de longitud comprendida entre los -71 y -72 grados, mientras que las densidades medias anuales en la banda de longitud menores a los -61 grados está en el orden de los 0,02 D/km²-año.

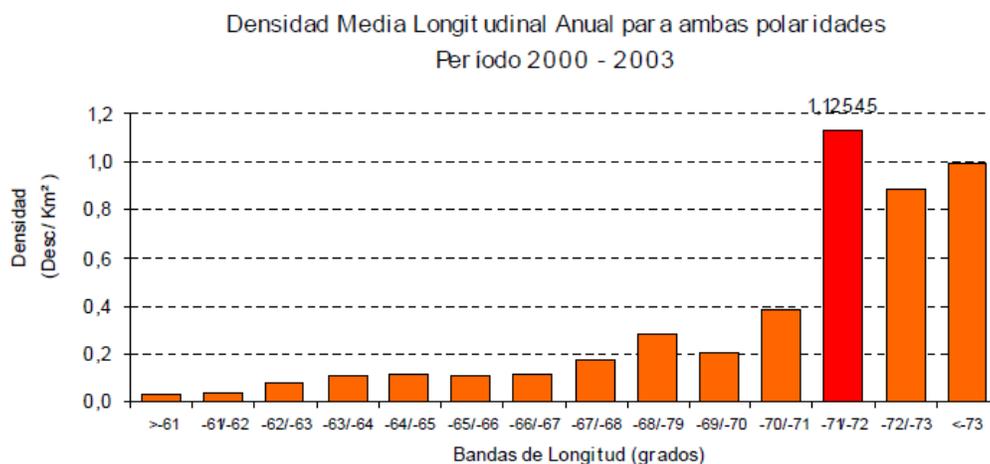


Figura 15. Comportamiento por banda de longitud de la DDT anual en Venezuela.

Fuente: [26]

3.1.6. Análisis Estadístico de los datos del SDDEA.

Se han realizado estudios estadísticos adicionales con los datos adquiridos por el SDDEA en los años 2001-2002, ya no con la división espacial de cuadrículas 1° x 1° de área, sino con la totalidad de los datos. A continuación se presenta la Tabla 1, donde se resumen casos emblemáticos de regiones que nos permiten observar el comportamiento aleatorio y localizado de las DEA, desde una visión estadística.

Podemos observar que para un mismo período de tiempo existen regiones donde la mediana de la DDT tiene valores que difieren un 90,32% y

comparando la media de la ACR, para ambas polaridades, del valor para todo el país contra el valor del estado Zulia tenemos variaciones entre 37% y 48% que reafirma la variación espacial y temporal de los parámetros de las DEA. [28]

Tabla 1. Evaluación estadística de los datos del SDDEA.

Lugar	Parámetro	Media	Mediana
Cordillera de Sucre / año	DDT (D/km ² -año)	3,00	3,00
Serranía de Maigualida / año	DDT (D/km ² -año)	32,00	31,00
Venezuela / solo mes de Enero	ACR [-] (kA)	-34,24	-25,00
Estado Zulia / solo mes de Enero	ACR [-] (kA)	-21,58	-18,00
Venezuela / solo mes de Enero	ACR [+] (kA)	12,80	7,00
Estado Zulia / solo mes de Enero	ACR [+] (kA)	6,69	5,00

Fuente: [28]

3.2. Características de la infraestructura de líneas de transmisión del Sistema Eléctrico Nacional.

Luego de la creación de la Corporación Eléctrica Nacional, S.A. (CORPOELEC), que agrupa a las catorce (14) empresas que realizaban las actividades necesarias para el suministro del Servicio Eléctrico a la población, se publica a finales del año 2011 el “Anuario Estadístico 2010 del Sector Eléctrico Nacional” [30] que resume las características de los recursos asignados y ejecutados, así como las capacidades de generación, transmisión y

distribución del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). En la Tabla 2 se resumen las características más importantes del proceso de transmisión del SEN. [30]

Tabla 2. Resumen de las características del Sistema de Transmisión del Sistema Eléctrico Nacional

Nivel de Tensión (kV)	Longitud de Líneas (km)	Subestaciones (N°)*	Capacidad de Transformación (MVA)
765	2.162	7	19.300
400	3.897	18	17.053
230	7.182	48	17.011
138	1.140	40	3.966
115	13.366	246	16.188
69	1.081	62	4.462
TOTAL	28.829	421	77.980

(*) Para subestaciones se refiere al nivel primario de la relación de transformación.

Fuente: [30]

Según lo establece la vigente Ley Orgánica del Sistema y Servicio Eléctrico (LOSSE), promulgada en el año 2010, en su Artículo 31, (Obligaciones del operador y prestador del servicio) lo siguiente [31] :

“El operador y prestador del servicio deberá cumplir con las siguientes obligaciones:...

3. Prestar el servicio eléctrico bajo los criterios de confiabilidad, eficiencia, calidad...cumpliendo con las normas técnicas de instalación, operación y de seguridad...”

Sin embargo el cumplimiento de la sección de este artículo de la LOSSE está todavía en un horizonte lejano, a pesar que en el año 2010 se asignaron un número importante de recursos para inversión en el SEN. En el caso del proceso de transmisión se asignaron 7.084 MMBs. y se ejecutaron 2.817 MMBs. La ejecución de solo el 39,77% del monto asignado para el proceso de transmisión, no es caso de estudio de este trabajo, pero muestra las debilidades en lo que respecta al cumplimiento de los Planes y Proyectos del sector eléctrico. [30]

3.3. Situación del Sistema Eléctrico Nacional.

La infraestructura actual de generación, transmisión y distribución del SEN no tiene la capacidad de dar respuesta a la demanda actual de energía, lo que lleva a CORPOELEC a mantener una condición operativa en estado crítico, con un sistema operando en Zonas de Riesgo lo que provoca racionamientos importantes, sobre todo cuando la demanda residencial se incrementa debido al aumento de temperatura ambiental. Así mismo, esta condición complica la salida de equipos para mantenimientos programados de unidades de generación, líneas y subestaciones y los tiempos de reposición del servicio en caso de fallas.

Debilidades técnicas estructurales, como la imposibilidad de dar cumplimiento al criterio de redundancia básica en las instalaciones mayores de la red (n-1), impactan la confiabilidad del servicio de forma recurrente. El sistema actual se encuentra fuera de la Zona Segura de operación como se puede observar en la Figura 16, donde se presenta el caso de Exportación Guayana y la Figura 17 donde se presentan las secciones en las que se indican los nodos más importantes del Sistema de Eléctrico Nacional. [32]

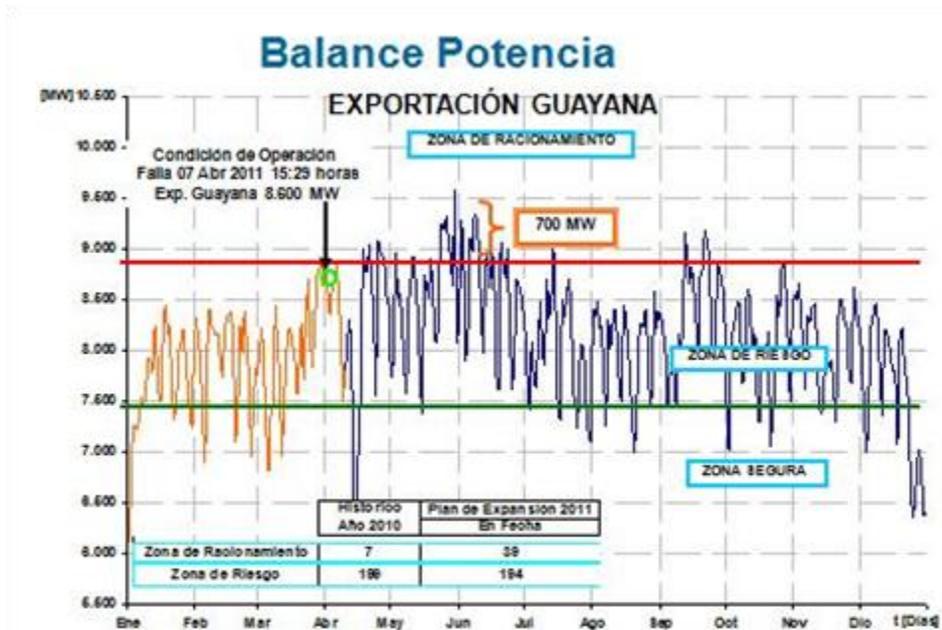


Figura 16. Balance de potencia de Exportación Guayana. Primer trimestre año 2011. (Indica el día 07/04/11 cuando ocurrió un apagón a nivel nacional)

Fuente: [32]

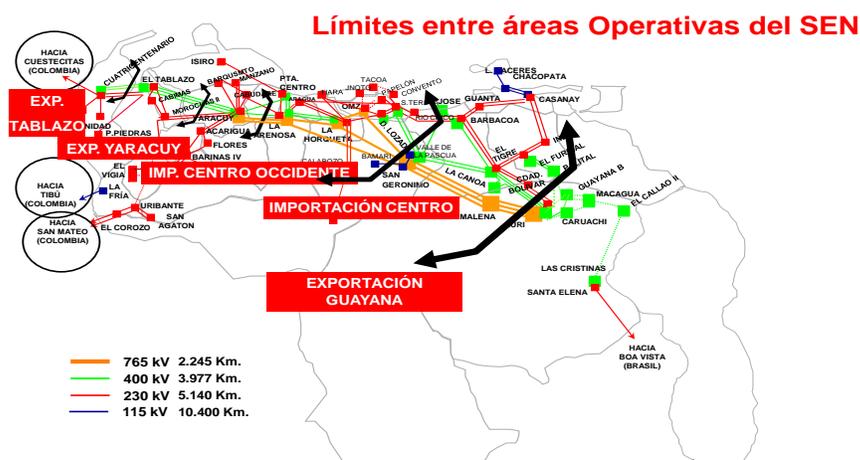


Figura 17. Mapa de líneas de transmisión, indicando los nodos del sistema de transmisión del SEN.

Fuente: [32]

Durante el año 2010 y parte del 2011 el SEN se encontró operando en la Zona de Riesgo de colapso, lo que provocó bloques importantes de energía dejada de servir. Entendiéndose por Zona de Riesgo que cuando el sistema opera en esta zona la salida de cualquier elemento y/o falla de líneas por cualquier causa (impacto de rayos, vegetación, fallas de operación, operación de protecciones, mantenimiento y otras) provoca inevitablemente cortes de carga o racionamiento, con afectación parcial o total del suministro eléctrico y en la Zona de Racionamiento no puede operar el SEN, debido a que sin que ocurra ninguna perturbación o evento (fallas de elementos, salidas de líneas) es necesario hacer racionamientos para mantener la viabilidad de la operación del SEN. [30]

La violación de los límites de estabilidad del SEN, cuando opera en la Zona de Riesgo, se presentan en la Figura 18, por nodo de transmisión, estos valores corresponden a la potencia excedida diaria en cada nodo un día laborable, a la hora de máxima transferencia de potencia. En resumen los límites de Exportación Guayana (para el primer trimestre del 2011) se violaban desde las 12 m hasta 12 pm, los de Importación Centro desde las 8 am a las 12 pm y los Importación Occidente las 24 horas del día. [32]

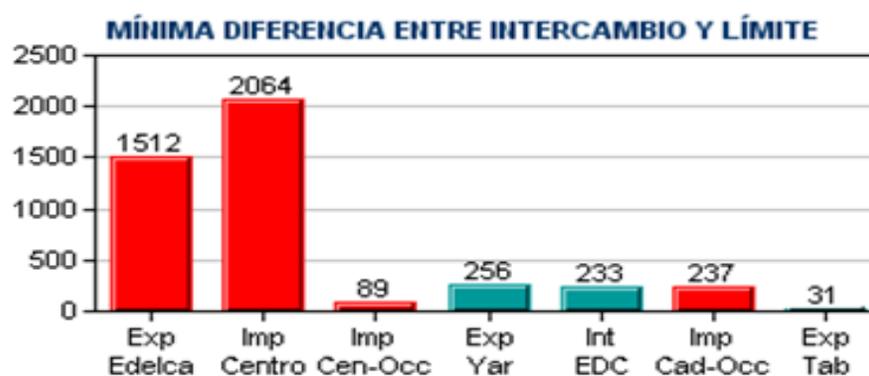


Figura 18. Violaciones del límite en los intercambios de potencia (MW) del SEN, en un día laborable del primer trimestre del año 2011

Fuente: [32]

Ante la situación planteada el estado venezolano en el presente año está direccionando recursos para incremento, mantenimiento, rehabilitación y mejoras del parque de generación, así como para la ampliación de las redes de transmisión y distribución. En la Figura 19 se puede observar el incremento mensual 2012 de generación por mejoras del parque actual y en la Figura 20 el incremento mensual 2012 de generación por nuevas plantas o ampliación de las existentes. En la Figura 21 se observa como el incremento de disponibilidad de generación permitirá mejorar la operación del SEN, llevándolo inclusive a salir de la operación en Zona de Riesgo, el caso presentado se refiere a Exportación Guayana.[32]

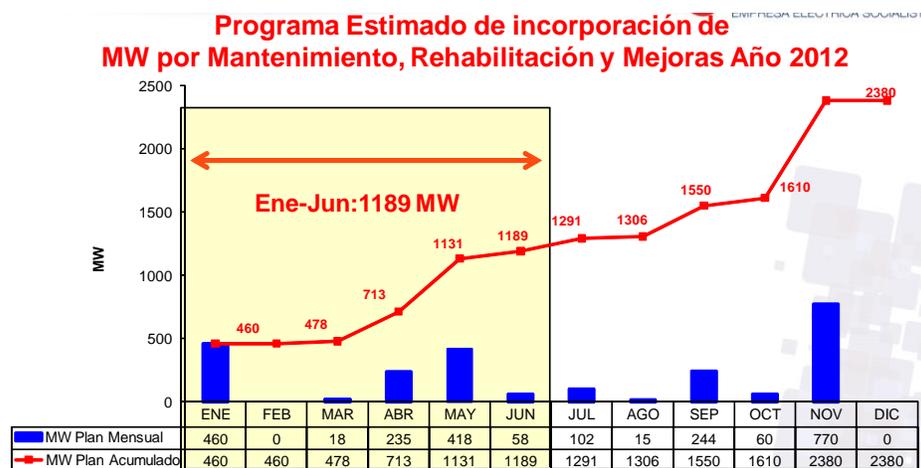


Figura 19. Programa 2012 de incorporación de generación por mantenimiento, rehabilitación y mejoras en el SEN.

Fuente: [32]

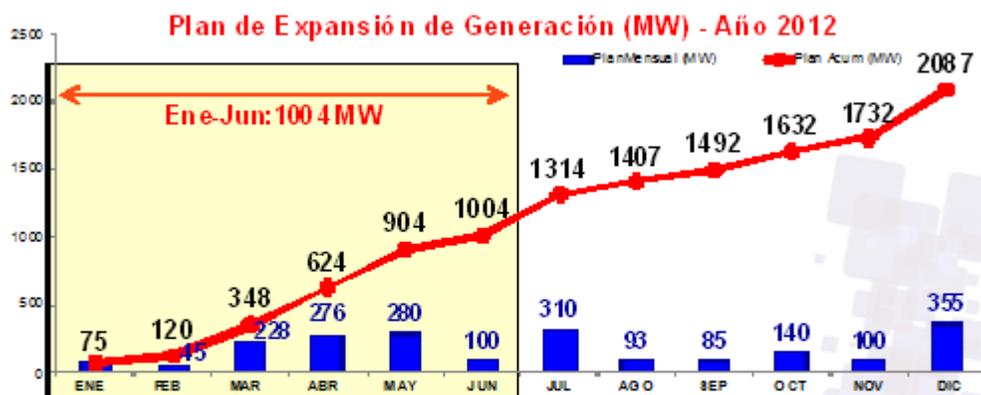


Figura 20. Programa 2012 de incorporación de generación por nuevas plantas o por ampliación de las existentes en el SEN.

Fuente: [32]

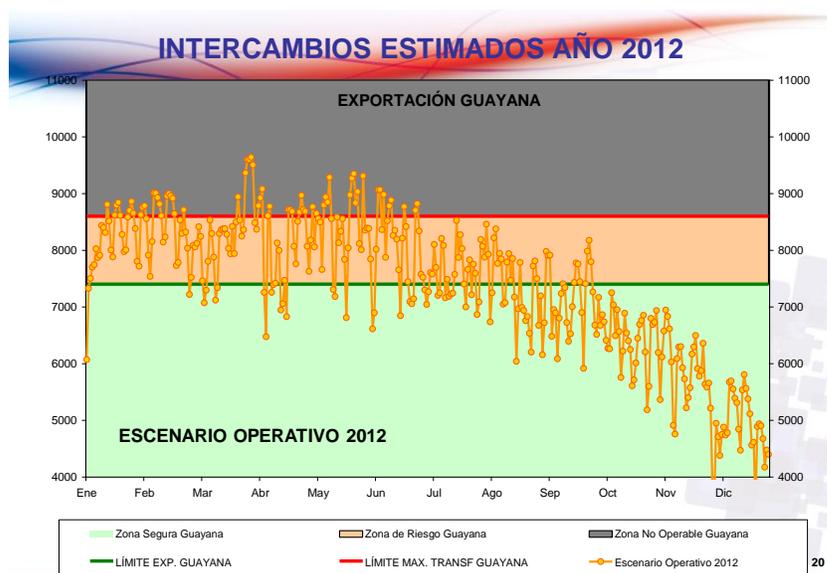


Figura 21. Escenario Operativo 2012 del SEN.

Fuente: [32]

Otro impacto importante sobre la operación del SEN es el alto consumo global de energía eléctrica por habitante (sin discriminar por tipo de usuario), podemos observar en la Figura 22, los consumos de los países Suramericanos desde los

años 2000 al 2009 donde Venezuela aparece como el mayor consumidor con un valor de 4366 kWh/habitante, y en la última década Venezuela ha tenido un incremento del consumo de 18,10 %. [33]

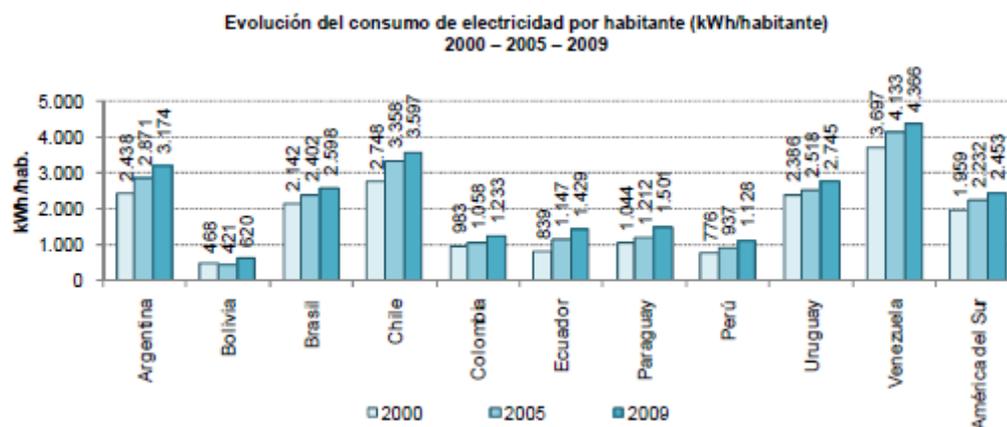


Figura 22. Evolución del consumo de electricidad por habitante en Suramérica.
Fuente: [33]

3.4. Análisis de fallas de las líneas de transmisión del Sistema Eléctrico Nacional.

La ocurrencia de una falla en algún punto de las líneas de transmisión produce la actuación inmediata del sistema de protecciones, esta situación generalmente trae como consecuencia la salida de servicio de uno o más segmentos del sistema comprometidos por la falla. El segmento afectado del sistema y el tiempo de recuperación depende de muchos factores, pero lo más importante es la certeza de la causa de falla, para la toma de decisiones inmediatas y la causa raíz de la falla para tomar acciones que lleven a minimizar las índices de falla hasta un valor aceptado por la empresa de servicio eléctrico.

El Centro Nacional de Despacho, perteneciente al Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica, es el ente responsable de llevar el consolidado de las estadísticas de fallas a través de comités que llevan la totalidad de los reportes de fallas y las investigaciones relacionadas para llegar a la causa raíz de las mismas. En la Tabla 3 se observa el número de fallas de las líneas de transmisión durante el año 2010 discriminadas por niveles de tensión.

Tabla 3. Fallas totales de líneas de transmisión. Año 2010

Nivel de Tensión (kV)	69	115	138	230	400	765
N° de Fallas	12	809	55	446	162	13
Total de Fallas				1.497		

Fuente: [34]

En la Figura 23 se observa el comportamiento de las fallas de las líneas de transmisión (solo 115, 230 y 400 kV) durante los primeros meses del año 2011 (Enero – Mayo), el 18% de las fallas son por causa de las DEA que impactan en Líneas de Transmisión. En el Anexo 4 se pueden observar las causas de falla discriminados por niveles de tensión, el nivel de 115 kV es el que presenta un mayor porcentaje de fallas por DEA. [34]

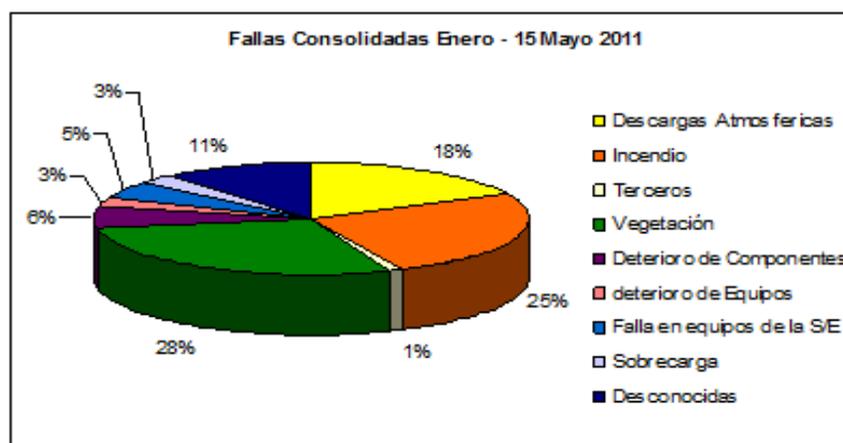


Figura 23. Gráficos de porcentaje de fallas de líneas de transmisión.

Fuente: [34]

La empresa CORPOELEC en los actuales momentos, dentro de su proceso de integración, está trabajando en la construcción de los indicadores que le permitirá llevar un control ajustado del desempeño de la operación de las líneas de transmisión. Uno de los indicadores internacionales de desempeño de líneas de transmisión es el “Índice de Falla Totales por cada 100 kilómetros de líneas por año”. Se hizo el ejercicio de evaluar este índice para líneas afectadas por las DEA durante el año 2010. El resultado se muestra en la Tabla 4, donde se calcula para un grupo de líneas de 765, 400 y 230 kV, el indicador mencionado, así como el impacto sobre el mismo del número de fallas por DEA. En promedio global las líneas se vieron afectadas en el Índice de Fallas Totales por cada 100 km de línea por año en un 31,66%.

Tabla 4. Índices de fallas de las líneas de transmisión afectadas por las DEA.

ÍNDICES DE FALLAS ASOCIADAS A LAS DESCARGAS ELÉCTRICAS					
ATMOSFÉRICAS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN - AÑO 2010					
Nivel de Tensión	LINEAS	Longitud	Fallas por Descargas Eléctricas Atmosféricas	Índice de falla totales * 100 km	Impacto de las DEA sobre el Índice de fallas Totales
		(km)	(N°)	(F / 100 km-año)	(%)
765 kV	SAN GERONIMO - HORQUETA	211	1	1,42	33,33
	EL TIGRE - SAN GERÓNIMO 1	210	1	5,24	9,09
	GURI - CANOA	132	1	0,76	100,00
	GURI - CARUACHI 2	74	1	9,46	14,29
400 kV	PALITAL - FURRIAL 2	169	2	1,18	100,00
	SAN GERONIMO - SANTA	164	1	3,67	16,67
	TABLAZO -	33	1	15,02	20,00
	TABLAZO -	33	1	15,04	20,00
	YARACUY - TABLAZO 3	308	2	1,62	40,00
	ARENOSA - HORQUETA 1	68	4	60,29	9,76
	ARENOSA - HORQUETA 2	68	2	57,35	5,13
	PLANTA CENTRO - YARACUY	152	5	9,87	33,33
	CLARITAS - SANTA ELENA	215	3	2,33	60,00
	Acarigua II-Barinas IV	159,1	4	5,66	44,44
230 kV	Barinas IV - Las Flores	63,5	1	6,30	25,00
	Buena Vista - Pta. Páez	124	3	6,45	37,50
	Buena Vista - Vigía II	139	3	11,51	18,75
	Uribante - Vigía II	112	4	6,25	57,14
	INDIO - CASANAY # 1	109	1	11,93	7,69
	INDIO - CASANAY # 2	109	2	14,68	12,50
	BOLIVAR - GUAYANA #2	64	2	4,69	66,67
	TIGRE I - BOLIVAR #1	126	3	10,32	23,08
	TIGRE I - BOLIVAR #2	126	1	8,73	9,09
	BARBACOA - TIGRE I #1	142	2	4,23	33,33
	TIGRE I - FURRIAL #2	139	2	8,63	16,67
	BARBACOA II - GUANTA II #1	20	1	5,00	100,00
	BARBACOA II - GUANTA II #2	20	1	10,00	50,00

(*) Considerando solo líneas afectadas por DEA durante el año 2010.

Fuente: [34]

3.5. Estimación de las pérdidas energéticas de la empresa CORPOELEC debidas a las fallas por DEA en las líneas de transmisión.

El proceso de identificación de fallas, así como el manejo de estadísticas confiables y unificadas dentro de CORPOELEC apenas está en una fase de construcción y el Anuario Estadístico del SEN 2010 [30] es la primera publicación oficial del sector eléctrico, luego de su integración en una sola empresa. Esta publicación permite realizar el análisis del Balance de Energía Eléctrica donde se tiene de energía bruta generada 116.676,5 GWh, con unas pérdidas globales (técnicas y no técnicas) del 30,59 %, valor mayor que el 20% de pérdidas promedio en Venezuela en el año 2006. (ver Tabla 5 y Figura 24). Comparando con los valores de pérdidas promedio de los países Latinoamericanos y Caribeños, este valor del 2010 está fuera del promedio de los países. [30], [35]

Tabla 5. Balance de energía eléctrica del SEN 2010 en GWh.

Energía Bruta Generada	Energía Neta Generada	Energía que llega a las S/E de Distribución	Energía Facturada	Energía no Facturada
116.676,5	115.164	112.429	80.878	35.694
Pérdidas Técnicas y No Técnicas año 2010				30,59 %

Fuente: [30]

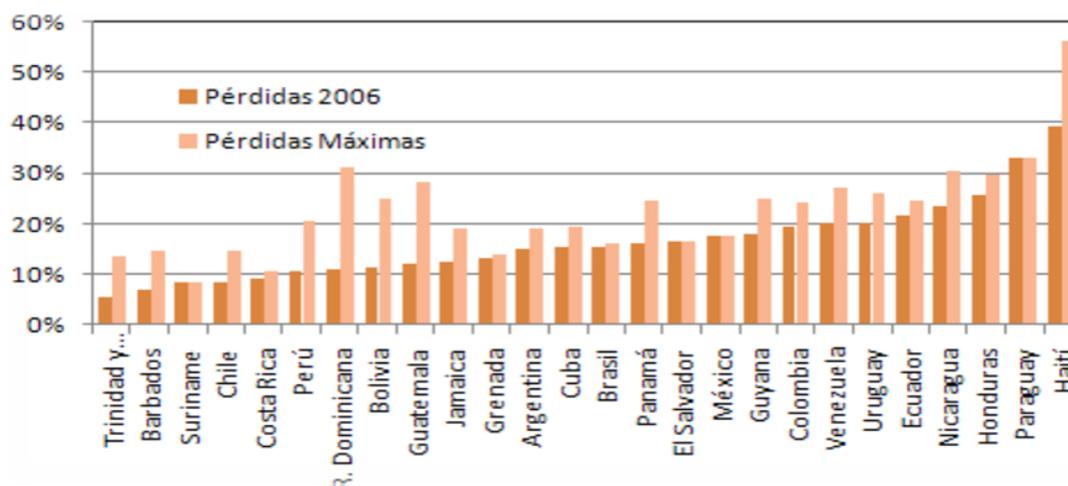


Figura 24. Porcentaje de pérdidas eléctricas en países de Latinoamérica y el Caribe. Año 2006.

Fuente: [35]

El monto de energía no servida durante el año 2010 fue de 1182,4 GWh, en la Tabla 6 se desagregan los montos por:

- Restricciones operativas: se considera energía no servida por limitaciones operativas, tales como los niveles de transferencia de exportación e importación del SEN.
- Plan Nacional de Racionamiento: se considera energía no servida por aplicación de racionamientos programados para garantizar la seguridad del SEN.
- Fallas: se consideran sólo interrupciones de carga mayores a 100 MW. [30]

Tabla 6. Energía no servida (GWh) año 2010

Restricciones Operativas	Plan Nacional de Racionamiento	Fallas	Total de energía no servida
22,2	1.086,5	73,7	1.182,4

Fuente: [30]

En la Tabla 7 se desagregan las fallas con interrupciones de carga mayores a 100 MW ocurridas durante el año 2010 y 2011 por regiones geográficas. En la Figura 25 se observan el número de fallas mayores del año 2010 desagregadas por causa, donde se observa que el 9,28% de las interrupciones con pérdidas de cargas superiores a los 100 MW son causadas por las DEA y el 60,48% de las interrupciones son por causa desconocida. [30], [36]

Tabla 7. Fallas con interrupciones mayores a 100 MW

Región	N° Interrupciones 2010	N° Interrupciones 2011
Restricciones Operativas	29	145
Plan Nacional de Racionamiento	140	0
Plan Nacional de Racionamiento + Restricciones Operativas	169	145
GUAYANA	4	13
ORIENTE	33	17
CAPITAL	4	11
CENTRO	58	43
CENTROCCIDENTE	1	2
OCCIDENTE	5	15
SUROCCIDENTE	59	18
INSULAR	4	0
SEN	337	264
SEN MENOS PLAN NACIONAL DE RACIONAMIENTO	197	264

Fuente: [36]

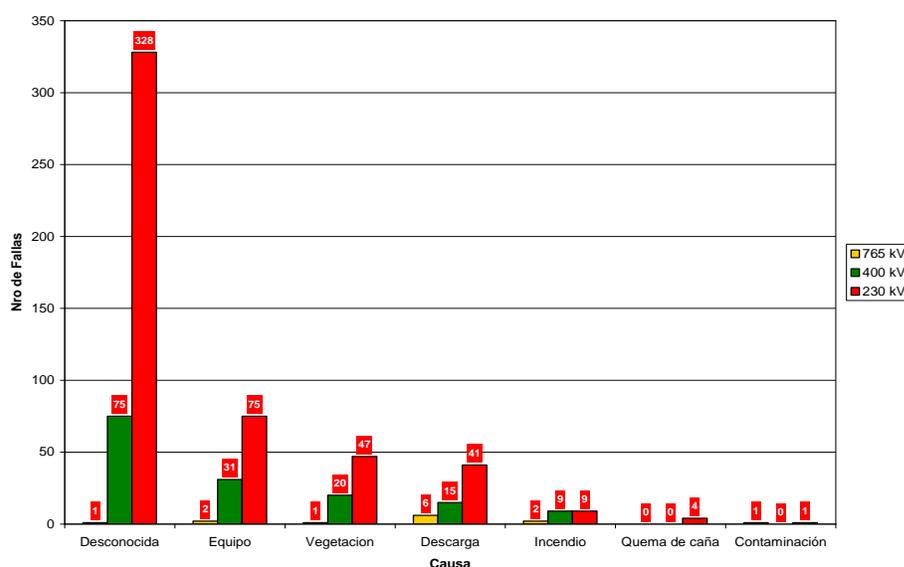


Figura 25. Número de Fallas por causa y por nivel de tensión, año 2010

Fuente: [30]

El número de fallas o interrupciones se incrementa notablemente cuando incluimos todos los niveles de tensión considerados dentro del proceso de transmisión y sin restricciones del volumen de carga perdido, como se observa en la Tabla 3 y Figura 23 donde el 18 % de las fallas son por causa de las DEA. Estudios realizados en la UNEXPO, analizando fallas de líneas de distribución por una década, han demostrado que un 17% de las fallas por causas desconocidas a nivel de distribución ocurrieron bajo condiciones de tormentas eléctricas. [37]

Combinando la información de la Tabla 6 con la Figura 25, se observa que se perdieron 6,84 GWh de energía durante el 2010 por causa de las DEA que impactan en el SEN (con pérdidas de cargas mayores a 100 MW) y 19,84 GWh de energía por causas desconocidas. Si consideramos la tarifa promedio del servicio eléctrico de 93 Bs/MWh (año 2010) la empresa dejó de facturar 636120 Bs. (la tarifa residencial de Venezuela es aproximadamente el 11 % de la tarifa promedio de Latinoamérica y el Caribe). [30], [33]

Conclusiones del Capítulo 3.

- Las secciones que corresponden al análisis espacial y temporal de las DEA, que impactan en territorio venezolano, mediante el uso de los mapas y gráficos mostrados permiten extraer las siguientes conclusiones:
 - La mayor DDT ocurre en la cuenca del lago de Maracaibo.
 - Existe una tendencia a la disminución de la ACR para ambas polaridades en la medida que aumenta la latitud y la longitud, es decir que las DEA de mayor intensidad se localizan en los estados Amazonas y Bolívar.
 - La incidencia de DDT está directamente relacionada con el ciclo anual estacional de lluvias en Venezuela, que presentan una progresión similar a la seguida por el avance promedio del borde norte de la ITCZ.

- La DDT alcanza sus máximos valores durante el transcurso de la tarde y primeras horas de la noche, debido a la fuerte actividad convectiva favorecida por el efecto de insolación y otras variables meteorológicas.
- El Sistema Eléctrico Nacional, debido a su falta de holgura operativa, no garantiza un servicio eléctrico confiable y de calidad. Por ello una falla en las líneas de transmisión producida por el impacto de una DEA, bien sea por problemas de degradación de los elementos que componen la línea o por una especificación inadecuada de la protección contra DEA en el momento del diseño, acarrea racionamientos mayores a 100 MW lo que se traduce pérdidas importantes de energía dejada de servir.
- En los primeros cinco meses del año 2011 se observa que el 18% de las fallas son causadas por el impacto de las DEA sobre las líneas.
- El índice de fallas totales de las líneas estudiadas se ve afectado en un 31,66% por causa de las DEA.
- Se estiman pérdidas energéticas de 6,84 GWh durante el 2010 por causa de las DEA que impactan en el SEN.
- El alto índice de fallas causadas por el impacto de las DEA y las pérdidas energéticas asociadas a las mismas demuestran que es necesario contar con un sistema de protección contra rayos, en líneas de transmisión, adecuado a las condiciones climáticas locales.

CAPÍTULO 4. ESPECIFICACIÓN DE LOS PARÁMETROS DE LAS DESCARGAS ELÉCTRICAS ATMOSFÉRICAS PARA EL DISEÑO DE LA PROTECCIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.

El Capítulo 3 lleva a la conclusión que los datos suministrados por el Sistema de Detección de Descargas Eléctricas Atmosféricas permiten evaluar espacial y temporalmente las DEA. En el presente capítulo se realiza la especificación de los parámetros de las DEA que se requieren para el diseño de las protecciones contra sobretensiones asociadas a las DEA y sus impactos directos sobre las líneas de transmisión. Así mismo, se lleva a cabo simulaciones con el programa FLASH para estimar los índices de fallas de líneas de transmisión usando, para cada caso los valores de la DDT y de Amplitud de la Corriente de Retorno obtenidos con diferentes tamaños de cuadrículas.

4.1. Especificación de los parámetros de las descargas. eléctricas atmosféricas para uso en ingeniería eléctrica.

La caracterización de las DEA realizada en el Capítulo 3 tiene como premisa el estudio sobre cuadrículas espaciales fijas de 1° por 1° , en una investigación realizado conjuntamente por Laboratorio de Alta Tensión de UNEXPO y el Centro de Investigaciones Aplicadas de CORPOELEC se evalúa los parámetros de Densidad de Descargas a tierra y Amplitud de la Corriente de Retorno con variaciones espaciales de diferentes tamaños de cuadrículas, fijando la variación temporal anual. [29]

Se realiza una evaluación de la calidad de los datos históricos desde el año 2000 al 2006, luego de una exhaustiva revisión de la data se selecciona los datos medidos durante los años del 2003 al 2006, es decir cuatro años de mediciones, únicos años que contienen los doce meses de mediciones.

El criterio asumido para realizar el análisis de la variación de la data es la hipótesis de investigación planteada por el Dr. Horacio Torres-Sánchez [13], en la cual se afirma que las magnitudes de los parámetros de la DEA utilizados en aplicaciones en ingeniería (Nivel Ceráuneo, Densidad de Rayos a Tierra, Polaridad, Corriente de Retorno de Rayo y Rata de Ascenso de la Corriente de Rayo) varían espacial y temporalmente. Se procede a analizar los parámetros de DDT y Amplitud de la Corriente de Retorno para diferentes tamaños de cuadrículas con el fin de cubrir la perspectiva espacial planteada en dicha hipótesis, en diseños de protección contra las DEA las normas recomiendan variaciones temporales por año. [13]

El total de la data recolectada está constituida por las coordenadas geográficas (latitud y longitud) del punto de impacto del rayo, la intensidad de la corriente de retorno y su polaridad, además de otros datos referentes a la confiabilidad en la estimación de la ubicación del punto de impacto (ver Anexo 3). Durante el período 2003 – 2006 se recolectó en total la data de 22.012.686 DEA, de las cuales 18.388.909 son de ACR de polaridad de negativa, y 3.623.777 de ACR de polaridad positiva, para obtener un porcentaje de 83,54 % y 16,46 % respectivamente.

Observando el desplazamiento anual de las tormentas eléctricas determinó que el 50,6 % de las DEA que impactaron en el territorio nacional, lo hicieron durante los meses de agosto, septiembre y octubre. La distribución de la actividad eléctrica para ambas polaridades, la cual se puede observar en la Figura 26, presenta una distribución bimodal con un máximo en octubre con un

promedio mensual de 1.178.663 DEA, y otro punto máximo en el mes de junio con un promedio mensual de 628.682 DEA. [29]

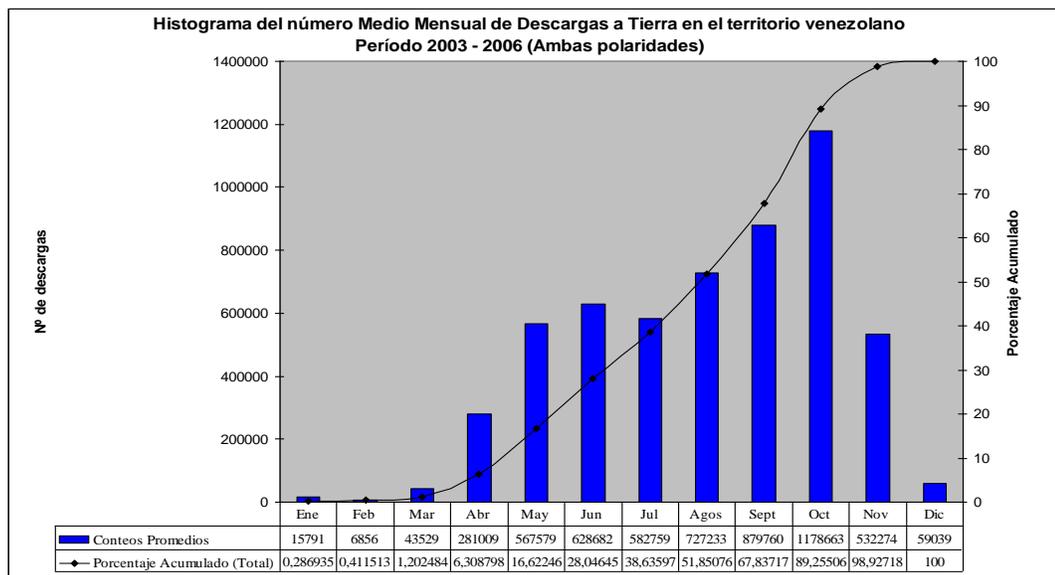


Figura 26: Histograma de valores medios por mes de DEA

Fuente [29]

4.1.1. Variación de la Densidad de Descargas a Tierra respecto al tamaño de la cuadrícula.

Para observar la variación de la DDT en Venezuela en función del tamaño de las cuadrículas, se obtuvieron mapas de DDT con cuadrículas de diferentes áreas, 100x100 km², 50x50 km², 30x30 km² y hasta 3x3 km². Estos mapas se pueden observar en las Figura 26 en la que se muestra la DDT Media Anual para los cuatro años del período de estudio 2003- 2006 donde se evidencia la no homogénea distribución de la DDT en el territorio nacional, es decir, existen regiones con mayor o menor DDT. No se considera la variación temporal debido a que esto fue evaluado en el Capítulo 3 y las Normas de Protección contra

rayos establecen que los datos a considerar en los diseños deben ser valores anuales del 50% de probabilidad. [39], [40]

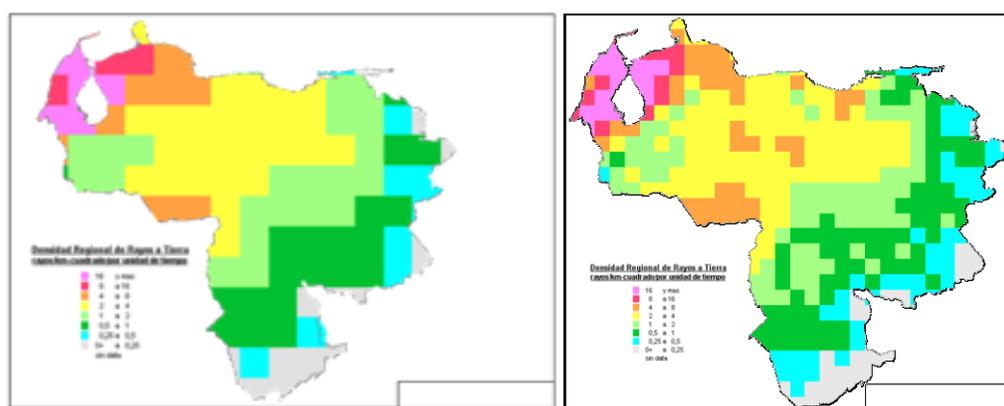
Se pueden establecer diferentes escalas para el cálculo de la DDT en función del propósito del análisis. Para estudios globales se usan cuadrículas de $100 \times 100 \text{ km}^2$, pero para aplicaciones en ingeniería se deben estimar valores locales en cuadrículas de un área del orden de $3 \times 3 \text{ km}^2$, como lo ha demostrado la experiencia internación en las ZCIT. En el Anexo 5 se muestran los resultados de los valores de la DDT obtenidos en Colombia para tamaños de cuadrículas diferentes en una misma región y con un mismo grupo de datos. [13], [39]

Al observar el mapa de DDT media anual, de $100 \times 100 \text{ km}^2$ (escala global), Figura 27a, se aprecia que la zona con mayor DDT es la región zuliana y gran parte del Estado Falcón. En la parte occidental del estado Zulia, se presenta zonas en las cuales se producen entre 8 y $16 \text{ D/km}^2\text{-año}$ y más de $16 \text{ D/km}^2\text{-año}$.

Al reducir el área de la cuadrícula de $50 \times 50 \text{ km}^2$ a $30 \times 30 \text{ km}^2$, se observan zonas donde las DDT aumentan, como en el caso de las llanuras centrales, también empiezan a aparecer zonas localizadas con variaciones importantes como en la parte suroriental del país. Ver Figuras 27b y 27c.

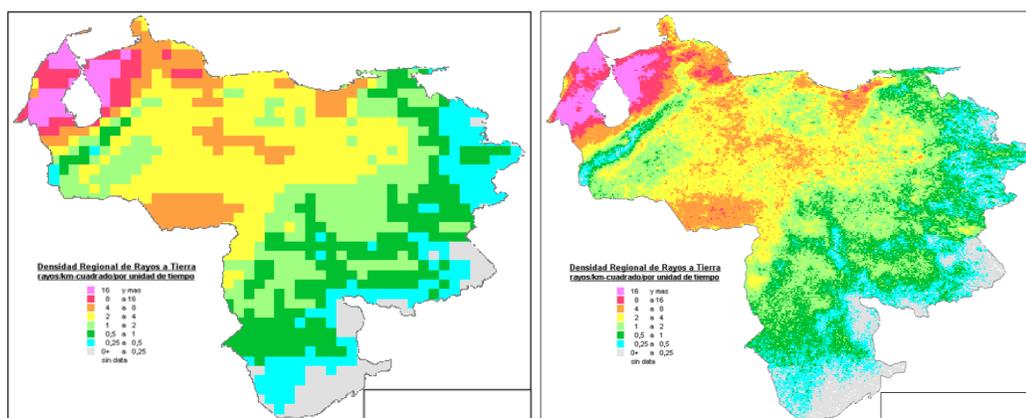
Por último en el mapa de la Figura 27d, cuando el tamaño de las cuadrículas se reduce a $3 \times 3 \text{ km}^2$, se nota la gran nitidez y delimitación de las áreas en la región zuliana, la aparición de zonas de alta densidad en la región suroriental del estado Apure, al norte del estado Anzoátegui y las bajas densidades que se presentan al sur y este del país en los estados Amazonas, Bolívar y Delta Amacuro respectivamente. Pero sin duda alguna el hecho más resaltante es el patrón de baja densidad que se observa en los estados andinos, el cual se

corresponde perfectamente con la cadena montañosa de la Cordillera de Los Andes, que reafirma la teoría de la literatura especializada en la cual se expresa que las zonas llanas son más propensas a recibir descargas que las zonas montañosas. [13]



a) Cuadrículas de 100x100 km²

b) Cuadrículas de 50x50 km²



c) Cuadrículas de 30x30 km²

d) Cuadrículas de 3x3 km²

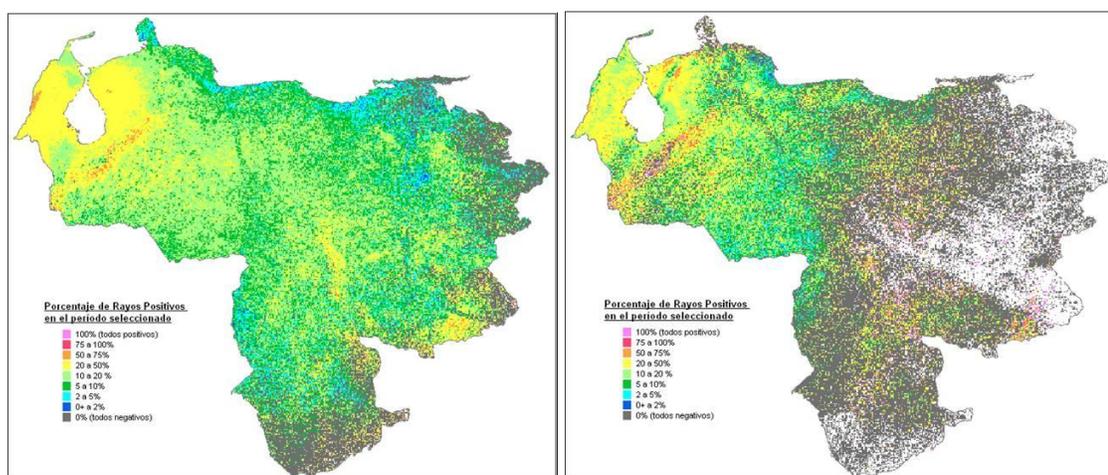
Figura 27. Mapas de DDT medial anual para diferentes cuadrículas. Período 2003-2006.

Fuente: [29]

4.1.2. Mapas de porcentaje DEA por polaridad.

En las Figuras 28a y 28b se presentan los mapas de porcentaje de DEA de polaridad positiva en cuadrículas con un área de $30 \times 30 \text{ km}^2$ y $3 \times 3 \text{ km}^2$ con la finalidad de observar la variación espacial de la ACR de polaridad positiva. Nuevamente la región zuliana se destaca sobre las demás; del 20 a 50 % de los rayos caídos son de polaridad positiva, incluyendo zonas donde incluso se alcanzan el rango de 50 a 75%.

Se aprecia a su vez los altos porcentajes de rayos de polaridad positiva que se presentan en los estados andinos, donde dichos niveles se corresponden con la cadena montañosa de la Cordillera de Los Andes, coincidiendo con la literatura especializada donde se afirma que en las zonas de altas elevaciones es más probable el impacto de rayos de polaridad positiva que negativa. [13]



a) Cuadrículas de $30 \times 30 \text{ km}^2$

b) Cuadrículas de $3 \times 3 \text{ km}^2$

Figura 28. Mapas de porcentaje de DEA de polaridad (+) Período 2003-2006.

Fuente: [29]

4.1.3. Variación espacial de la Amplitud de la Corriente de Retorno.

La hipótesis de la variación espacial de la Amplitud de la Corriente de Retorno se evalúa calculando la distribución de probabilidad acumulada de la ACR, en el Anexo 6 se muestra los valores de $I_{50\%}$ obtenidos para diferentes países [13]. Los valores estadísticos del $I_{50\%}$, de $I_{5\%}$ y de $I_{95\%}$ se muestran en la Tabla 8, donde se puede observar que para las líneas estudiadas los valores de $I_{50\%}$ difieren entre ellos hasta en un 66%. En el Anexo 7 se muestra la ubicación de una sola DEA sobre la línea y en el Anexo 8 se muestra el reporte de análisis de exposición y el histograma de frecuencias de la ACR para polaridad negativa suministrado por el SDDEA, permite ajustar el tamaño de las cuadrículas alrededor de la línea de transmisión.

Tabla 8. Distribución de Probabilidad Acumulada de la ACR en valores absolutos para las Líneas de Transmisión estudiadas. Período 2003-2006

Nombre de la Línea / Cuadrículas de 3x3 km ²	$I_{50\%}$ (kA)	$I_{5\%}$ (kA)	$I_{95\%}$ (kA)
L1	30	52	4
L2	22,5	37	6
L3	38	72	3
L4	22	36	4
L5	33	55	6

Los valores recomendados por CIGRE en 1979 y adoptados por las Normas IEC estiman un valor de $I_{50\%}$ de 30 – 31 kA. Estos valores son tomados de registros de zonas templadas y difieren de los encontrados en países de la ZCIT. Es decir que para estimar el nivel de riesgo de las líneas de transmisión y de estructuras se debe tomar la distribución de probabilidad acumulada de la ACR de la localidad donde se encuentra la estructura, no la de todo el país o estado ya que se estaría incurriendo en errores importantes que llevan al

sobredimensionamiento de la protección o a la vulnerabilidad de la línea de transmisión ante este fenómeno atmosférico. [16]

4.2. Estimación de los Índices de Fallas de líneas de transmisión usando el programa FLASH.

Se seleccionan cinco líneas de transmisión para estimar el índice de falla por DEA usando el programa FLASH, con la finalidad de evaluar el impacto del valor de la DDT en el índice de falla por DEA. Se usan los datos suministrados por el SDDEA durante el período 2003 al 2006 con dos tamaños de cuadrículas ($3 \times 3 \text{ km}^2$ y $20 \times 20 \text{ km}^2$) a ambos lados de la ubicación geográfica de las mismas para el cálculo de la DDT. En la Tabla 9 se muestra un resumen de los datos de las cinco líneas.

Tabla 9. Características de las líneas de transmisión evaluadas

Características	L1	L2	L3	L4	L5
Nivel de Tensión (kV)	115	115	230	400	400
Longitud (km)	84,82	34,5	214,95	170	187
N° de Torres	445	119	579	402	531
N° de cables de guarda	1	2	2	2	2
N° de conductores por fase	1	1	1	2	2

Con los tamaños de cuadrículas seleccionados y los datos del período 2003 al 2006 (ver Anexo 8) se calculan los valores de las DDT, en el Capítulo 2 se menciona que la versión del programa FLASH usado para la simulación asume un valor fijo de 31 kA para la ACR. Actualmente los investigadores del CIGRE están en un proceso de revisión de este valor de ACR [16]. En la Tabla 10 se muestran los valores calculados de DDT, los índices de falla por DEA estimados y los índices de falla reales de las líneas bajo estudio. Se observa que la DDT aumenta con la disminución del tamaño de la cuadrícula, como se demostró en

el Capítulo 3. Los resultados del índice de falla estimado usando el programa FLASH para la línea L3 se pueden observar en la Figura 29 y 30 para los tamaños de cuadrículas respectivos y en los Anexos 9 y 10 para la línea L2.

Tabla 10. Índices de fallas estimados y reales de las líneas de transmisión.

Nombre	Cuadrícula de (3x3 km ²)		Cuadrícula de (20x20 km ²)		Índice de Falla Real (F/100km-año)
	DDT (D/km ² -año)	Índice de Falla por DEA (F/100km-año)	DDT (D/km ² -año)	Índice de Falla por DEA (F/100km-año)	
L1	4,1588	10,369	3,5350	8,9170	16,80
L2	1,7800	6,1790	1,5400	5,3480	6,50
L3	0,5010	1,8440	0,4200	1,5490	2,42
L4	1,7800	1,9800	1,5400	1,0530	2,00
L5	0,9150	4,0100	0,7700	3,2010	4,13

```

-----
Line Flashover Report
-----
Line Length:  214.707 KM

          Direct Strikes Per Year:  21.644
                Back Flashovers:   3.323
Phase Strike/Shielding Failure Flashovers:  0.003
          Flashovers From Nearby Strikes:  0.000
                Total Flashovers:   3.326

          Direct Strikes Per Year/100 KM:  10.081
                Flashovers/100 KM:   1.549

-----
End Report

```

Figura 29. Reporte del programa FLASH para cuadrícula de 3x3 km²

Line Flashover Report	
Line Length: 214.707 KM	
Direct Strikes Per Year:	25.767
Back Flashovers:	3.956
Phase Strike/Shielding Failure Flashovers:	0.003
Flashovers From Nearby Strikes:	0.000
Total Flashovers:	3.959
Direct Strikes Per Year/100 KM:	12.001
Flashovers/100 KM:	1.844
End Report	

Figura 30. Reporte del programa FLASH para cuadrícula de 20x20 km²

En los reportes donde se indican las descargas que impactan sobre el hilo de guarda (Direct Strikes Per Year), el número de salidas por descargas retroactivas (Back Flashovers), el número de salidas por fallas de apantallamiento (Shielding Failure Flashovers), el total de salidas por año (Total Flashovers), el índice de salida (Flashovers/100km).

Comparando el índice de falla real de cada una de las líneas bajo estudio con el índice de falla estimado por el programa FLASH, se observa una menor diferencia cuando se usan los valores de la cuadrícula de 3x3 km². Los resultados se muestran en la Tabla 11.

Tabla 11. Variación de índice de falla real respecto al índice de falla estimado.

Nombre de la LT	Cuadrícula de (3x3 km ²)	Cuadrícula de (20x20 km ²)
	Variación (%)	Variación (%)
L1	38,28	46,92
L2	4,94	18,67
L3	23,80	35,99
L4	1,00	47,35
L5	2,91	22,49

Los resultados obtenidos validan la hipótesis del Dr. Horacio Torres-Sánchez de que se deben considerar la variación espacial y temporal de las DEA para el diseño de la protección contra rayos de las líneas de transmisión. Para propósitos de aplicaciones en ingeniería, bien sea para el diseño de la protección contra rayos de estructuras fijas o líneas de transmisión se debe considerar escalas locales, ya que se tienen afectaciones por los fenómenos orográficos y posiblemente por los geológicos locales. Por ello los investigadores recomiendan estimar valores de parámetros del rayo, considerando áreas del orden de $3 \times 3 \text{ km}^2$, de acuerdo con la exactitud en la localización de los sistemas comerciales detectores de DEA. [13]

En la Figura 31 se puede observar el detalle de las zonas de la línea de transmisión L3 que presentan mayores fallas por descargas retroactivas para cuadrículas de $3 \times 3 \text{ km}^2$ y en la Figura 32 para cuadrículas de $20 \times 20 \text{ km}^2$.

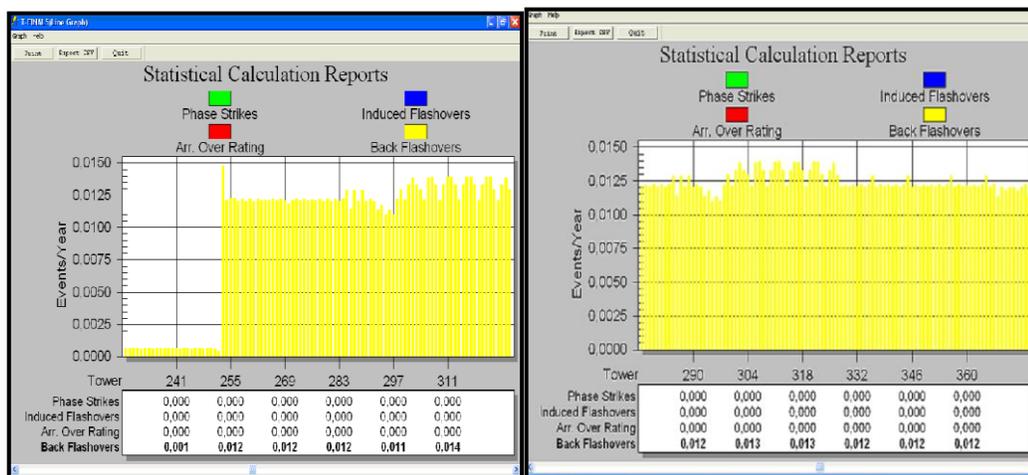


Figura 31. Reportes del programa FLASH, detalle de las zonas identificadas con fallas por descargas retroactivas. Cuadrículas de $3 \times 3 \text{ km}^2$

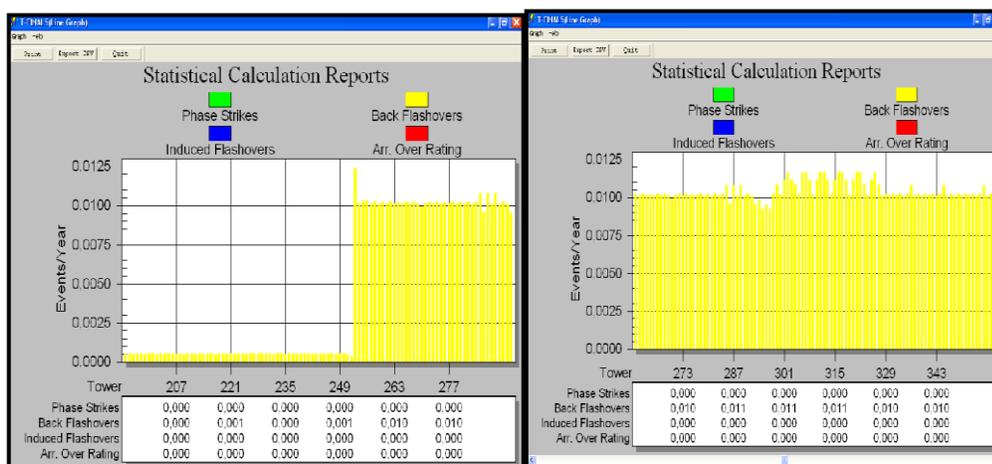


Figura 32. Reportes del programa FLASH, detalle de las zonas identificadas con fallas por descargas retroactivas. Cuadrículas de 20x20 km²

Como se puede observar en las Figuras 30 y 31, el programa FLASH permite identificar los sectores de líneas de transmisión que presentan fallas de apantallamiento y por descargas retroactivas, indicando los sectores por número de torres. Cabe destacar que los sectores de línea con fallas por descargas retroactivas no coinciden, es decir que la propuesta de solución, así como, la ubicación de la misma se ve afectada por el tamaño de la cuadrícula que se use para el cálculo de la DDT. Resultados similares para la línea L2 se pueden observar en los Anexos 9 y 10. Lo anterior reafirma la necesidad de especificar los parámetros de las DEA usados para estimar el índice de falla por DEA de una línea de transmisión en su etapa de diseño. Un índice de falla mayor al esperado por la empresa eléctrica, requiere para su disminución de modificaciones al diseño en la fase de ingeniería de detalle del proyecto y por lo general esto siempre es menos costoso que realizar mejoras luego de su puesta en operación.

Conclusiones del Capítulo 4.

- Se valida la hipótesis de la variación espacial de los parámetros de las DEA para estudios globales, regionales y locales mediante el cálculo de la DDT al obtenerse para la misma serie de datos valores diferentes de DDT.
- Se valida la hipótesis de la variación espacial de los parámetros de las DEA mediante el cálculo de la distribución de probabilidad acumulada de la ACR, para cinco líneas de transmisión localizadas en zonas geográficas diferentes.
- Se demuestra que el índice de falla estimado para una línea de transmisión, durante su diseño, varía con el valor usado de DDT. Esto indica claramente que el índice de falla estimado se ve impactado por el tamaño de cuadrícula usada para el cálculo de la DDT.

CONCLUSIONES GENERALES.

Las conclusiones que demuestran el cumplimiento de los objetivos se resumen a continuación:

- La presentación de la hipótesis de la variación espacial y temporal de las DEA, aceptada por la comunidad científica mundial, el conocimiento de principios usados por los sistemas de detección y localización de las DEA, así como los programas para estimar los índices de falla por DEA de líneas de transmisión, muestran que la disminución de las pérdidas energéticas en líneas de transmisión asociadas al fenómeno de las DEA se puede lograr con criterios técnicos.
- El análisis estadístico de los datos medidos de los parámetros de las DEA y su variación espacial y temporal en Venezuela muestra que la Densidad de Descargas Eléctricas a Tierra y los valores de la Amplitud de la Corriente de Retorno toman valores importantes que deben considerarse para los diseños de la protección contra las DEA adaptados a la zona tropical.
- El Sistema Eléctrico Nacional, debido a su falta de holgura operativa, no garantiza un servicio eléctrico confiable y de calidad. Por ello una falla en las líneas de transmisión producida por el impacto de una DEA, bien sea por problemas de degradación de los elementos que componen la línea o por una especificación inadecuada de la protección contra DEA en el momento del diseño, acarrea racionamientos mayores a 100 MW lo que se traduce pérdidas importantes de energía dejada de servir.
- El 9,28 % de las fallas durante el año 2010, con racionamientos mayores a 100 MW, están asociadas al impacto de las DEA sobre las líneas transmisión.

- En los niveles de tensión desde 69 kV hasta 765 kV, en el primer cuatrimestre del año 2011, el 18 % de las fallas son causadas por el impacto de las DEA y el índice de fallas por 100 km de línea al año se ve afectado en un 31,66% por causa de las DEA.
- La empresa prestadora del de servicio eléctrico en Venezuela presentó pérdidas técnicas y no técnicas del 44,13 %. durante el año 2010.
- La empresa prestadora del de servicio eléctrico en Venezuela presentó un monto de energía dejada de servir de 6,84 GWh durante el 2010 por causa de las DEA que impactan en el SEN y 19,84 GWh de energía por causas desconocidas.
- Se demuestra que el índice de falla estimado para una línea de transmisión, durante su diseño, varía con el valor usado de DDT. Lo que indica claramente que el índice de falla estimado se ve impactado por el tamaño de cuadrícula usada para el cálculo de la DDT.
- Los parámetros de la DEA que deben usarse en el diseño de la protección contra DEA de las líneas de transmisión se deben especificar con los valores medidos localmente, con cuadrículas a 3 km a cada lado de la línea para garantizar una visión local del los parámetros de las DEA y con los valores de las DEA calcular la DDT y obtener la distribución de probabilidad acumulada de la ACR para que el índice de falla estimado mediante la simulación se acerque lo más posible al índice de falla real que tendrá la línea de transmisión.

RECOMENDACIONES.

Las recomendaciones que permitirán continuar con esta línea de investigación para garantizar la disminución de las afectaciones de las líneas de transmisión por efecto del impacto sobre ellas de las DEA se presentan a continuación:

- Continuar con el análisis estadístico y la variación espacial y temporal de las DEA para poder ajustar los valores de los parámetros de las DEA con mayor precisión, ya que por ser la DEA una variable climatológica una mayor cantidad de datos lo permitirá.
- Aplicar la estimación del índice de falla por DEA en líneas en proceso de diseño y hacerle seguimiento, luego de su puesta en operación para ajustar la relación: índice de falla real vs. índice de falla estimado.
- Proponer mejoras en el diseño a las líneas ya evaluadas y hacerle seguimiento de la implementación de las medidas y continuar comparando el nuevo índice de falla real con el índice estimado con la mejora implementada.
- Convocar a universidades y centros de investigación a unirse a la línea de investigación “Riesgos por rayos en Venezuela” para ampliar la investigación en esta área.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Torres, H. "Spatial and temporal analysis of ground flash density in tropical zone". In Proceedings ISH 1997. Canadá, 1997. Congreso arbitrado.
- [2] Briceño, W y otros. "Análisis de parámetros del rayo sobre una aplicación S.I.G. en Colombia". LATINPROC 99. Colombia, 1999. Congreso arbitrado.
- [3] Galván, A. y Velásquez, R. "Protección contra el efecto de las tormentas eléctricas de estructuras y edificios: Conceptos básicos, evolución y aplicación en México". México, 2001. <http://www.pararrayos.info/apli.pdf>. Último acceso: 5/10/2011.
- [4] Mora, I. "Red Nacional de Detección y Análisis de Descargas Atmosféricas". VI Jornadas Latinoamericanas y III Iberoamericanas en Alta Tensión y Aislamiento Eléctrico ALTAE 2003. Costa Rica, 2003. Congreso Arbitrado.
- [5] Ríos, R." Evaluación de los datos preliminares del sistema de detección de descarga en tiempo real". VI Jornadas Latinoamericanas y III Iberoamericanas en Alta Tensión y Aislamiento Eléctrico ALTAE 2003. Costa Rica, 2003. Congreso Arbitrado.
- [6] Ferro, C. Tarazona, J. "Caracterización cartográfica de la actividad cerámica venezolana y su uso en el diseño de líneas aéreas". IV Jornadas profesionales de CVG EDELCA . Venezuela, 2005. Congreso Arbitrado.
- [7] Calanche,V., Caraballo, A. y otros. "Simulación computacional del comportamiento del sistema Centro - Occidental a 400 kV con compensación Serie". IV Jornadas profesionales de CVG EDELCA. Venezuela, 2005. Congreso Arbitrado.

- [8] Carmona, Y., Carrasco, G. "Estudio de sensibilidad de la vulnerabilidad de las líneas de transmisión ante descargas atmosféricas". IV Jornadas profesionales de CVG EDELCA. Venezuela, 2005. Congreso Arbitrado.
- [9] Blanco, M. y otros. "Propuestas de mejoras del desempeño de una línea de transmisión de 115 kV". VIII Jornadas Latinoamericanas y V Iberoamericanas en Alta Tensión y Aislamiento Eléctrico ALTAE 2007. México, 2007. Congreso Arbitrado.
- [10] Blanco, M. y otros. "Metodología para especificar la protección contra rayos de sistemas fotovoltaicos para comunidades aisladas". IX Jornadas Latinoamericanas y VI Iberoamericanas en Alta Tensión y Aislamiento Eléctrico ALTAE 2009. Colombia. Congreso Arbitrado.
- [11] Aranguren, D. y otros "Efectos de la actividad de rayos en los parámetros de calidad de energía en redes de distribución rural". VI Simposio Internacional sobre de Calidad de la Energía Eléctrica. SICEL 2011. Paraguay, 2011. Congreso arbitrado.
- [12] Salamanca, L. "Herramienta software para el diseño del apantallamiento contra descargas atmosféricas directas en subestaciones eléctricas". VI Simposio Internacional sobre de Calidad de la Energía Eléctrica. SICEL 2011. Paraguay, 2011. Congreso arbitrado.
- [13] Torres-Sánchez, H. "El rayo – Mitos, Leyendas, Ciencia y Tecnología" Editorial UNIBIBLOS. Colombia, 2002.
- [14] Arreaza, V. (Kaikutsé). "Waranapi- La Fuerza del Relámpago". Publicación de CVG EDELCA. Venezuela, 2001.

- [15] Younes, C., Torres-Sánchez, H. "Caracterización de los Parámetros del Rayo en Colombia". Publicación de la Universidad Nacional de Colombia, sede Manizales. Colombia, 2010.
- [16] Torres-Sánchez, H. "Protección contra Rayos" Publicación de la Universidad Nacional de Colombia. Colombia, 2008.
- [17] Martínez, M. "Descargas Atmosféricas en Venezuela" Universidad Simón Bolívar. Venezuela, 2003. [Http://www. NASA](http://www.nasa.gov) Descargas Atmosféricas en Venezuela. Último acceso: 4/07/2009.
- [18] CIGRÉ Report No. 63. "Guide to Procedures for Estimating the Lightning Performance of Transmission Lines". CIGRE, 1991, Responsible Member: A. Eriksson.
- [19] Casas, F. "Tierras. Soporte de la seguridad eléctrica " Editorial ICONTEC. Colombia, 2005.
- [20] IEEE "Guide for Improving the Lightning Performance of Transmission Lines", IEEE Std 1243-1997.
- [21] Martínez, J., Velasco; F. y Castro, A. "Análisis de sobretensiones de origen atmosférico en líneas aéreas de transporte". Publicación Universidad Politécnica de Catalunya. España, 2006.
- [22] De La Rosa, F y Moreno M. "Manual de Coordinación de Aislamiento". Texto del curso de la empresa ESP OIL. México, 2004.
- [23] Sieger, L. "Técnicas de Alta Tensión y sistemas de Transmisión" Editorial Limusa. México, 1996.

- [24] CIGRE Report No. 172. "Characterization of Lightning for Applications in Electric Power Systems". CIGRE, 2000. TF33.01.02. Responsible Member: F. De la Rosa.
- [25] Electric Power research Institute (EPRI). "TFLASH Transmission Line Lightning protection" software and documentation, version 4.0; 2002.
- [26] Arevalo, J. "Climatología de las descargas eléctricas". IV Jornadas profesionales de CVG EDELCA. Venezuela, 2005. Congreso Arbitrado.
- [27] Arevalo, J. "Sistema de Detección y Localización de Descargas Eléctricas Atmosféricas". C.V.G. EDELCA. Venezuela, 2003. <http://www.edelca.com.ve/ambiental/>. Último acceso: 08/10/2009.
- [28] Rangel, M. "Determinación de los parámetros de las descargas atmosféricas que inciden en el diseño de una línea de transmisión de energía eléctrica" Tesis para optar al título de Ingeniero Electricista. UNEXPO. Venezuela, 2004.
- [29] Rojas, R. "Informe de Entrenamiento Industrial II". CIAP / UNEXPO. Venezuela, 2007.
- [30] Anuario Estadístico del Sector Eléctrico Nacional 2010. Publicación del MPPEE. Venezuela, 2011.
- [31] Ley Orgánica del Sistema y Servicio Eléctrico. Gaceta de la República Bolivariana de Venezuela N° 39.573. Fecha: 14/12/10. Venezuela.
- [32] Centro Nacional de Despacho. "Resumen Operativo del Sistema Eléctrico Nacional 2011". CND, MPPEE. Venezuela, 2011.

- [33] CIER. "Síntesis informativa energética de los países de la CIER". Uruguay, 2010.
- [34] Primeras Jornadas. "Análisis y Corrección de Fallas del Sistema Eléctrico Nacional". CORPOELEC, MPPEE. Venezuela, 2011.
- [35] Poveda, M. "Taller de Perdidas de Energía" OLADE. Nicaragua, 2008.
- [36] Comisionadría de los procesos de transmisión. "Comité de Operaciones 02/02/12". CND, MPPEE. Venezuela, 2012.
- [37] Vasquez, C. "Análisis de fallas de una red de 24 kV". Tesis para optar al título de Magister Sc. UNEXPO. Venezuela, 1998.
- [38] MPPEE. "Plan Operativo 2012". CND, MPPEE. Venezuela, 2012.
- [39] NORMA IEC 62305-2 Ed. 1.0. "Protection against lightning". Part 1 y 2. 2004.
- [40] Norma Técnica Colombiana. NTC 4552-2. Colombia, 2008

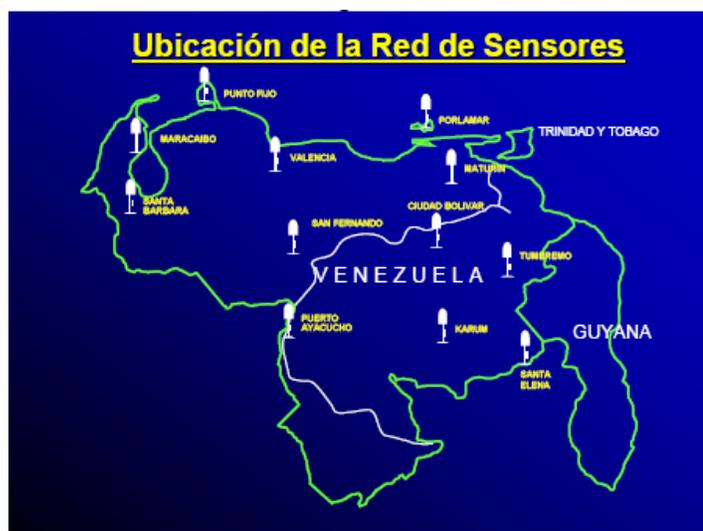
ANEXOS

ANEXO 1.

Ubicación de los sensores del Sistema de Localización y Detección de las Descargas Eléctricas Atmosféricas de CORPOELEC.

Fuente: [26]

Localidad (Estado)	Latitud	Longitud
Porlamar (Nva. Esparta)	N 10.9127	W 63.9814
Sta. Elena de Uairén (Bolívar)	N 7.25202	W61.5236
KArúm Bolívar	N 5.31565	W 63.4025
Ciudad Bolívar (Bolívar)	N 8.12101	W 63.5317
Maturín (Monagas)	N 9.74693	W 63.1593
Puerto Ayacucho (Amazonas)	N 5.61527	W 67.6101
San Fernando de Apure	N 7.88314	W 67.4400
Valencia (Carabobo)	N 10.1540	W 67.9241
Punto Fijo Falcón)	N 11.7815	W 70.1576
Maracaibo (Zulia)	N 8.97601	W 71.9419



ANEXO 2.

Configuración del Sistema de Localización y Detección de las Descargas Eléctricas para localización de las DEA.

Fuente: [26]



ANEXO 3.

Base de datos del Sistema de Localización y Detección de las Descargas Eléctricas

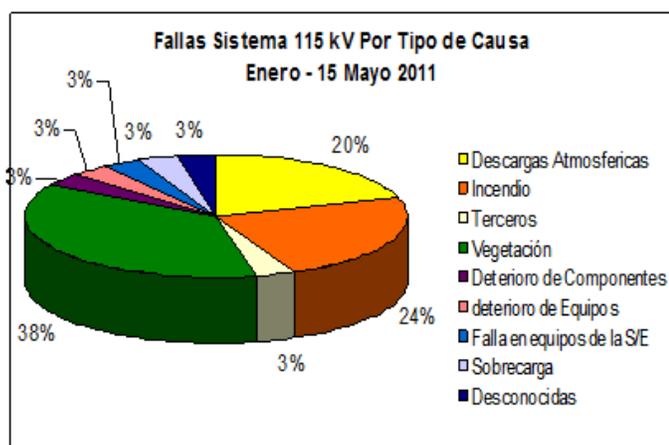
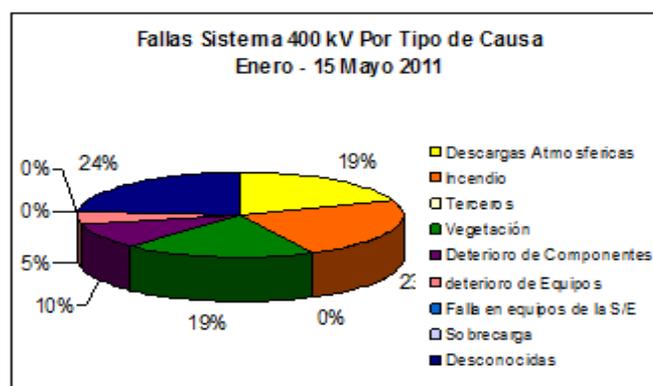
Fuente: [29]

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
1	time	lat	lon	peak_ka	chi_square	ell_smaj	ell_smin	ell_angle	freedom	multi	num_dfrs	
2	06/22/2000 15:15:08.149	805.334	-659.271	-44	0.2	3.6	0.3	1.8	1	0	2	
3	06/22/2000 15:25:08.785	802.644	-659.758	-76	1.2	0.6	0.3	357.3	3	0	3	
4	06/22/2000 15:25:08.854	802.118	-659.906	-27	0.7	3.5	0.3	2	1	0	2	
5	06/22/2000 15:25:08.887	802.959	-659.901	-24	1.1	3.5	0.3	1.9	1	0	2	
6	06/22/2000 15:28:50.163	793.335	-660.589	-34	0.3	3.3	0.3	3	1	0	2	
7	06/22/2000 15:29:34.430	927.861	-650.499	-85	1.4	1.4	0.3	356.8	3	0	3	
8	06/22/2000 15:56:39.809	897.355	-691.234	-44	1.6	27	1.4	293.7	1	0	2	
9	06/22/2000 16:01:09.145	893.353	-690.497	-58	0	25.1	1.4	293.8	1	0	2	
10	06/22/2000 16:06:03.211	844.824	-670.238	-29	0.1	2	0.3	340.2	1	0	2	
11	06/22/2000 16:06:03.377	844.815	-670.248	-22	0.2	2	0.3	340.2	1	0	2	
12	06/22/2000 16:06:48.031	935.879	-652.756	-81	0.5	1.5	0.3	354.7	3	0	3	
13	06/22/2000 16:11:16.371	933.803	-656.259	-48	0	6.2	0.3	354.1	1	0	2	
14	06/22/2000 16:11:28.683	845.048	-669.823	-48	3.3	1.1	0.3	338.7	3	0	3	
15	06/22/2000 16:11:28.724	835.004	-670.366	-58	1.6	6.6	0.8	29.6	1	0	2	
16	06/22/2000 16:20:10.555	498.858	-696.334	123	0.8	7.7	0.3	21.5	3	0	3	
17	06/22/2000 16:26:12.261	939.279	-654.087	-172	0.4	1.5	0.3	353.4	3	0	3	
18	06/22/2000 16:28:28.139	994.114	-682.944	-100	2.3	0.4	0.2	15.6	6	0	5	
19	06/22/2000 16:28:28.188	991.102	-682.704	-42	0	13.2	0.7	315.1	1	0	2	
20	06/22/2000 16:29:58.311	923.162	-655.977	-170	0	24.6	1.1	41.6	1	0	2	
21	06/22/2000 16:29:58.597	931.099	-654.275	-43	0.5	6.5	0.3	356.2	1	0	2	
22	06/22/2000 16:31:52.026	922.537	-656.016	-170	0	24.4	1.1	41.6	1	0	2	
23	06/22/2000 16:33:21.789	937.823	-654.807	-95	1.5	1.5	0.3	352.7	3	0	3	
24	06/22/2000 16:33:29.779	994.725	-689.912	-57	1	0.9	0.2	26.3	3	0	3	
25	06/22/2000 16:35:01.392	99.518	-683.052	-209	0.8	0.5	0.2	23.3	5	0	4	
26	06/22/2000 16:37:27.798	899.961	-697.093	-65	1.2	0.4	0.2	25.9	7	0	5	
27	06/22/2000 16:41:20.190	898.803	-697.325	-72	1.5	0.4	0.2	26	7	0	5	
28	06/22/2000 16:45:44.068	896.776	-697.557	-106	1.1	0.4	0.2	26	7	0	5	
29	06/22/2000 16:47:46.515	896.542	-697.633	-95	1.3	0.4	0.2	26	7	0	5	
30	06/22/2000 16:48:23.641	955.422	-684.817	-92	1.3	0.9	0.2	33	3	0	3	
31	06/22/2000 16:49:14.382	952.345	-684.918	-32	7.9	13.8	0.8	308.4	1	0	2	
32	06/22/2000 16:51:26.116	950.644	-685.548	-77	0.7	4.4	0.2	37.2	1	0	2	
33	06/22/2000 16:52:32.580	95.648	-685.177	-87	1	0.5	0.2	28.2	7	0	5	
34	06/22/2000 16:53:18.434	996.148	-68.266	-86	1	0.6	0.2	28.5	3	0	3	
35	06/22/2000 16:53:32.633	507.425	-594.407	-37	1	8.4	0.5	283.7	1	0	2	
36	06/22/2000 16:54:13.136	953.275	-68.535	-100	1.1	0.8	0.2	14.4	3	0	3	
37	06/22/2000 16:57:00.025	957.719	-685.677	-80	2.7	0.6	0.2	34	5	0	4	
38	06/22/2000 17:01:34.127	880.485	-714.718	-28	0.2	1.7	0.4	315.8	1	0	2	
39	06/22/2000 17:02:22.156	959.988	-686.646	-37	0	16.1	0.8	306.9	1	0	2	

ANEXO 4.

Gráficos de número de fallas de líneas de transmisión por tipo de causa para los niveles de tensión 115, 230 y 400 kV.

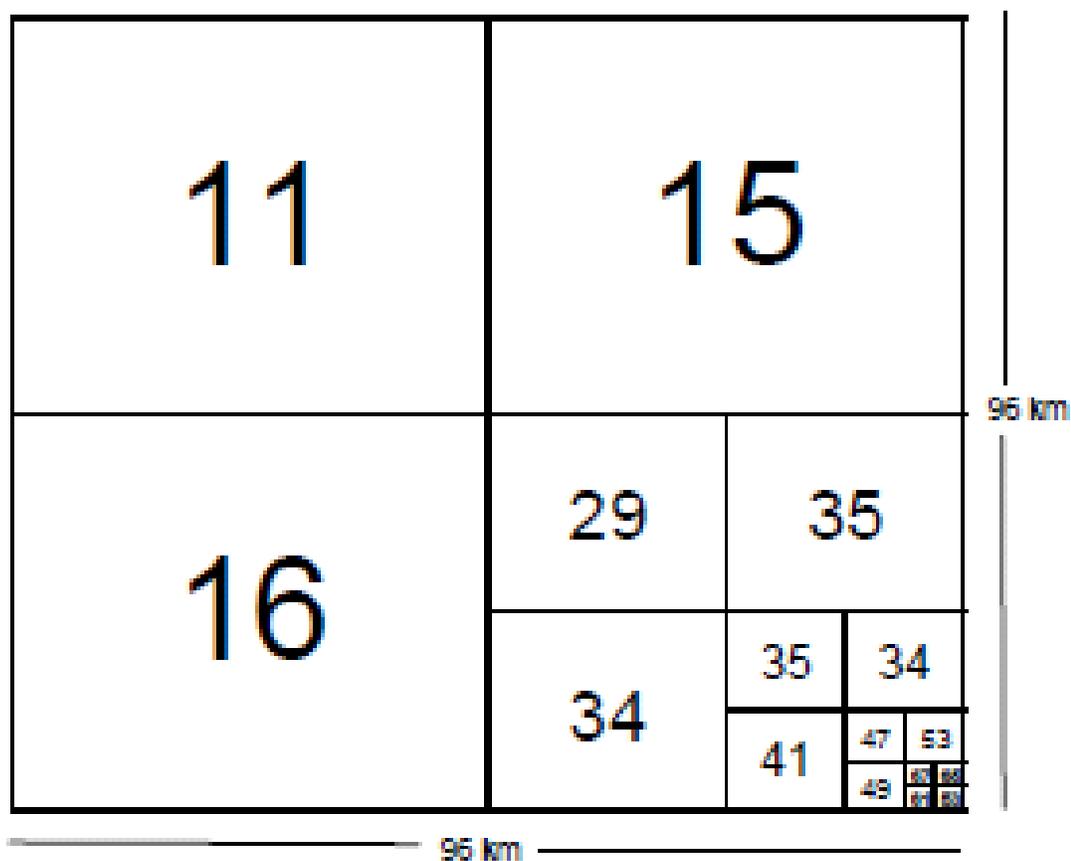
Fuente: [34]



ANEXO 5.

Análisis de la DDT en áreas desde $48 \times 48 \text{ km}^2$ hasta áreas de $3 \times 3 \text{ km}^2$.

Fuente: [13]



ANEXO 6.

Valores de $I_{50\%}$ obtenidos para diferentes países

Fuente: [13]

País	Mediana (kA)
Estados	23
Suiza	30
Suecia	30
Polonia	31
Malasia	36
Brasil⁽¹⁾	43
Rodesia	42
Colombia⁽²⁾	43

ANEXO 7.

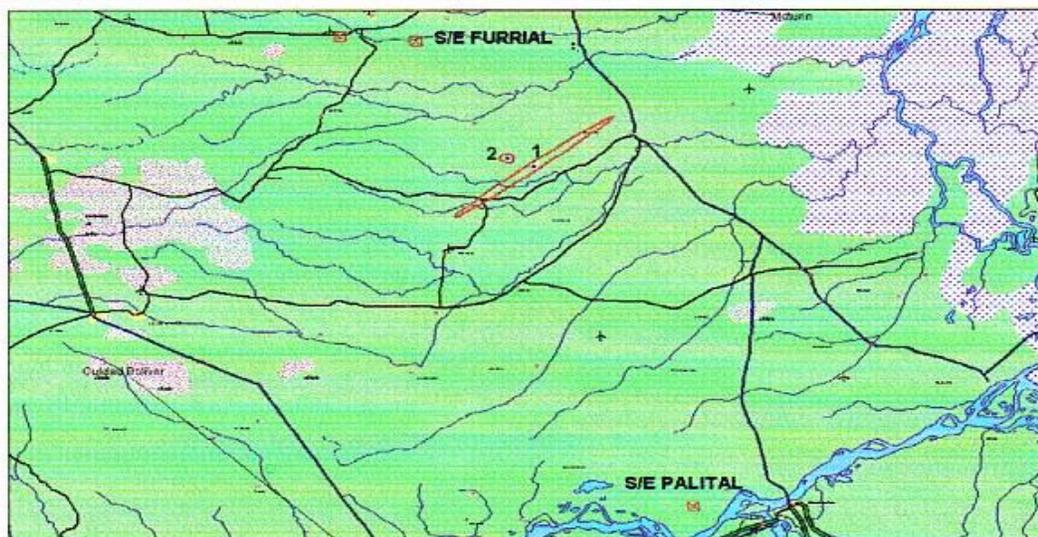
Evaluación del impacto sobre una línea de 400 kV de una DEA usando el SDDEA.

Fuente: [27]

Disparo de la Línea Palital - Furrrial de 400 kV por descargas atmosféricas.

Tiempo de Scan de 16:07:00 a las 16:09:00.

Nº	Hora de la Descarga	Magnitud De Corriente KAmP	Latitud (Y)	Longitud (X)	Distancia Aproximada a la Línea Km.
1	16:07:30.588	-29	9.2876°	-63.2412°	-----
2	16:08:03.684	-24	9.3084°	-63.3037°	-----



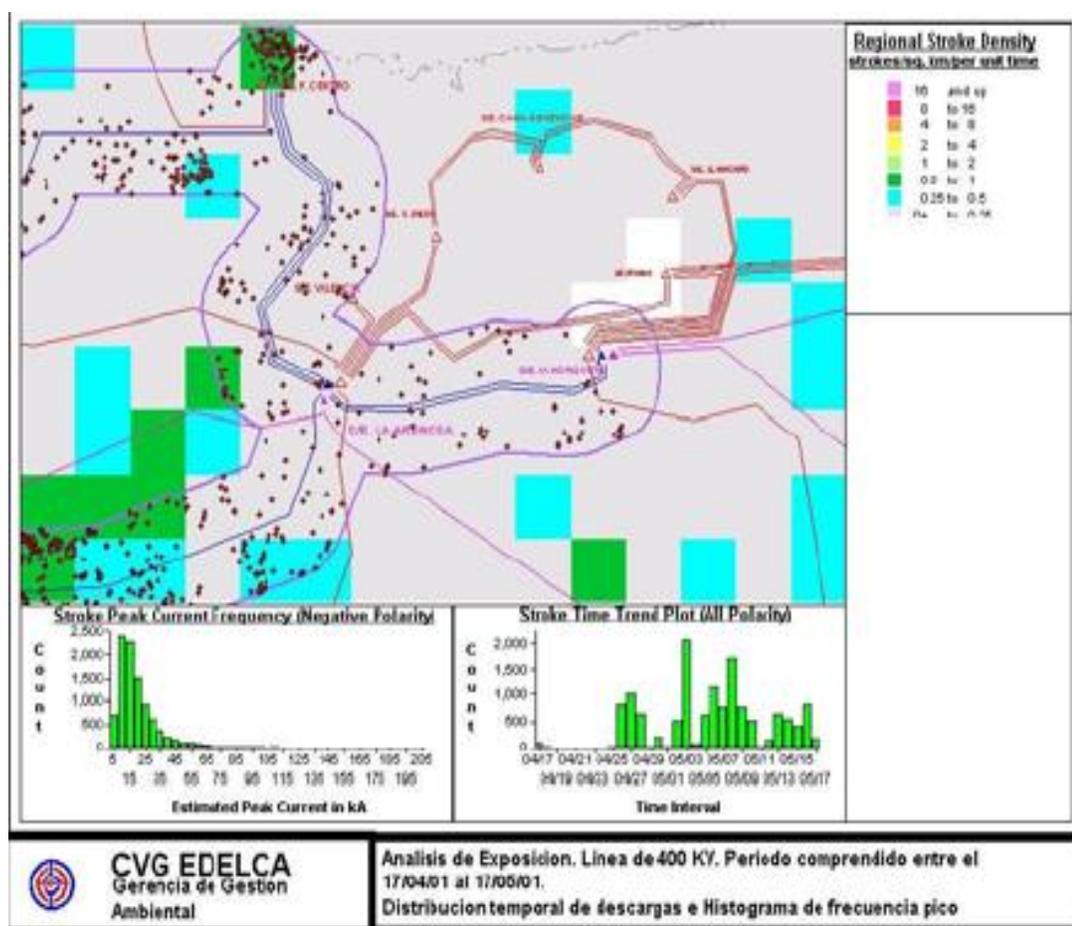
Observaciones:

- Para el análisis de confiabilidad de ubicación de las descargas atmosféricas, se utilizó un porcentaje de probabilidad de 90%, representado por las elipses.
- El Software del SDDEA, no cuenta con los parámetros de ubicación de la Línea Palital - Furrrial de 400 kV.
- La distancia desde la Subestación Palital a la descarga Nº 1 es de 109 Km y a la descarga Nº 2 es de 114 Km.

ANEXO 8.

Reporte de análisis de exposición e histograma de frecuencias para la ACR suministrado por el SDDEA para una línea de 400 kV.

Fuente: [27]



ANEXO 10.

Reporte del programa FLASH para cuadrícula de 20x20 km² con un valor de DDT de 1,54 D/km²/año

