



UNIVERSIDAD
NACIONAL
DE COLOMBIA

Desarrollo de una cartilla con análisis de concepciones erróneas comunes y que ponen en riesgo la seguridad eléctrica de personas en redes de distribución

Francisco Javier Amórtegui Gil

Universidad Nacional de Colombia
Departamento Ingeniería Eléctrica y Electrónica
Bogotá, Colombia

2024

Desarrollo de una cartilla con análisis de concepciones erróneas comunes y que ponen en riesgo la seguridad eléctrica de personas en redes de distribución

Francisco Javier Amórtegui Gil

Trabajo Final de Profundización presentado como requisito parcial para optar al título de:

Magister en Ingeniería Eléctrica

Director:

PhD. Jesús María Quintero Quintero

Línea de Investigación:

Alta tensión

Grupo de Investigación:

GIPYT

Universidad Nacional de Colombia

Departamento Ingeniería Eléctrica y Electrónica

Bogotá, Colombia

2024

Dedicatoria

A mi familia padres y hermanos y especialmente a mi esposa Melba y mis hijos que me han comprendido y acompañado todos estos años y que para este trabajo de grado han estado ahí cerca apoyando la culminación de este proyecto sin dejarme desanimar.

Agradecimientos

A la Universidad Nacional de Colombia por la oportunidad de haberme formado y desarrollado en ella y facilitarme realizar esta maestría.

A Jesús María Quintero Quintero, docente de la Facultad de Ingeniería, quien me ha colaborado en el avance de mi carrera profesoral y que al creer que valía la pena este esfuerzo, me convenció para ingresar al programa y luego fue mi director del Trabajo Final.

A Diego Fernando Muñoz Velandia y Andrés Felipe Escobar Parra exalumnos y ahora colegas por su colaboración con las simulaciones que se requirieron para el análisis.

A mi hija Ana María por su colaboración en búsqueda y resumen preliminar del material bibliográfico y la crítica constructiva a mi estilo de trabajo.

A Fernando Augusto Herrera León, docente de la Facultad de Ingeniería, por su amistad y confianza permanente en el estudio de los casos que nos han llegado del sector industrial.

A Julián, Aurora, Alejandro, Carlos, Diego, Juan, Luis, Martín, Orlando, Hernán, Pedro y Leonardo, quienes de manera anónima me ayudaron con la respuesta a la pregunta de **¿Cómo es que hacen las cosas allá afuera?**

A Juan Diego Arias Giraldo, docente ocasional de la Facultad de Ingeniería por 18 años, por el reconocimiento al gran valor y utilidad de las explicaciones sencillas de los fenómenos que se encuentran en su trabajo como ingenieros electricistas.

A Favio Casas, Jairo Flechas y Oswald Serna, colegas con quienes hemos intentado sacar adelante esta tarea y seguramente se involucrarán en su desarrollo.

A quienes nos han acompañado desde el LABE y el LIATER en la realización de proyectos de asesoría que nos mantienen en contacto con el sector industrial.

Resumen

Desarrollo de una cartilla con análisis de concepciones erróneas comunes y que ponen en riesgo la seguridad eléctrica de personas en redes de distribución

En las aplicaciones de la ingeniería eléctrica se han pasado algunos errores de una generación de ingenieros a otras sin mayor crítica, originando problemas en la operación de los proyectos, problemas que pueden ser desde: corta vida de los equipos, interferencia y mal funcionamiento de estos hasta peligros para la salud o la vida de los operarios, usuarios y público general. Ante esas dificultades las empresas solicitan asesoría a la Universidad Nacional de Colombia. Dentro de estas solicitudes se han identificado casos recurrentes de deficiencias en la interpretación tanto de la teoría de circuitos, como de las normas técnicas respectivas, por lo que se ha considerado por parte de la Universidad Nacional de Colombia, la Asociación de Egresados AIEEUN y algunas empresas privadas, hacer cursos cortos, talleres demostrativos y material didáctico que sirva para mitigar este tipo de debilidades en la interpretación de las normas y las leyes de los circuitos a nivel profesional.

Consecuentes con lo anterior este Trabajo Final de Maestría realiza el primer paso para desarrollar una cartilla actualizable, el análisis ingenieril de tres situaciones que el autor, con base en su experiencia de asesoría al sector industrial, ha calificado como recurrentes y que pueden ocasionar accidentes de gravedad para la salud o la vida de la personas o daño de equipos.

Palabras clave: Circuitos eléctricos, enseñanza de la ingeniería, concepciones erróneas en la ingeniería.

X Desarrollo de una cartilla con análisis de concepciones erróneas comunes y que ponen en riesgo la seguridad eléctrica de personas en redes de distribución

Abstract

Development of a booklet with an analysis of common misconceptions that jeopardize the electrical safety of individuals in distribution networks.

In the field of electrical engineering, some errors have been passed from one generation of engineers to another without much scrutiny, resulting in problems in project operation. These problems can range from the short lifespan of equipment, interference, and malfunction to hazards for the health or life of operators, users, and the public. Faced with these difficulties, companies seek guidance from the National University of Colombia. Within these requests, recurrent cases of deficiencies in the interpretation of both circuit theory and respective technical standards have been identified. Therefore, the National University of Colombia, the Association of AIEEUN Graduates, and some private companies have considered offering short courses, demonstrative workshops, and educational materials to mitigate such weaknesses in the interpretation of standards and circuit laws at a professional level.

In line with the above, this master's Final Project takes the first step towards developing an updatable booklet by conducting an engineering analysis of three situations that the author, based on their experience in advising the industrial sector, has identified as recurrent. These situations can lead to serious accidents affecting the health or life of individuals or causing equipment damage.

Key words:

Electric circuits, engineering education, misconceptions in engineering

XII Desarrollo de una cartilla con análisis de concepciones erróneas comunes y que
 ponen en riesgo la seguridad eléctrica de personas en redes de distribución

Contenido

	Pág.
Resumen	IX
Lista de figuras	XV
Lista de tablas	¡Error! Marcador no definido.
GLOSARIO	XVII
Introducción	1
1. Desarrollo	3
2. Casos de estudio	6
2.1 Sobretensiones al público durante fallas en distribución en MT.....	6
Caso 1. Sistema urbano con alta densidad de usuarios.	9
2.1.1 Caso 2. Un transformador en zona rural o suburbana que alimenta 4 usuarios con viviendas con cimientos de concreto reforzado.....	15
2.1.2 Caso 3. Un transformador en zona rural o que alimenta a un solo usuario con vivienda sin cimientos de concreto reforzado.	16
2.2 Riesgo de sistemas de distribución de un solo hilo en el sector rural y suburbano.....	18
2.2.1 Situaciones especiales agravantes de riesgo	21
- Resistencias de puesta a tierra más elevadas.	21
- Puestas a tierra desconectadas.....	22
- Transformadores de menor impedancia de cortocircuito.....	23
- Zonas rurales con casas básicas sin cimientos de concreto reforzado	23
2.2.2 Posibles alternativas de eliminación o disminución efectiva del riesgo	24
- Prohibición del sistema	24
- Separación de neutro y tierra en el transformador	24
- Mejorar las condiciones de la puesta a tierra	25
2.3 Sobretensiones en la instalación de un transformador de potencial en línea viva	26
3. Conclusiones y recomendaciones	35
4. Bibliografía	37
A. Anexo: Evaluación del potencial eléctrico alrededor de una varilla metálica.	39
B. Anexo: Cartilla para publicar	41

XIV Desarrollo de una cartilla con análisis de concepciones erróneas comunes y que ponen en riesgo la seguridad eléctrica de personas en redes de distribución

Lista de figuras

	Pág.
Figura 2-1. Modelo simplificado del circuito de una falla a tierra de MT, teniendo en cuenta la resistencia de usuarios y postes con neutro conectado a tierra.	8
Figura 2-2. Modelo de circuito simplificado del circuito (de la figura 2.1) de una falla a tierra de MT sin usuarios ni postes con neutro a tierra.	9
Figura 2-3. Potencial en la superficie del suelo alrededor de una varilla con una tensión de 100%	10
Figura 2-4. Modelo de circuito simplificado de una falla a tierra de MT con 50 SPT adicionales	12
Figura 2-5. Potencial en el piso durante una falla en una cuadra de viviendas en la recta que une las varillas de puesta a tierra	13
Figura 2-6. Potencial en el piso para una cuadra en la recta que pasa por la mitad de la vía que separa las dos manzanas de casas conectadas de un mismo transformador	13
Figura 2-7. Líneas equipotenciales en el suelo de una casa cuyos refuerzos de concreto de los cimientos están 100 V	14
Figura 2-8. Potenciales en el suelo ante la energización del refuerzo de acero de los cimientos de la vivienda.	16
Figura 2-9. Potencial en la superficie del suelo alrededor de una varilla con una tensión de 100%.	17
Figura 2-10. Modelo de circuito de un transformador con un solo hilo alimentando a 3 usuarios.	18
Figura 2-11. Modelo ATP del circuito de un solo hilo en MT y neutro de BT conectado a tierra.	20
Figura 2-12. Ejemplo de una instalación de transformador de “un solo hilo” y la puesta a tierra del contador	21
Figura 2-13. Conexiones normales de un transformador de potencial entre fases.	27
Figura 2-14. Conexión incompleta de un TP. El recuadro rojo muestra el hilo suelto, que aún no se ha conectado.	28
Figura 2-15. Capacidades parásitas de la red de alimentación de un transformador	29
Figura 2-16. Montaje de prueba experimental demostrativa de la ferorresonancia.	30
Figura 2-17. Modelo elemental del transformador de potencial alimentado por BT mostrando las capacitancias parásitas del devanado de AT.	31
Figura 1-18: Circuito equivalente del TP con un cable suelto y con carga	33

Lista de Tablas

pag

Tabla 2-1. Corriente de falla en los diferentes puntos del circuito de MT donde se muestran los 4 rayos.	7
Tabla 2-2. Variación de la corriente y la tensión de la puesta a tierra con el número de usuarios. Suponiendo todas las puestas a tierra del lado de la carga de BT en paralelo.	9
Tabla 2-3. Valores de la tensión de la puesta a tierra GPR en un corto F-F en BT	20
Tabla 2-4. Resistencia de puesta a tierra de varilla de 2,4 m en función de la resistividad del suelo	22
Tabla 2-5. Resultados de la prueba de vacío y corto del TP de 13200 a 120 voltios 25 VA	30
Tabla 2-6. Tensión inducida en secundario para diferentes longitudes de cable suelto. Alimentación: 220V, RT=110	32
Tabla 2-7. Prueba de vacío y corto de TP 34,5kV/115V RT=300	32
Tabla 2-8. Tensión inducida en secundario para diferentes longitudes de cable (L) suelto. TP 34500/115, Alimentación 200 V con relación de transformación (RT) de 300.	32

GLOSARIO

Símbolo	Significado
AT/MT/BT	Alta, media y baja tensión respectivamente
ATP	Programa de análisis transitorio (Alternative Transient Program)
EPM	Empresas Públicas de Medellín
fp	Factor de Potencia
GPR	Elevación de la tensión de tierra, por su sigla en inglés.
IEC	Comisión Electrotécnica Internacional
IEEE	Instituto de Ingenieros eléctricos y electrónicos
MEF	Método de los elementos finitos para la evaluación de campos vectoriales y escalares
NFPA	Asociación nacional de bomberos en los EUA, por su sigla en inglés
NTC	Norma Técnica Colombiana. Emitida por el Instituto Colombiano de Normas Técnicas ICONTEC
OR	Operador de la red
RETIE	Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas emitido por el Ministerio de Minas y Energía de Colombia
R_G	Resistencia de la malla (o electrodos) de puesta a tierra
$R_{G\ S/E}$	Resistencia de la malla (o electrodos) de puesta a tierra de subestación
$R_{G\ Local}$	Resistencia de la malla (o electrodos) de puesta a tierra del sitio en estudio
S/E	Subestación eléctrica
SPT	Sistema de puesta a tierra
TC	Transformador de corriente (CT en inglés)
TP	Transformador de potencial (PT en inglés)
Z_{CC}	Impedancia de Corto Circuito

Introducción

Las fallas en los sistemas eléctricos pueden ser de múltiples presentaciones, pero la mayoría son las fallas de cortocircuito, entre fases o entre fases y tierra y las fallas de rotura de conductores que pueden ocasionar ferorrresonancia con los transformadores (Jahadirgar, 2018) y arcos eléctricos. Las fallas a tierra son especialmente peligrosas por las tensiones que hacen aparecer en sitios donde normalmente no hay -ni debería haber- tensión. Los sistemas de puesta a tierra (SPT) corresponden a una de las maneras de protección de las personas al minimizar las diferencias de potencial entre partes conductoras accesibles. Al ser un sistema de equipotencialización entre partes conductoras, deben limitar las tensiones a las que se someten las personas, en caso de una falla, a valores de tensión o corriente inferiores a los límites máximos de soportabilidad del ser humano definidas por las normas IEEE 80 e IEC 60479 de amplia aceptación internacional.

La SPT tiene la misión de garantizar la seguridad de las personas en casos de fallas a tierra y ha sido una práctica desde los comienzos (con alguna interrupción) del uso masivo de la electricidad. Aunque en un principio contó con un desarrollo anárquico, sin normalización o sustento teórico, en la década de 1970 la IEEE recopiló lo que había de prácticas sobre sistemas de puesta a tierra de sistemas eléctricos y lo fue depurando y consolidando en reglas, con amplia discusión y análisis científico, que llevan a guías y normas robustas y de amplia utilización en el mundo y que hoy se presentan en la norma IEEE 80 cuya versión más reciente es la de 2013. Adicionalmente la IEEE redactó unos libros compendio de las recomendaciones en varios otros temas específicos como instalaciones industriales (libro verde), Instalaciones hospitalarias (libro blanco), etc. En Colombia el RETIE volvió obligatorio el SPT de acuerdo con las normas IEC e IEEE 80 dado su sustento teórico y amplia experiencia acumulada y sintetizada en cada uno de los diferentes artículos de las normas.

Las aplicaciones de subestaciones y líneas de AT cuentan con personal especializado y de amplia experiencia que, haciendo uso de modelos de componentes simétricas y

software convenientemente validado, o el método de elementos finitos (MEF), pueden acercarse a los valores que se presentan en la realidad en casos de fallas y tomar los correctivos necesarios desde el diseño.

La norma IEEE-80 además de proponer los requisitos de los SPT, al establecer los potenciales de paso y contacto máximos admisibles, también da una guía de diseño, que se utiliza convenientemente en los diseños de grandes proyectos de alta tensión. Sin embargo, esta misma norma ha sido origen de errores al aplicarla a pequeños proyectos de MT, pues, aunque las explicaciones y demostraciones son claras y bien sustentadas en la teoría o la experimentación, algunas aproximaciones no son válidas. Uno de los puntos de confusión pueden estar en los ejemplos, ya que en casos de fallas en AT el sistema de potencia se comporta como una **fuerza de corriente** donde claramente al disminuir la resistencia de puesta a tierra, disminuye “casi” proporcionalmente la tensión de la puesta a tierra (GPR), situación que no ocurre en MT y BT donde “casi” independientemente de la resistencia de puesta a tierra los valores de tensión no varían debido a que la impedancia Thevenin de estos circuitos es mucho más baja que en sistemas AT y por tanto se comportan como **fuentes de tensión**.

A nivel de MT y BT hay normas detalladas (EPM, 2019), hay literatura con datos útiles para usar en los cálculos realizados con el MEF, y que mejoran a la IEEE-80 como el desarrollado por Ramírez y Cano (Ramírez & Cano, 2010), notas de aplicación de empresas fabricantes (Schneider Electric, 2000), etc., pero no logran llegar de manera aplicable a quienes adelantan proyectos de distribución. Además, algunas exigencias de los OR que aprueban este tipo de proyectos pueden conducir a error.

Se necesita eliminar fallas graves que muestran una deficiente configuración de la red o una ineficaz coordinación de protecciones que lleven a accidentalidad, pues algunas fallas demoran tanto tiempo, siendo severas, que permiten al usuario tomar decisiones que los lleven a la muerte al tratar de impedir que un equipo se les dañe cuando ocurre una falla. No se puede continuar con casos en que la gente muere electrocutada por tocar la nevera. Un documento de Ministerio de Industria Comercio y Turismo -Mincit- (Mincit - Ministerio de Comercio, Industria y Turismo, s.f.) muestra esta realidad de 9 electrocuciones 7 heridos por tocar la nevera en diferentes eventos. Estos casos no necesariamente son causados por deficientes instalaciones internas como generalmente lo concluyen los OR, y que en muchas situaciones son por causa de problemas en la red de distribución.

1.Desarrollo

El RETIE desde 2005 propuso un sistema de puesta a tierra unificado, es decir, en la misma estructura -construcción- debe haber un solo sistema de puesta a tierra a cambio de varios independientes que se venían haciendo antes y que tenían mucho arraigo entre los ingenieros colombianos (Tierra del sistema de potencia, tierra de los sistemas de comunicaciones y de datos, tierra del sistema de protección contra rayos, tierra para equipos especiales). Esta exigencia de RETIE se está imponiendo y cada vez se tienen sistemas más seguros, pero persisten algunas interpretaciones que no ayudan a tener sistemas eléctricos seguros ante fallas a tierra de estos.

Los sistemas de distribución no son ajenos a estas prácticas peligrosas y se ha detectado una práctica perniciosa de diseñar de una manera y construir de otra, en la que los diseños se vuelven letra muerta que solo sirve para que los inspectores avalen los sistemas de puesta a tierra y la instalación en general pero que no cumplen con los requisitos de seguridad exigidos, esto es consecuencia, entre otras razones, de exigencias excesivas o que no cumplen las leyes de los circuitos, que no aportan a la calidad del sistema y también por interpretaciones erróneas de las normas y la no aplicación adecuada de la teoría de circuitos y los conceptos básicos del electromagnetismo.

La teoría básica de circuitos tiene dificultad para muchos estudiantes de ingeniería eléctrica y hay estudios que muestran que también docentes de esa asignatura mantienen concepciones erróneas (Espera, 2020) que, aunque han sido trabajadas y superada su evaluación académica de desempeño, persisten en la concepción más íntima de los ingenieros, lo que les dificulta identificar errores y mejorar procedimientos. Aparte de este caso de los docentes, no se hallaron estudios que permitieran mostrar las consecuencias de esas concepciones erróneas en la vida profesional de un ingeniero dedicado al diseño, construcción, mantenimiento u operación de sistemas eléctricos, pero si hay estudios de porque fallan las obras de ingeniería y muchas de ellas son por error

humano pero, ya no se analiza a nivel personal del ingeniero y sus posibles falencias sino de la cultura organizacional a la que pertenece que debería ser capaz de detectar estas debilidades en los proyectos y corregirlos en las etapas de supervisión y aprobación y aunque en los análisis de causas de falla cada cual trata de salvar su responsabilidad personal se hacen los análisis de causa y se encuentran mejoras. Consultada una antropóloga, sobre el aprendizaje por análisis de falla, las concepciones erróneas y la tendencia a minimizar o esconder la responsabilidad personal, tratadas por los autores (Ariely, 2008; Petroski, 2007) resaltan la importancia de que en las universidades y en capacitación para el trabajo se analicen estos errores, pues esto eliminaría buena parte de estos en la vida profesional. Este es el resumen de su análisis (que considero importante dejar aquí para la reflexión y no en una nota de pie de página), que recomiendan traer los errores de ingeniería a las aulas para analizarlos y hacer **“superexpertos de repente”**

“Dentro del estudio de los errores y fallos en la ingeniería nos encontramos con los problemas relacionados a los sesgos que afectan la toma de responsabilidad de los individuos o empresas. Es importante comprender los sesgos cognitivos, especialmente en el contexto de asumir la responsabilidad, se proporciona un marco más completo que explora no solo los aspectos técnicos de los fallos en ingeniería, sino también las dimensiones psicológicas que afectan la respuesta y la prevención de futuros incidentes. Esta perspectiva podría ayudar a diseñar estrategias para cambiar la cultura en torno a la toma de responsabilidad. Esto podría incluir la implementación de sistemas que fomenten la honestidad sobre los fallos, ya que a través de estas experiencias podrían formularse nuevas metodologías y sistemas de prevención.

Autores como Henry Petroski destaca la importancia de aprender de los errores y fallos en la ingeniería para mejorar las prácticas y prevenir futuros incidentes. En palabras de Henry Petroski, “(...) igual que es probable que nadie que conozca el caso del puente de *Tacoma Narrows* ignore el efecto del viento en un puente colgante, nadie que recuerde las pasarelas del *Hyatt Regency* dejará que una unión tirante-viga escape al escrutinio más atento. De este modo, la tragedia hizo que muchos técnicos inexpertos se volvieran mucho más expertos de repente. Los fallos deberían ser parte permanente de la literatura ingenieril, precisamente, para que esas lecciones se graben en la mente de los jóvenes ingenieros.” (Petroski, pg. 129). Petroski enfatiza que los fallos deben ser documentados y estudiados como parte esencial de la literatura ingenieril para que las lecciones extraídas se transmitan a las generaciones futuras.

Este enfoque de aprendizaje a través de la experiencia se alinea con los conceptos de Dan Ariely, especialmente en su obra "Predictably Irrational". Ariely donde explora cómo los

sesgos cognitivos pueden influir en la toma de decisiones y en la aceptación de responsabilidad.

Aunque Petroski constantemente recuerda la importancia de incluir los fallos de manera permanente de la literatura ingenieril para que las lecciones se graben en la mente de los ingenieros, podemos entender a través de Ariely y su entendimiento de los sesgos cognitivos como dificultan la aceptación de responsabilidad, ya que las personas pueden racionalizar sus acciones y minimizar los errores para proteger su autoimagen.

Dentro de los estudios de Ariely se ha demostrado que los sesgos cognitivos, como la aversión a las pérdidas y la justificación propia, pueden influir en la manera en que las personas evalúan y asumen responsabilidad. La cita de Petroski sugiere que, al aprender de los fallos, los ingenieros pueden superar estos sesgos y mejorar sus prácticas.

Podemos concluir que ambos autores abogan por la importancia de aprender de los fallos. Mientras que Petroski se centra en la experiencia concreta de ingenieros, Ariely proporciona un marco teórico para entender por qué los sesgos cognitivos pueden afectar la toma de responsabilidad después de un fallo. (Ariely, 2008; Petroski, 2007)”

El problema es más complicado de identificar y remediar cuando los ingenieros, técnicos o tecnólogos no están en una organización que haga supervisión y crítica eficaz a su trabajo, que es común en trabajos “pequeños” como los proyectos de distribución urbana o rural, en este caso, una formación permanente, este tipo de publicaciones y una mayor claridad en las normas y procedimientos, ayudaría a eliminar paulatinamente este tipo de errores.

2. Casos de estudio

El compromiso en este trabajo es analizar tres casos seleccionados como primera etapa de la cartilla propuesta, estos casos son: Análisis de sobretensiones al público en sistemas de distribución en casos de falla, Ferrorresonancia en la instalación de transformadores de potencial en línea viva y análisis de sobretensiones a las que se ven sometidas las personas con los sistemas de distribución en media tensión -MT- de un solo hilo.

2.1 Sobretensiones al público durante fallas en distribución en MT.

Las consecuencias de fallas en los sistemas de MT son diferentes dependiendo del tipo de usuarios al que se preste el servicio, si es urbano con una alta densidad de usuarios, suburbano con baja densidad de usuarios y sectores rurales con muy pocos usuarios o usuarios únicos por cada transformador. También depende, especialmente en el sector rural, del tipo de vivienda si tiene cimientos en concreto reforzado o no.

En el caso de los transformadores MT/BT de poste normalmente se exige una resistencia de puesta a tierra de 10Ω o menos, cuando la exigencia de RETIE (Ministerio de minas y energía, 2013) es la de garantizar los potenciales de paso y contacto soportables, esto se lograría si se construye lo que se diseña.

Como estudio de caso se analizará un sistema de distribución como se usa en área de Bogotá que no lleva el neutro en redes aéreas de MT, ya que en otras partes del país las redes aéreas primarias de MT llevan las tres fases y el neutro. El siguiente circuito aplicable a las tres condiciones de los usuarios presentadas antes consta de una fuente y su impedancia thevenin (transformador con su capacidad de cortocircuito), la impedancia de la línea fallada se trabajó como un sistema monofásico de un solo hilo y retorno por tierra dado que solo una línea está en falla, si la situación fuera diferente (Falla LLT o LLLT) es preferible usar el modelo de componentes simétricas de común aplicación que

tiene en cuenta las interferencia entre las líneas. Las puestas a tierra se representan con un modelo resistivo cuyo valor es la resistencia de puesta a tierra estimada. La falla se supondrá de resistencia nula (corto franco a la puesta a tierra).

En RETIE en los literales c y d del artículo 15.2. requiere:

b. Determinar la corriente máxima de falla a tierra, que debe ser entregada por el Operador de Red, en media y alta tensión para cada caso particular.

c. Determinar el tiempo máximo de despeje de la falla para efectos de simulación.

(Ministerio de minas y energía, 2013)

Para estos casos, algunos OR entregan las curvas de respuesta de las protecciones de sobrecorriente y de falla a tierra del circuito de donde se conectará la nueva obra, para que el ingeniero haga la coordinación de protecciones adecuada con el resto de la red primaria del OR. Respecto de la corriente de falla a tierra se presentan dudas en la información suministrada pues no es totalmente claro a que se refieren los datos dados.

La . muestra el modelo monofásico simplificado del circuito de falla, en este caso una falla Fase-Puesta a tierra de la subestación en diseño (punto de conexión), los cuatro rayos rojos corresponden a los sitios donde podría ocurrir la falla y que la información dada por el OR no discrimina. Las fallas que van a tierra ideal son “teóricas” simuladas suponiendo una resistencia de falla a tierra nula. De acuerdo con el aparte 15.2 del RETIE (Ministerio de minas y energía, 2013) y para dar claridad, el OR debería dar los datos en el punto de conexión y con falla a la tierra ideal (Impedancia de falla nula a tierra ideal), para que el diseñador mediante un modelo obtenga el valor de la corriente de falla lo más cercana a la realidad y pueda hacer los ajustes por crecimiento de la red. La corriente de falla calculada usando la teoría de circuitos, reemplazando el “rayo” respectivo por un cortocircuito en cada uno de los sitios indicados, se muestra en la tabla 2-1 donde se observa la gran diferencia entre las corrientes de cada sitio de falla de la

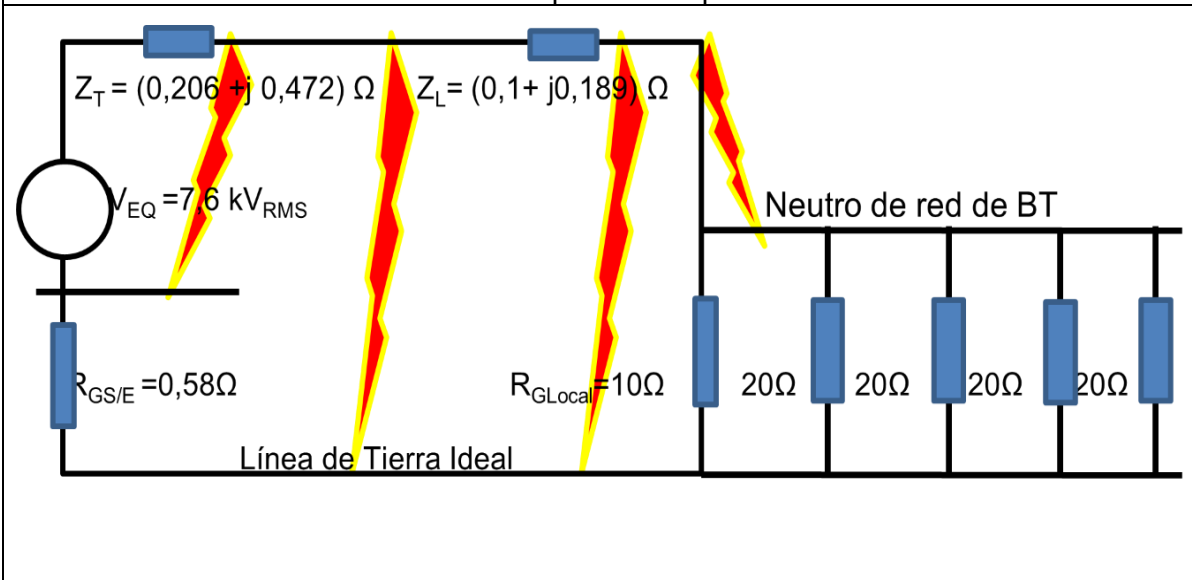
Tabla 2-1: Corriente de falla en los diferentes puntos del circuito de MT donde se muestran los 4 rayos.				
Sitio	Izquierda	Centro - Izquierda	Centro - Derecha	Derecha
Corriente	14,8 kA	8,31 kA	6,89 kA	699 A

figura por lo que es muy importante que sea claro a que se refiere el dato¹ dado por el operador de red (OR). Otro inconveniente con la información es que no se aplica la teoría

8 Desarrollo de una cartilla con análisis de concepciones erróneas comunes y que ponen en riesgo la seguridad eléctrica de personas en redes de distribución

de circuitos para establecer la corriente en la puesta a tierra pues puede haber varios caminos para las corrientes de falla, en el caso de los circuitos analizados sería el neutro y todas sus puestas a tierra tanto en postes con neutro conectado a tierra, como la de los usuarios en cada casa.

Figura 2-1 Modelo simplificado del circuito de una falla a tierra de MT, teniendo en cuenta la resistencia de usuarios y postes con neutro conectado a tierra. Z_T es la impedancia Thévenin de la fuente hasta la fuente (terminales de salida del transformador de potencia), Z_L es la impedancia de la línea de 1 km, $R_{GS/E}$ Resistencia de puesta a tierra de la subestación y R_{GLocal} es la resistencia de puesta a tierra del sitio de la subestación de distribución bajo estudio. El circuito que se muestra es el caso del corto circuito entre la línea de MT, en el transformador local y el neutro del sistema de baja tensión del mismo transformador. Se desprecia la impedancia de los conductores de BT.



La Tabla 2-2 muestra los resultados calculados mediante la teoría de circuitos, la simulación por diferencias finitas en Excel de una barra de 5/8" y 2,4m (Ver apéndice A) y asumiendo todas estas resistencias en paralelo, es decir despreciando el efecto de la resistencia mutua debido a que su distancia de separación es mucho mayor que la longitud de la varilla.

Algunos de los consultados acerca del origen de los datos de las corrientes de falla para el diseño de los SPT, manifestaron que el OR les solicita diseñar la puesta a tierra con una corriente a tierra cuyo valor es el 60% de la corriente de falla a tierra dada por el mismo operador de red, lo que representa una fuente de errores al prestarse para violar la teoría de circuitos.

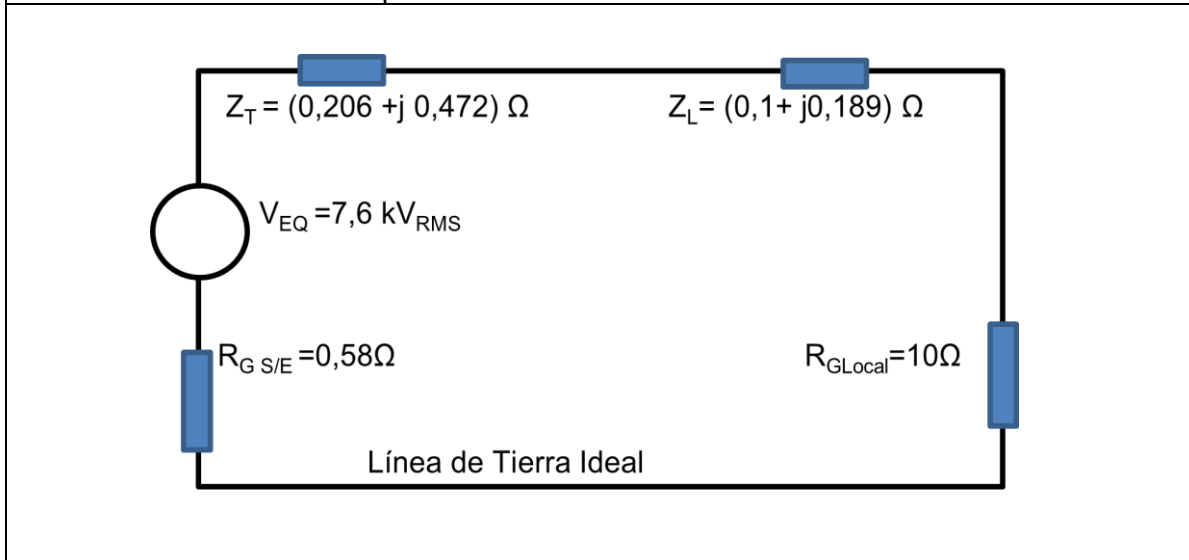
Tabla 2-2. Variación de la corriente y la tensión de la puesta a tierra con el número de usuarios. Suponiendo todas las puestas a tierra del lado de la carga de BT en paralelo

# de usuarios con SPT	0	1	2	3	4	5	6	20	50	100
Corriente de falla [kA]	0,7	1,0	1,3	1,5	1,8	2,0	2,2	4,0	5,3	6,0
Corriente Tierra [kA]	0,70	0,67	0,64	0,62	0,59	0,57	0,55	0,36	0,20	0,12
I_{Tierra} (%)	100	66	50	0,4	33	29	25	9,1	3,8	2
Elevación de Tensión de Tierra [kV]	7,0	6,7	6,4	6,2	5,9	5,7	5,5	3,6	2,0	1,2

Caso 1. Sistema urbano con alta densidad de usuarios.

Para esta densidad de usuarios (más de 50) se utiliza un transformador de 112,5 kVA en poste, cuya resistencia de puesta tierra local de la S/E es máximo de 10Ω lograda con tres varillas de 2,4m en un terreno con una resistividad de $72\Omega\cdot m$, (especialmente baja).

Figura 2-2: Modelo de circuito simplificado del circuito (de la figura 2.1) de una falla a tierra de MT sin usuarios ni postes con neutro a tierra.



En caso de una falla a tierra desde las fases de MT con una capacidad de corriente de cortocircuito a tierra representada por Z_T , se tendría un potencial de tierra (GPR) que originaría -en el terreno aledaño a la puesta a tierra del poste- potenciales de paso y contacto del orden de 7 kV - de acuerdo con la tabla 2-2 para cero usuarios-. El tiempo que demora esta tensión es el de la duración de la falla, tiempo que depende de la protección diferencial (ajustada a corriente del orden de 70 A) o de sobrecorriente (ajustada en 320 A), pero que en este caso con una corriente de falla 700 A dispararía

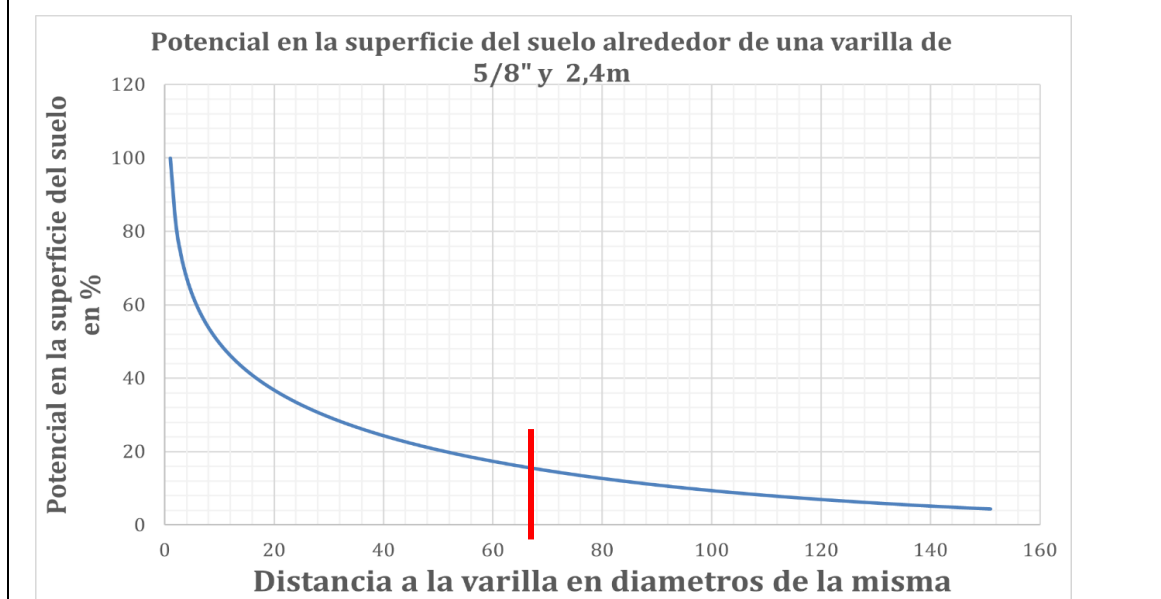
10 Desarrollo de una cartilla con análisis de concepciones erróneas comunes y que ponen en riesgo la seguridad eléctrica de personas en redes de distribución

primero la protección diferencial en 15 ms. El tiempo total de despeje de la falla es el tiempo que demora la acción de la protección diferencial más el tiempo de operación del interruptor estimada en 40 ms¹, se tendría un tiempo de despeje de 55 ms. En un tiempo de despeje de 55 ms la máxima tensión de contacto que se aplica a una persona corresponde a 568 V de acuerdo con la ecuación propuesta por IEEE-80 (IEEE, 2015).

$$V_{Max} = \frac{0,116}{Raiz(t)} * (1000 + 1,5\rho_s) \quad Ec 1$$

Siendo ρ_s la resistividad superficial del suelo en $\Omega.m$ (100 para este caso) y t en tiempo de despeje de la falla en segundos (0,055s). V_{Max} es la máxima tensión de contacto en circuito abierto en voltios, que en este caso es de 568 V

Figura 2-3: Potencial en la superficie del suelo alrededor de una varilla con una tensión de 100%. Se halló por el método de diferencias finitas en 2D (ρ y z). La línea roja corresponde a la distancia de 1m para una varilla de 5/8" de diámetro.



¹ Este es un valor típico con interruptores actuales, si son antiguos este tiempo puede ser el doble o más.

Este valor se ve ampliamente sobrepasado por la tensión de contacto real de 7 kV en mano y el 17% de ese valor en el pie, eso implicaría una tensión de contacto (en vacío) del orden de 5,8kV.

Algunas electrificadoras proponen solo una varilla lo que haría más alta la tensión a que se somete una persona (Ver figura 2-3 con la curva debida a una sola varilla), si se trabaja con un 60% de la corriente, como se sugiere sin justificación en este caso, la tensión sería de 2,9 kV que sigue superando el valor máximo admisible de 568 V. Es decir, esta puesta a tierra, aunque cumplieran el “requisito” de los 10Ω no cumpliría con los potenciales de paso y contacto que son la exigencia real de seguridad.

Si esta puesta a tierra se calculara con los valores sugeridos por el OR la situación sería:

- $I_{\text{Falla a Tierra}} I_{FT} = 7 \text{ kA}$; corriente a tierra el 60% $I_G = I_{FT} * 0,6 = 4,2 \text{ kA}$
- Resistencia de puesta a tierra (R_G) = 10Ω
- Potencial de la puesta a tierra = $I_G * R_G = 42 \text{ kV}$
- Este valor no tiene sentido porque la fuente es solo de 7,6 kV y el circuito es RL.
- Desafortunadamente esta situación, aunque es absurda, no cumple la ley de Kirchhoff de tensiones y tampoco resulta en la práctica además es muy común en diseños de ingeniería; mucho más de lo que se estima.

Ante esta situación y la del caso de arriba, los diseñadores se ven obligados a especificar la utilización de suelos de grava o asfalto de más de $3000 \Omega\text{m}$ de resistividad para poder cumplir los requisitos del diseño. Si se llegare a construir así (algunas veces la exigencia solo se queda en el papel) rápidamente el pasto crece entre y sobre la grava sin que nadie le haga mantenimiento lo que eliminaría el efecto de la capa de grava. Este caso está analizado con los criterios de la zona de Bogotá, pues en otras zonas del país las redes de MT llevan el neutro desde la S/E de potencia y ahí el análisis y los riesgos serían muy diferente.

Este mismo caso se puede ver desde otro punto de vista, cuando está operando normalmente. Esta visión sería la interpretación del numeral 15.1 primera y segundas viñetas del RETIE que dicen:

El sistema de puesta a tierra debe cumplir los siguientes requisitos:

- Los elementos metálicos que no forman parte de las instalaciones eléctricas no podrán ser incluidos como parte de los conductores del sistema de puesta a tierra. Este requisito no excluye el hecho de que se deben conectar a tierra, en muchos casos.

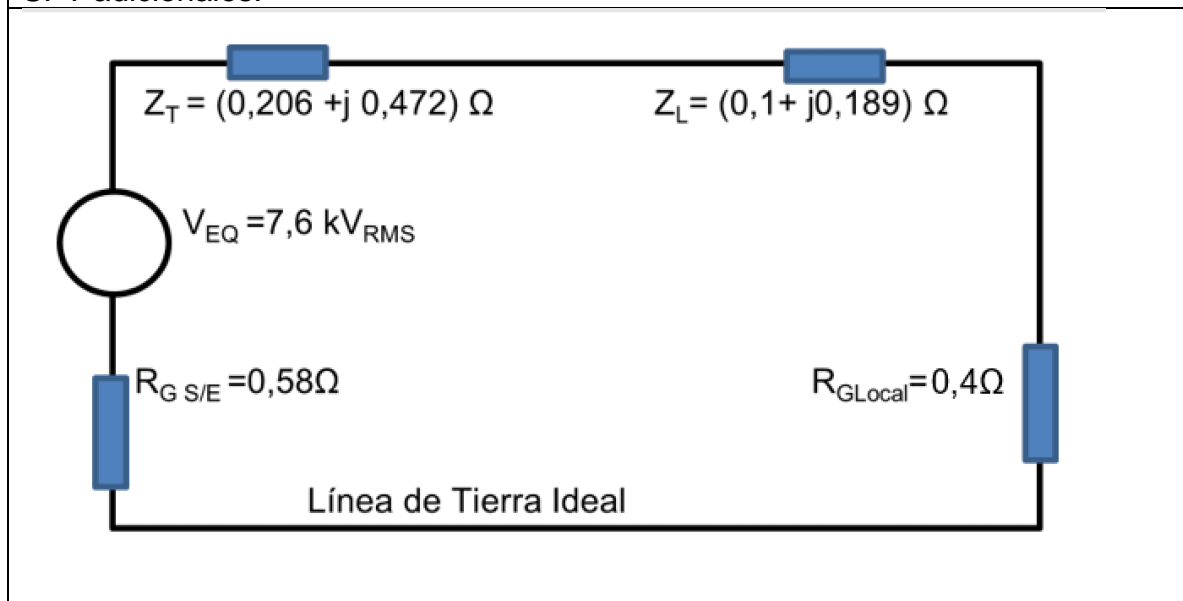
12 Desarrollo de una cartilla con análisis de concepciones erróneas comunes y que ponen en riesgo la seguridad eléctrica de personas en redes de distribución

- Los elementos metálicos principales que actúan como refuerzo estructural de una edificación deben tener una conexión eléctrica permanente con el sistema de puesta a tierra general.

(Ministerio de minas y energía, 2013)

En este caso la puesta a tierra está conectada al neutro de la red que llega a todos los usuarios donde es esperable que prácticamente todos dispongan de una varilla de puesta a tierra a la entrada de la instalación eléctrica de unos 20Ω y como son 50 “en paralelo” la resistencia equivalente sería del orden de $0,4\Omega$, (este valor no es exacto debido ya que no se consideró la resistencia mutua entre las diferentes puestas a tierra pero es una aproximación razonable. Con el método de elementos finitos se calculó en $0,6\Omega$). Una publicación muestra la resistencia equivalente de una determinada cantidad de puestas tierra (Ramírez & Cano, 2010). Para este caso de ejemplo la tensión de la puesta a tierra respecto al suelo bajaría a menos de la mitad de la tensión (2100 V) ver Tabla 2-2 para 50 usuarios y su circuito equivalente en la Figura 2-4.

Figura 2-4: Modelo de circuito simplificado de una falla a tierra de MT con 50 SPT adicionales.



Este caso resuelto teniendo en cuenta todas las puestas a tierra, requiere menos exigencia sobre la puesta a tierra, aunque $2,1\text{ kV}$ todavía son bastante para una instalación de poste, en este caso la cantidad de puestas a tierra hace que se eleve el potencial del suelo mucho más que con una sola varilla, a cerca del 50% de la tensión de las varillas, como se muestra en la figura 2.5 y 2.6. El 1 kV restante es más fácil de

distribuir en el piso sin sobrepasar los valores máximos admisibles por el RETIE (Ministerio de minas y energía, 2013).

Para establecer la magnitud de la elevación del potencial del piso se corrió el caso con un programa de elementos finitos los resultados se muestran en Figura 2-5 y Figura 2-6. En ellas se observa que el suelo se elevó prácticamente hasta la mitad del valor de la tensión del sistema de puesta a tierra, lo que disminuye efectivamente a la mitad el potencial de paso y contacto que se puedan presentar en el momento de una falla de la fase de MT a Tierra.

Figura 2-5: Potencial en el piso durante una falla en una cuadra de viviendas en la recta que une las varillas de puesta a tierra.

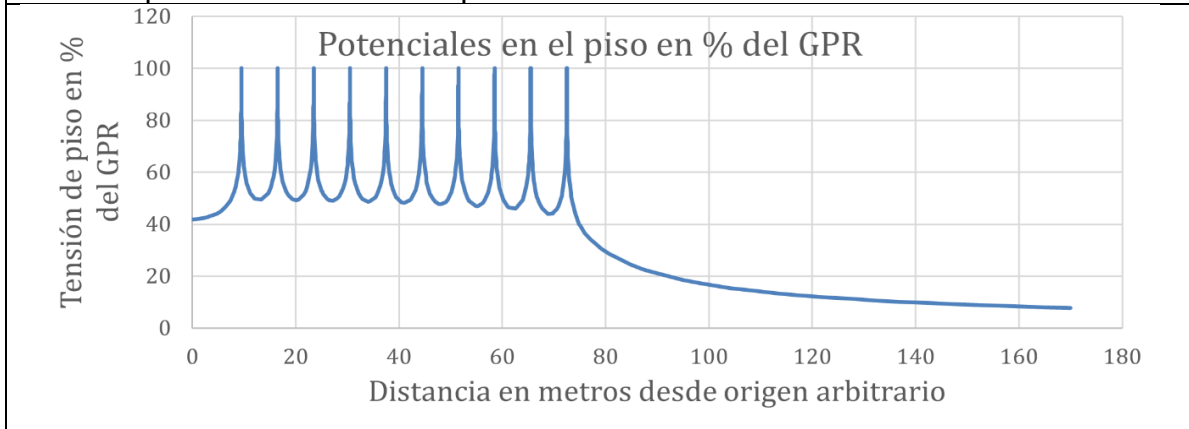
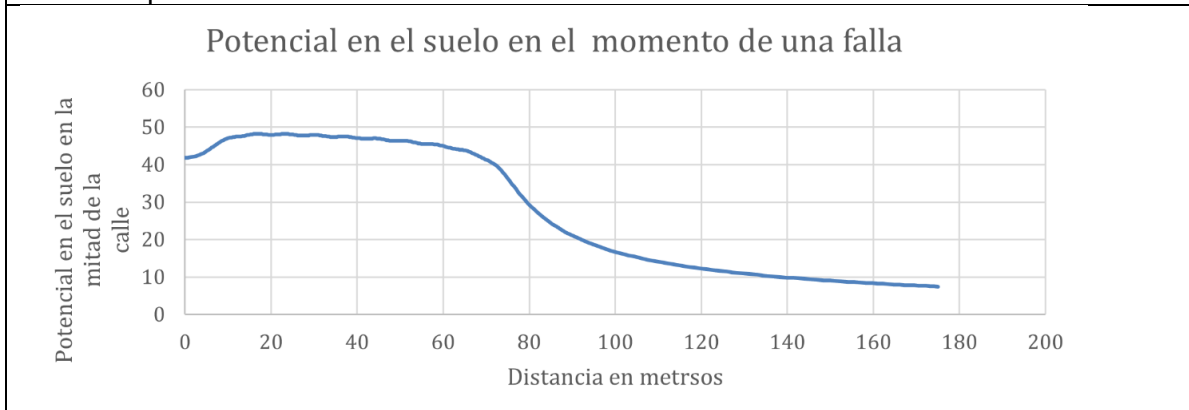


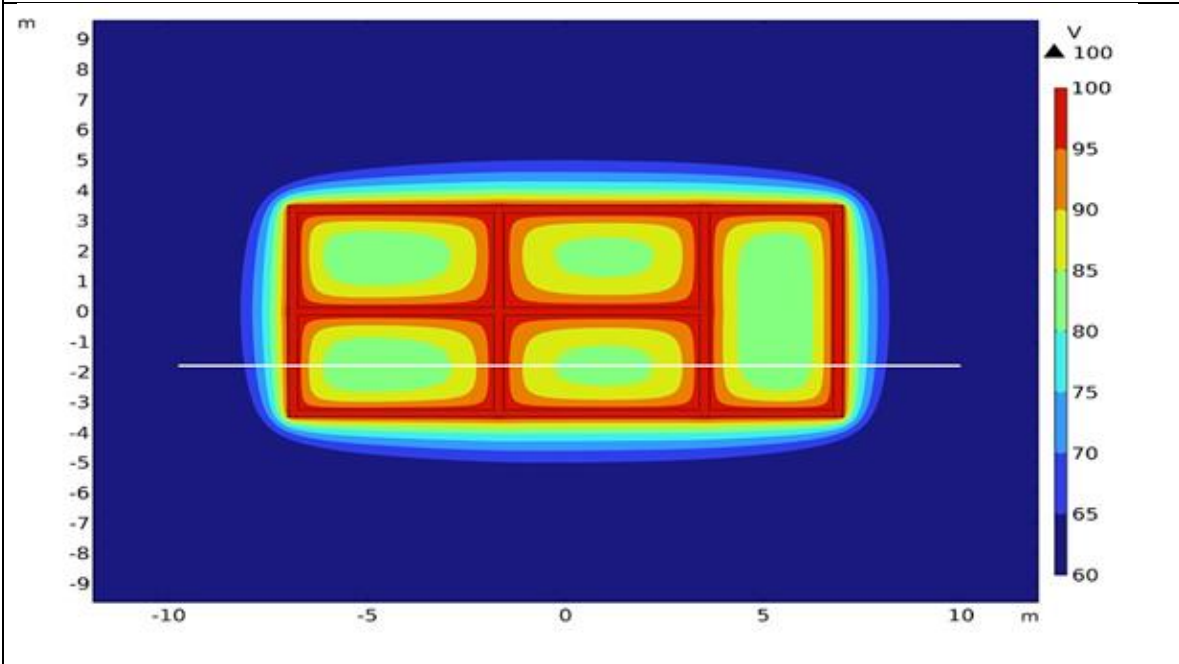
Figura 2-6: Potencial en el piso para una cuadra en la recta que pasa por la mitad de la vía que separa las dos manzanas de casas conectadas de un mismo transformador, evaluado por el método de elementos finitos.



Se podría discutir que este circuito solo existiría en una urbanización ya existente pero no durante su construcción en que se van conectando uno a uno, en este caso sería

considerar las puestas a tierra del neutro en los postes del sistema de distribución donde no hay transformador, que según las normas de la región de Bogotá debe ser cada tres postes (Viñeta 4 del aparte: Instalación de puestas a tierra de la norma LA400 de codensa) (ENEL, 2017). Estos postes por cada transformador, que pueden ser alrededor de 20, lo que implica veinte puestas a tierra en paralelo con la del transformador y deberían tenerse en cuenta para que el caso quede más cercano a la realidad.

Figura 2-7: Líneas equipotenciales en el suelo de una casa cuyos refuerzos de concreto de los cimientos están 100 V



Una situación más favorable se lograría si los constructores de vivienda cumplen el RETIE en la exigencia de unir las estructuras de concreto reforzado con el sistema de puesta a tierra² (Viñeta 2 numeral 15.1 (Ministerio de minas y energía, 2013)), pues esto operaría como una gigantesca malla de puesta a tierra de todas las casas, dando una gran seguridad a los habitantes del sector, dentro y fuera de las viviendas. Esta exigencia

² Aunque no sea de manera deliberada pueden existir muchas uniones entre la estructura y el sistema de puesta a tierra, especialmente si se instalan tuberías Conduit metálicas o al conectar las tuberías metálicas de agua al sistema de puesta a tierra, como se recomienda el RETIE y la norma NTC 2050.

no se cumple por el temor de los constructores a la corrosión acelerada que pueden tener las estructuras.

La Figura 2-7 muestra los cimientos de una casa básica, se muestra como resultado de la simulación -en paleta de colores- los potenciales en el piso. Es de anotar que los potenciales de paso y contacto bajan al orden del 20% del total del GPR, solo para una casa aislada de otras, lo que incrementa la seguridad del público dentro de la vivienda. Si todas las casas se conectan a la puesta a tierra de cada una las tensiones de tierra (GPR) y los potenciales de paso y contacto dentro y fuera de la vivienda serían muy bajos, garantizando la seguridad, por este tipo de riesgo, a todos los usuarios y al sector.

2.1.1 Caso 2. Un transformador en zona rural o suburbana que alimenta 4 usuarios con viviendas con cimientos de concreto reforzado.

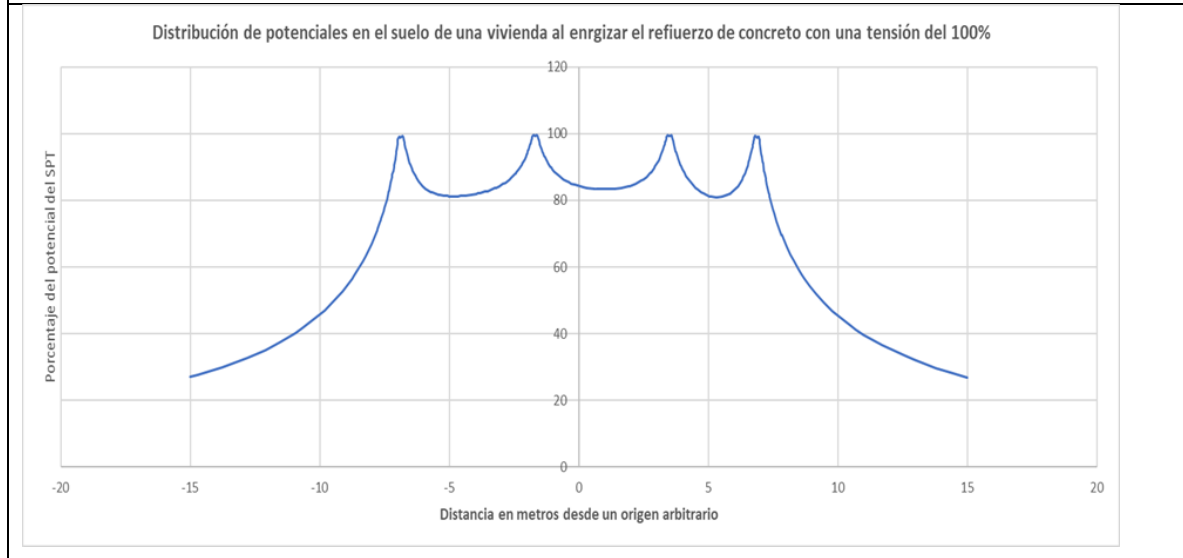
Este caso es similar al anterior excepto en que con menos casas y seguramente más distantes entre sí, cada una se comporta como una puesta a tierra totalmente independiente, pero en paralelo. De acuerdo con los datos de la Tabla 2-2 se tendría una tensión en la puesta a tierra (GPR) de 5,9 kV y para distribuir esa tensión en el suelo con un gradiente medio menor a 500V/m (tensión de paso o contacto) se requeriría una malla de más de 6 metros de radio solo para proteger el poste donde está el transformador, algo similar sería necesario en la vivienda. Está la exigencia de conectar los refuerzos de acero de los cimientos de la vivienda, aunque el establece que en la evaluación de la puesta a tierra no se tengan en cuenta los elementos naturales de la construcción no pertenecientes a la instalación eléctrica, así sea necesario conectarlos a la puesta a tierra RETIE (numeral 15.1 (Ministerio de minas y energía, 2013)). Este criterio de RETIE es entendible para otro tipo de objetos naturales como tuberías de agua porque pueden cambiarse por plásticas sin evaluar la consecuencia para el sistema eléctrico, pero no así con los refuerzos de acero de los cimientos, que solo si la casa se reconstruye totalmente se cambiaría, por lo que considero que el RETIE debería flexibilizarse en aras de la seguridad, la economía y la técnica. La Figura 2-8 muestra el perfil de potenciales dentro de la vivienda cuando se conectan los refuerzos de acero del concreto de los cimientos (línea blanca de la Figura 2-7.), donde pueden apreciarse las ventajas.

Esta sola “puesta a tierra” tiene una resistencia de $6,4\Omega$ (con una resistividad de 150 $\Omega.m$) mientras que una varilla de 2,4 metros en el mismo terreno tendría $62,5\Omega$, es decir

16 Desarrollo de una cartilla con análisis de concepciones erróneas comunes y que ponen en riesgo la seguridad eléctrica de personas en redes de distribución

el cemento hace casi lo de 10 varillas y adicionalmente distribuye la tensión en el piso disminuyendo los gradientes de potencial dentro y alrededor de la vivienda, ya no en todo el sector como el caso urbano anterior.

Figura 2-8: Potenciales en el suelo ante la energización del refuerzo de acero de los cimientos de la vivienda.



2.1.2 Caso 3. Un transformador en zona rural o que alimenta a un solo usuario con vivienda sin cimientos de concreto reforzado.

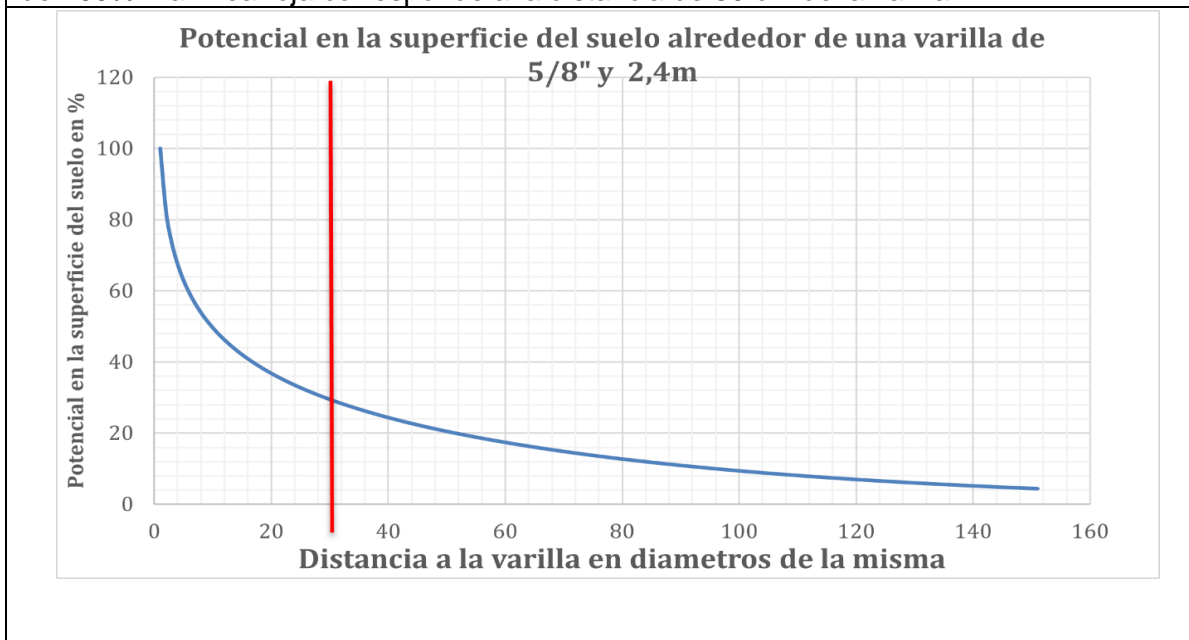
Este es el caso más crítico de los tres pues teniendo un solo usuario y de acuerdo con la tabla 2 la tensión de la puesta a tierra es de 6,7 kV, valor muy elevado para ser distribuido en el espacio (el suelo) de tal manera que en cada metro caigan menos de 500 V. Esta situación es más crítica en casas rurales sin cimientos de acero reforzado. Una tensión de 6,7kV en el chasis de todos los equipos eléctricos de la vivienda es una trampa mortal así sea por muy corto tiempo y aunque suene contradictorio: estarían más protegidos aquellos que no hicieron caso de conectar los chasises a tierra, porque el aislamiento interno de los equipos podría soportar la sobretensión momentánea y proteger a los usuarios al no energizar directamente el chasis.

Si se utiliza solo una varilla, como es usual y hay una falla a tierra desde la línea de MT al sistema de puesta a tierra del transformador o al neutro, la varilla solo elevaría el potencial en el sitio donde está, a solo 50cm de la varilla (línea roja de la Figura 2-9) la tensión del suelo sería de 1940 V (29% de 6,7 kV), es decir prácticamente toda la casa

está a potencial casi cero y el neutro y el chasis de todos los equipos estaría a 6,7kV. Utilizando la ecuación de IEEE-80 (IEEE, 2015) que establece la resistencia del suelo debajo de cada pie como de 3ρ [Ω] que quedarían en paralelo. Suponiendo una resistividad de $150\Omega\text{m}$ y la resistencia del cuerpo descalzo (como es usual en tierra cálida), de 1000Ω circularían por la persona una corriente de:

$$i = \frac{6700V - 1949V}{\frac{3 * 150}{2}\Omega + 1000\Omega} = 3,9 A \quad \text{Ec 2}$$

Figura 2-9: Potencial en la superficie del suelo alrededor de una varilla con una tensión de 100%. La línea roja corresponde a la distancia de 50 cm de la varilla.



Si se está más lejos de la varilla de puesta a tierra esta magnitud de corriente será algo mayor. El tiempo máximo de soporte de esa corriente utilizando la ecuación de la IEEE-80 (IEEE, 2015) para personas de 50 kg, sería:

$$I_{max} = \frac{0,116 A}{\sqrt{t}} \rightarrow t \leq 0,88ms \quad \text{Ec 3}$$

Siendo t el tiempo de duración de la aplicación de la corriente, que correspondería al tiempo de despeje de la falla.

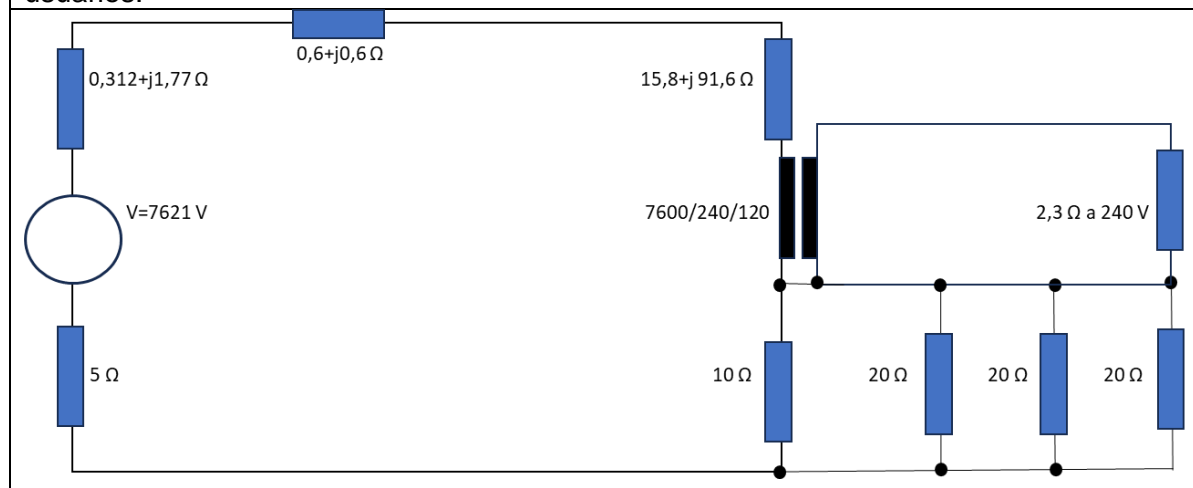
En ese tiempo no es posible que actúe ninguna protección del sistema de MT aun con una corriente de falla de 1000 A, de acuerdo con los datos de la Tabla 2-2 para un usuario.

Además de una puesta a tierra en el poste que pueda disminuir las tensiones de paso, contacto y transferidas, en este tipo de viviendas es **indispensable** que se diseñe y construya, no una puesta a tierra, una malla de puesta a tierra, alrededor de la casa y dentro de ella para limitar lo más posible las tensiones de paso y contacto a las que se puede someter a las personas.

2.2 Riesgo de sistemas de distribución de un solo hilo en el sector rural y suburbano.

Los circuitos de distribución en media tensión de un solo hilo (el retorno de la corriente se hace por el sistema de puesta a tierra) que se construyen en varios países (auspiciados por las Naciones Unidas) para bajar los costos de los proyectos de distribución, especialmente en zonas rurales, en condiciones de operación normal funcionan sin problema, sin que las pérdidas de energía adicionales por la resistencia de puesta a tierra sean muy importantes y cumplen su cometido de entregar la energía a los usuarios. Sin embargo, a diferencia de los de varios hilos cuyo riesgo es que haya falla a tierra del sistema de MT, estos son peligrosos en operación normal, si las resistencias de puesta a tierra se desconectan o si ocurre un cortocircuito en la zona de BT de la red, ya sea en la red misma o en la vivienda de los usuarios.

Figura 2-10: Modelo de circuito de un transformador con un solo hilo alimentando a 3 usuarios.



En la Figura 2-10. se muestra el circuito equivalente de un sistema de distribución de un solo hilo con el que se evaluarán los riesgos que este sistema tiene para los usuarios. Se muestra: La resistencia de puesta a tierra de la S/E MT/MT, el transformador de potencia

(MT/MT) y su impedancia Thévenin a su salida, la impedancia de la línea de único hilo, la impedancia del transformador de distribución, el transformador, la puesta a tierra del lado de BT y cierra el circuito por la línea que representa la tierra ideal.

Los valores de resistencia y reactancia utilizados son típicos de este tipo de sistemas con un transformador MT/MT de 4,5 MVA, $Z_{cc}=4,65\%$, $F.P=17,5\%$, las de la línea corresponden solo a un kilómetro de línea, pero puede llegar hasta varios kilómetros. El transformador de MT/BT de 25kVA, $Z_{cc}=4\%$ y $f_p=17\%$. Los valores de resistencia de puesta a tierra se seleccionaron de tal manera que cumplan con la sugerencia del RETIE y la norma NTC 2050 pero no necesariamente con los potenciales de paso y contacto.

Las fallas comunes que se analizarán son:

1. Cortocircuitos entre Fase y Neutro en el lado de 120V o fase-fase en 240V
2. Cortocircuito desde el hilo de MT a "Tierra" en el poste donde se encuentra el transformador
3. Posibilidad de tener desconectado el neutro de la conexión a tierra en el poste del transformador.

En caso de una falla tipo cortocircuito, muy común en la operación de una instalación eléctrica interior, en el lado de baja tensión del transformador MT/BT, la baja impedancia se transfiere al lado primario dejando solamente la impedancia de dispersión (impedancia de cortocircuito) del transformador, en el caso del ejemplo, de 93 Ohmios, lo que permite una corriente de cerca de 80 amperios. Esta corriente a tierra con una resistencia equivalente (local del transformador y de cada una de las casas) de 5 Ohmios (suponiendo que una de las tres de las casas tiene abierta la conexión a tierra), la tensión en el neutro con respecto a la tierra local es del orden de 400 Voltios. Esa tensión es lo suficientemente alta que si dura más de 100 milisegundos podría ser letal para las personas que entren en contacto con cualquier equipo cuyo chasis esté conectado a la puesta tierra, esta falla demoraría lo que demore el fusible en abrir.

A continuación, se presenta una simulación en el programa ATP (Alternative Transient Program) de esta situación para diferentes valores de resistencia de puesta a tierra equivalente desde 10 hasta 100 ohmios, que sería una situación real en algunas regiones y situaciones con pocos usuarios y pocos postes de BT con el neutro puesto a tierra.

Como se observa en la Figura 2-11. la corriente no varía tanto como la resistencia (Se comporta como fuente de corriente) lo que implica una variación fuerte de la tensión del

- 20 Desarrollo de una cartilla con análisis de concepciones erróneas comunes y que ponen en riesgo la seguridad eléctrica de personas en redes de distribución

neutro de BT, que es la misma tensión del conductor de tierra de la instalación interna y que aparecería en el chasis de los equipos eléctricos conectados a tierra con respecto al suelo.

Figura 2-11: Modelo ATP del circuito de un solo hilo en MT y neutro de BT conectado a tierra.

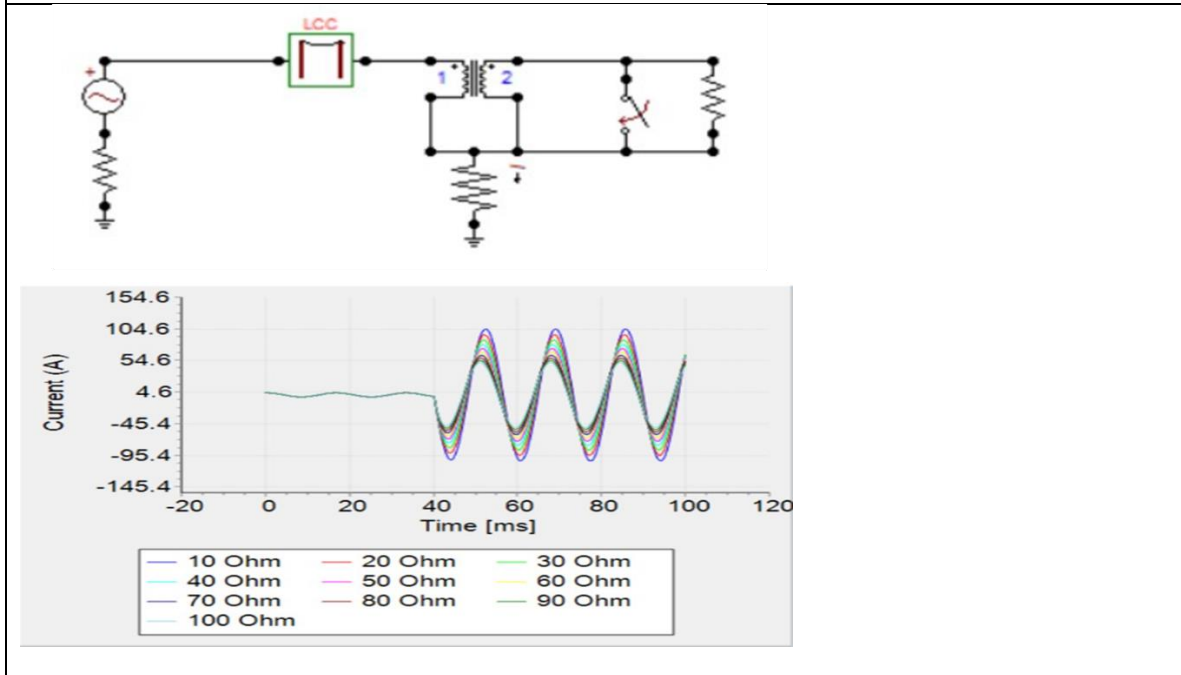


Tabla 2-3. Valores de la tensión de la puesta a tierra GPR en un corto F-F en BT

Resistencia/ Ω	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
Corriente/ A_{pico}	109	92	85	80	74	67	62	58	55	52
Tensión/ V_{rms}	771	1301	1803	2263	2616	2843	3069	3281	3500	3677

La Tabla 2-3 muestra los niveles de tensión que aparecerán en el neutro (puesta a tierra de la instalación interior) con respecto al suelo lejano el no influenciado por la tensión de la puesta a tierra (GPR). Se puede observar que aún con resistencia relativamente bajas, las tensiones en el neutro podrían ser insostenibles para las personas.

Se han encontrado y analizado casos de un solo usuario y sin la puesta a tierra del transformador, en los que solo estaba la puesta a tierra del usuario en alambre 14 AWG bajando del contador por la pared y llegando al suelo por encima de un andén de cemento, era una situación de tan alto riesgo que se solicitó al OR de sector, arreglar

inmediatamente dada la gravedad del caso. Las Figura 2-12 ilustran la peligrosa situación, además no se ve la justificación del transformador unifilar, dado que en el sitio se encuentran las tres líneas del sistema trifásico.

Figura 2-12: Ejemplo de una instalación de transformador de “un solo hilo” y la puesta a tierra del contador.



2.2.1 Situaciones especiales agravantes de riesgo

1. Resistencias de puesta a tierra elevadas.
2. Puestas a tierra desconectadas.
3. Transformadores de menor impedancia de cortocircuito.
4. Zonas rurales con casas básicas sin cimientos de concreto reforzado.

- Resistencias de puesta a tierra más elevadas.

Normalmente se instala una varilla de puesta a tierra a la entrada de las casas, donde se encuentre el contador de la energía, una varilla de 5/8 de pulgada tiene una resistencia de puesta a tierra aproximada de:

$$R \approx \frac{\rho}{l} \quad \text{Ec 4}$$

Donde

R es la resistencia de puesta a tierra
 ρ es la resistividad del terreno
 l es la longitud enterrada de la varilla.

22 Desarrollo de una cartilla con análisis de concepciones erróneas comunes y que ponen en riesgo la seguridad eléctrica de personas en redes de distribución

Lo que resulta, suponiendo un enterramiento de 2,3 m de una varilla de 2,4 m, en una resistencia cuyo valor se muestra en la Tabla 2-4:

Tabla 2-4: Resistencia de puesta a tierra de varilla de 2,4 m en función de la resistividad del suelo.									
ρ [Ωm]	25	50	100	200	400	800	1600	3200	6400
R [Ω]	11	22	44	88	176	352	704	1408	2816

El RETIE y la norma NTC 2050 (de cumplimiento obligatorio en instalaciones donde no se opte por la norma IEC) establecen respecto de la resistencia de puesta a tierra de una instalación eléctrica lo siguiente:

La Tabla 15.4. (RETIE 2013 (Ministerio de minas y energía, 2013)) muestra los valores de referencia para resistencia de puesta a tierra del punto neutro de acometida en baja tensión: 25 Ohmios. La norma NTC-2050 (ICONTEC, 1998) no propone un valor límite, solo dice que, si el valor de la resistencia de puesta a tierra del “electrodo fabricado” es mayor a 25 Ohmios, que se coloque otro.

Como se puede apreciar en la tabla solamente terrenos de muy baja resistividad, que son relativamente escasos, (solamente en zonas empantanadas o muy cerca del mar), podrían cumplir con la exigencia. Lo anterior resulta en valores reales muy altos de resistencia de puesta a tierra en comparación con la recomendación del RETIE y además unas tensiones de contacto que pueden llegar a miles de voltios insoportables para las personas, situación que debe considerarse.

- **Puestas a tierra desconectadas**

Esta situación tiene el mismo efecto de un incremento en la resistencia de puesta tierra analizado en el ítem anterior con el agravante que si no se dispone de un número suficiente de puestas a tierra, esta pérdida de continuidad con el suelo puede ser muy alta y peligrosa. Ejemplo un transformador solo atiende a dos usuarios en BT, la pérdida de una de las tres conexiones de puesta a tierra es muy sensible y si solo hay una, sería catastrófico, puesto que el sistema se queda sin conexión a tierra, es decir unido a la línea de MT y flotante en el otro extremo, las tensiones que aparecerán en los chasis de los equipos conectados sería del orden de la tensión de la línea y con una capacidad

de cortocircuito limitada prácticamente solo por la impedancia del transformador, que siendo de una centena de ohmios en caso de cortocircuito y de varios miles de ohmios con la carga nominal y de cientos de kilohmios en caso de estar en vacío. Si las cargas son de tipo electrónico con base en señales de corriente continua o motores accionados por contactores u otros sistemas que se desconecten con un bajón de tensión, la impedancia reflejada por el transformador a MT puede estar entre los dos límites: el de cortocircuito en BT y el de vacío. En ambos casos la corriente que podría circular por una persona sería del orden de 65 mA que es suficiente para originar una fibrilación ventricular y potencialmente la muerte de la persona, dependiendo del tiempo de duración de la falla, que por ser de alta impedancia no sería vista por los sistemas de protección del transformador o del circuito.

- **Transformadores de menor impedancia de cortocircuito**

Esta situación citada es de menor impacto por la baja posibilidad de disponer de transformadores de menor impedancia de cortocircuito, el caso base está calculado con una impedancia de cortocircuito del transformador del 2%, es posible encontrar valores de impedancia superiores, lo que disminuiría es el valor de la tensión de paso y toque, pero una impedancia superior incrementa el valor de la regulación de tensión en el circuito por lo que no es deseable al facilitar cambios de tensión bruscos o valores extremos quedando por fuera de los límites de operación exigida por la regulación de la CREG de 90% al 110 % de la tensión nominal (CREG, 1998)

- **Zonas rurales con casas básicas sin cimientos de concreto reforzado**

La situación más crítica se presenta en esta a los usuarios de este tipo de vivienda, porque no existe la posibilidad de conectar los refuerzos de hierro dentro del concreto que usualmente serían la “malla puesta a tierra” de la casa, en este caso cualquier tensión que tenga el neutro en la entrada de la construcción, se traslada a todos los chasis de los equipos y tuberías metálicas Conduit dejando en altísimo riesgo a los habitantes de la casa. Esto agravaría de manera severa todas las situaciones anteriormente descritas.

2.2.2 Posibles alternativas de eliminación o disminución efectiva del riesgo

- Prohibición del sistema

En la actualidad el RETIE vigente (Ministerio de minas y energía, 2013) prohíbe la construcción de este tipo de sistema de distribución de un solo hilo, pero no exige el cambio (retiro) de los existentes a la fecha de entrada del Reglamento en 2005, por lo que el riesgo alto persiste en este tipo de circuitos usualmente rurales. Una alternativa sería exigir el cumplimiento del RETIE en lo referente a tensiones paso y contacto lo que obligaría a realizar medidas de mitigación del riesgo al punto que lo más económico sería colocar dos hilos en el circuito de MT (F-N) o de ser necesario cambiar los transformadores a una tensión fase-fase en el lado de MT.

- Separación de neutro y tierra en el transformador

Esta práctica utilizada por algunas empresas en Colombia limita la tensión que se puede trasladar al neutro cuando ocurren fallas de cortocircuito en BT, dejándola similar a las situaciones donde el transformador se alimenta con dos hilos, por lo menos para el caso de los usuarios de la red de BT. El riesgo sigue en la puesta a tierra para la puesta a tierra del transformador, que ahora tiene que sola esa puesta a tierra -sin el paralelo de las demás puestas a tierra del sistema de BT- controlar el incremento de la tensión de tierra (GPR) lo que la hace muy amplia y costosa. Si esta se deja resistencia resulta de alto valor disminuiría la corriente de falla lo que aumentaría el tiempo de despeje de la falla manteniendo a la persona sometida a la tensión por más tiempo.

La separación del neutro y la tierra en el transformador tiene una consecuencia negativa para el transformador y es la posibilidad de entrada de sobretensiones tipo rayo por el devanado secundario (BT), lo que obligaría a colocar descargadores de sobretensión adecuados para esta posición, con tensiones residuales del orden de los pocos kilovoltios ($10 \text{ kV}_{\text{pico}}$) y suficiente capacidad de conducir corriente de impulso tipo rayo, esto considerando que el BIL del transformador en el devanado de BT es del orden de 30 kV.

- **Mejorar las condiciones de la puesta a tierra**

- En el transformador: La resistencia de puesta a tierra de la subestación tiene una misión de acuerdo con el RETIE, la de mantener los potenciales de paso y contacto dentro de los límites soportables por una persona en su trabajo, de acuerdo con la IEEE-80 (IEEE, 2015) para personas de más de 50 kg.

$$I_{max} = \frac{116 \text{ mA}}{\sqrt{t}} \quad \text{Ec 5}$$

Siendo t el tiempo que dura la aplicación de la tensión a la persona.

La norma IEC propone un modelo diferente que fue acogido por el RETIE para la soportabilidad del público en general.

La definición es clara, pero no la aplicabilidad ya que, en algunos apartes, como en el artículo 15.1 del RETIE, se declara requisito del sistema que:

- ❖ *Los elementos metálicos que no forman parte de las instalaciones eléctricas no podrán ser incluidos como parte de los conductores del sistema de puesta a tierra. Este requisito no excluye el hecho de que se deben conectar a tierra, en muchos casos.*
- ❖ *Los elementos metálicos principales que actúan como refuerzo estructural de una edificación deben tener una conexión eléctrica permanente con el sistema de puesta a tierra general.*

(Ministerio de minas y energía, 2013)

En las mediciones no es claro si el sistema de puesta a tierra se debe medir estando todo conectado o solamente los elementos que forman parte de la instalación y no es claro cuáles. En el caso de los transformadores de distribución con redes en postes, la puesta a tierra unida al neutro y de ahí a todas las puestas a tierra de los postes y las de los usuarios que debería verse como un conjunto.

La puesta a tierra de los postes donde hay transformadores especialmente debe mantenerse en buen estado ya que ella debe garantizar la seguridad de las personas. Entre más baja sea la resistencia de puesta a tierra más bajos serán los potenciales de paso y contacto y transferidos ante cortocircuitos en el lado de

BT, sino que aumenta la velocidad de disparo de las protecciones contra sobrecorriente en caso de falla a tierra.

- En las casas urbanas: Las casas urbanas normalmente están construidas sobre cimientos de concreto reforzado que permite una equipotencialidad en el piso de la vivienda, dado que el refuerzo de acero es una malla relativamente densa e interconectada. Es importante que el sistema de puesta a tierra entre en contacto eléctrico con el enmallado de los cimientos y columnas, si las tiene, para garantizar la equipotencialidad entre el sistema de puesta a tierra de la instalación eléctrica, el chasis de todos los equipos y el suelo donde un usuario pudiera estar de pie, tal como se analizó para casos anteriores.
- En las casas rurales, sin cimientos de concreto reforzado: Es muy importante conseguir la equipotencialidad del piso con todos los chasis de los equipos eléctricos conectados al sistema de puesta a tierra, para poder proteger a los usuarios al interior de la casa de un choque eléctrico, que puede ser mortal. Tal como se analizó para el caso de la falla directa Fase-Tierra, este caso, por tener mayor impedancia en el camino de falla al incluir la impedancia de corto del transformador, tiene un menor GPR, pero la falla puede demorar más tiempo o ser indefinida que ese caso de falla directa. En este caso también es indispensable y más urgente, dado el riesgo adicional por el tiempo mayor, colocar una malla de puesta a tierra alrededor y dentro de la casa que garantice la seguridad de los usuarios que se encuentren en el interior de la vivienda y que pudieran entrar en contacto con las partes conductoras accesibles de equipos e instalaciones eléctricas.

2.3 Sobretensiones en la instalación de un transformador de potencial en línea viva

Los operadores de la red de energía eléctrica de distribución se ven en la necesidad de instalar sistemas de medida de tensión y corriente, ya sea para supervisión de la red o para la medida del consumo de los clientes del servicio de electricidad, con miras a no desconectar el servicio para mantener unos altos índices de confiabilidad a los usuarios se hace instalaciones en línea viva, pero en algunas ocasiones esto ha originado la destrucción de los transformadores de potencial y accidentes para los instaladores.

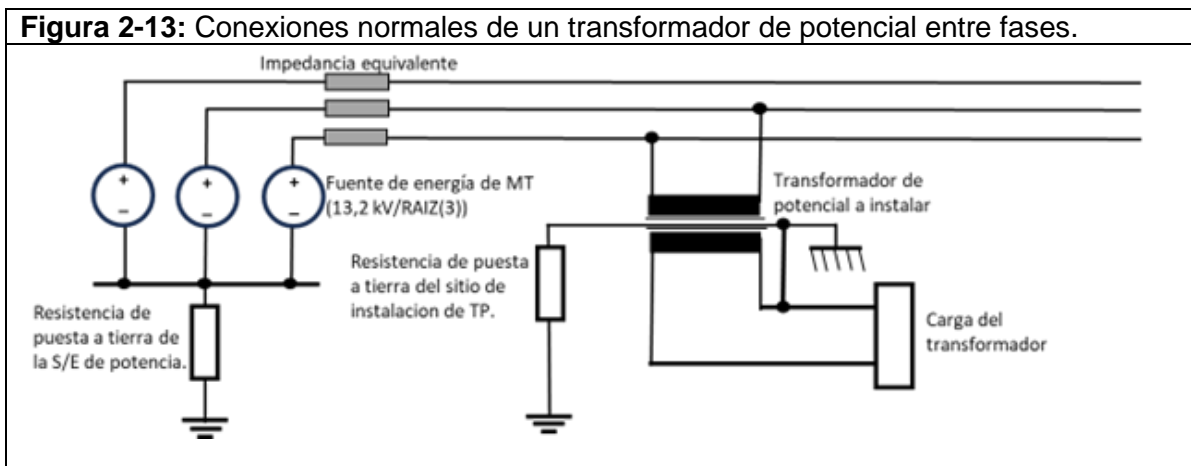
Haciendo un análisis para el personal de codensa (ahora Enel Colombia) de la situación, se encontró que podría ser ferorrresonancia y se encontraron algunas alternativas para seguir haciendo este tipo de instalaciones en línea viva de manera segura, una de ellas fue la de conectar al transformador de potencial, en su devanado secundario, una resistencia que exigiera, en condiciones nominales de tensión de entrada, una potencia (*burden*) del orden de la nominal, puede ser entre el 50 y el 100%. En esta cartilla se introdujo este tema ya que les permite a los lectores “ver” capacitores e inductores cuando vean un conductor y poder manejar algunos órdenes de magnitud de impedancia para hacer análisis rápidos.

Procedimiento de instalación de un transformador de potencial en línea viva entre fase y fase (entrevista telefónica).

“Luego de revisar el estado del transformador con medidor de aislamiento y cubrir todas las partes energizadas aledañas con cubridores y mantas, se posiciona el transformador en su sitio de operación, se conectan las puestas a tierra del soporte y algunas veces los terminales de baja tensión que van a los sistemas de medida.. Luego se le conectan los cables con los que se va a conectar a las líneas eléctricas energizadas, Se conecta el primer cable mientras el otro cuelga, luego se conecta el otro cable, quedando ya el transformador listo en su sitio.”

(Entrevista de un técnico instalador en línea viva)

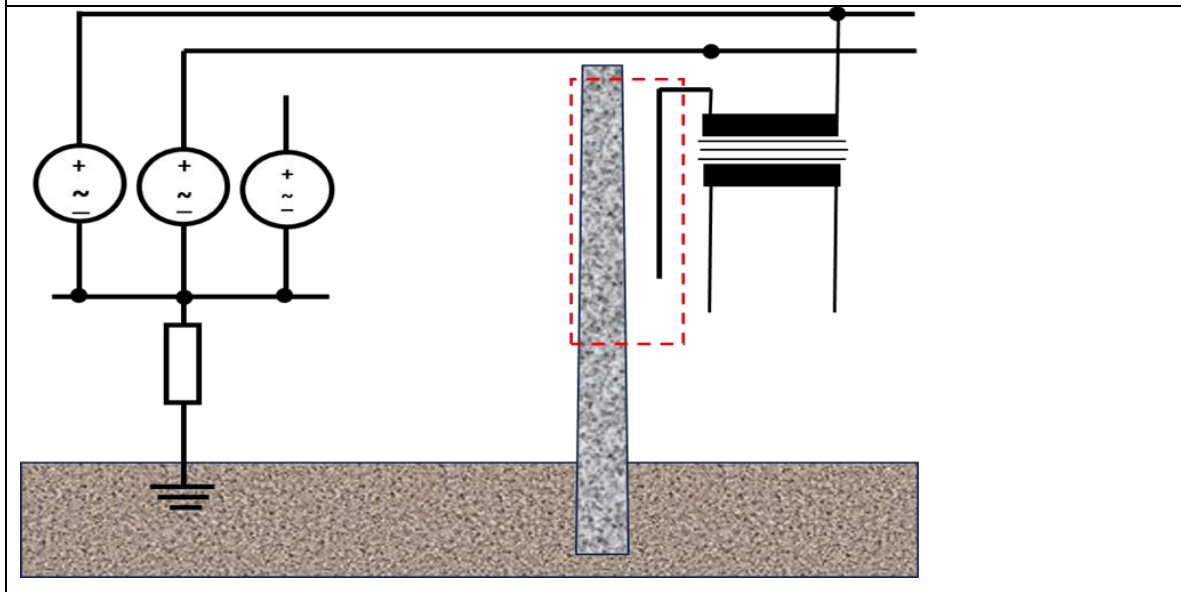
La falla de los equipos que se dañaron fue inmediatamente después de conectar el primer conductor del transformador.



El circuito equivalente del transformador se puede representar para cada una de las etapas de instalación del transformador. La del montaje definitivo se muestra en la Figura 2-13. No se presentan las capacidades parásitas por no ser relevantes en el caso de estar total y adecuadamente conectado.

Las capacidades parásitas son especialmente importantes en las condiciones anormales de operación, tales como relación de transformación cuando se energiza por el lado normalmente secundario o cuando el transformador no está adecuada o completamente instalado. Ver Figura 2-14.

Figura 2-14: Conexión incompleta de un TP. El recuadro rojo muestra el hilo suelto, que aun no se ha conectado.



Capacidad parásita de un cable cerca de un plano de tierra se puede hallar utilizando la siguiente ecuación obtenida del método de las imágenes "Ecuación 4-106" (Johnk, 1975)

$$C = \frac{2\pi\epsilon}{\ln\left(\frac{h}{r} + \sqrt{\left(\frac{h}{r}\right)^2 - 1}\right)} \quad Ec 6$$

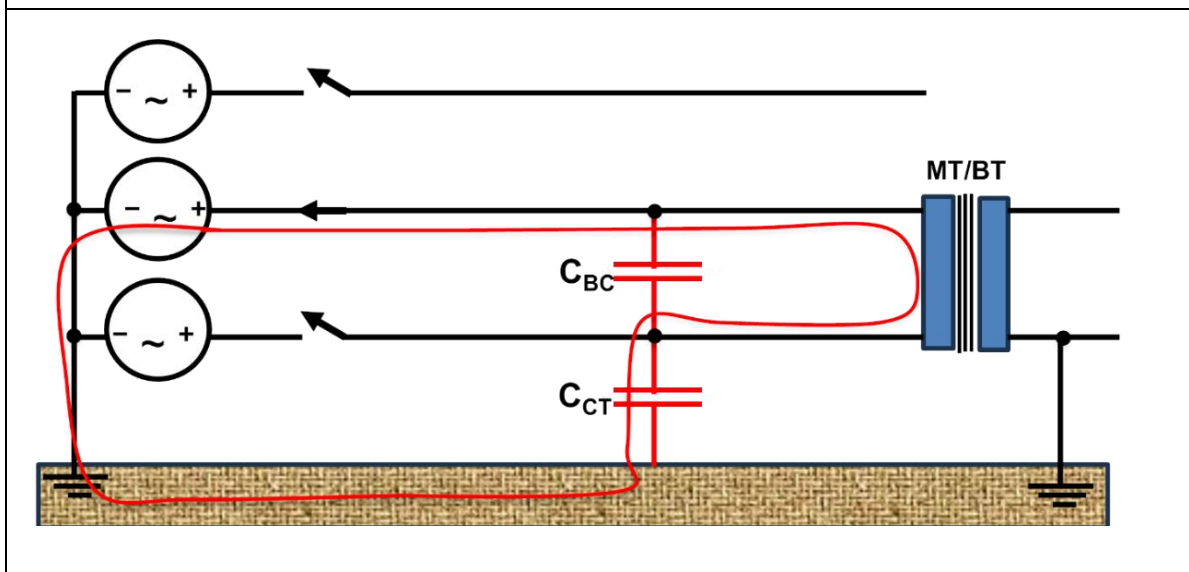
Siendo:

- C, la capacidad de un cable a un plano por unidad de longitud
- h, la separación entre el cable y el plano de tierra,
- r, el radio del conductor y
- ϵ , la permitividad del medio

Realizando una evaluación por el MEF en 2D para un conductor de 3mm de radio aislado con material de permitividad relativa de 3, colocado sobre un plano conductor, resulto una capacitancia de 100 pF/m

A manera de ejemplo, con una permitividad como la del aire, una separación del orden de 20 cm y un conductor con radio de 3 mm la capacitancia a tierra es del orden de 13 pF/m, que a 60 Hz tendría una impedancia de 200 M Ω , esta impedancia no sería ningún problema desde el punto de vista de pérdidas de corriente y aun corriente por un ser humano, de no ser porque queda en serie con el devanado del primario del transformador de potencial y conectados desde la fase a tierra (Ver Figura 2-15). El devanado del transformador, en vacío, tiene una impedancia del mismo orden de magnitud de la de la capacidad parásita que hace que puedan entrar en resonancia elevando de manera peligrosa la tensión en el transformador, con riesgo de daño a su aislamiento y su posible explosión subsecuente.

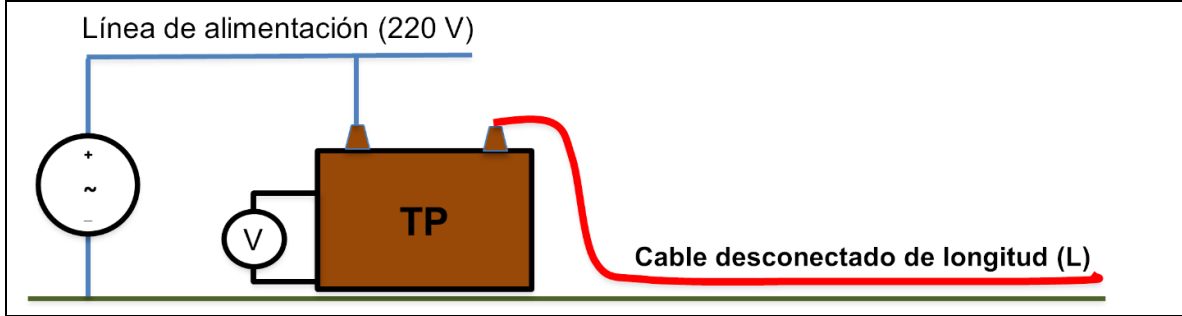
Figura 2-15: Capacidades parásitas de la red de alimentación de un transformador



El análisis experimental del caso: La figura 2-16 muestra el montaje con que se recreó la situación con un transformador de potencial (TP) de 25 VA; $V_p=13200$ V y $V_s=120$ V (relación de transformación $13200/120=110$) y cables desconectados. Se aplica una tensión reducida (220 V) y se lee la tensión en secundario con un voltímetro de alta impedancia (V) y con la relación de transformación del transformador se calcula la tensión del primario (AT) con diferentes longitudes (L) de cable del terminal

“desconectado”. Esta tensión no se puede medir directamente, pues la sola impedancia del voltímetro podría alterar el experimento.

Figura 2-16: Montaje de prueba experimental demostrativa de la ferorrresonancia. La línea azul y la roja se conectan a los terminales de MT del transformador, el voltímetro (V) está conectado a los terminales de BT del transformador de potencial. Se alimentó a 220 V por los terminales de MT.



El modelo del transformador por elementos finitos no fue posible realizarlo por las dimensiones de los alambres, las distancias entre ellos y las capacidades parásitas entre espiras y capas. Por lo anterior se adelantó la evaluación por el modelo de circuitos magnéticos, resultando una inductancia (L) y una impedancia (Z)

$$v(t) = N \cdot \frac{\partial(B \cdot A)}{\partial t} = NA\omega B_{max} \quad Ec 7$$

$$L = \frac{N^2}{\left(\frac{l}{\mu A}\right)} \quad y \quad X = \omega L \quad Ec 8$$

El número de espiras se calculó con la Ec 7, con $V_{ef}=13200$ V; $B_{max}=1T$; $A=9$ cm²; $\omega=377$ rd/s, resultando $N=38900$ y con una longitud del núcleo de 0,5m, resulta una inductancia de 170 kH y una impedancia de 64MΩ. Esta inductancia resonaría con un condensador de impedancia similar, que corresponde a un condensador de 41 pF, es decir uno o dos metros de cable suelto.

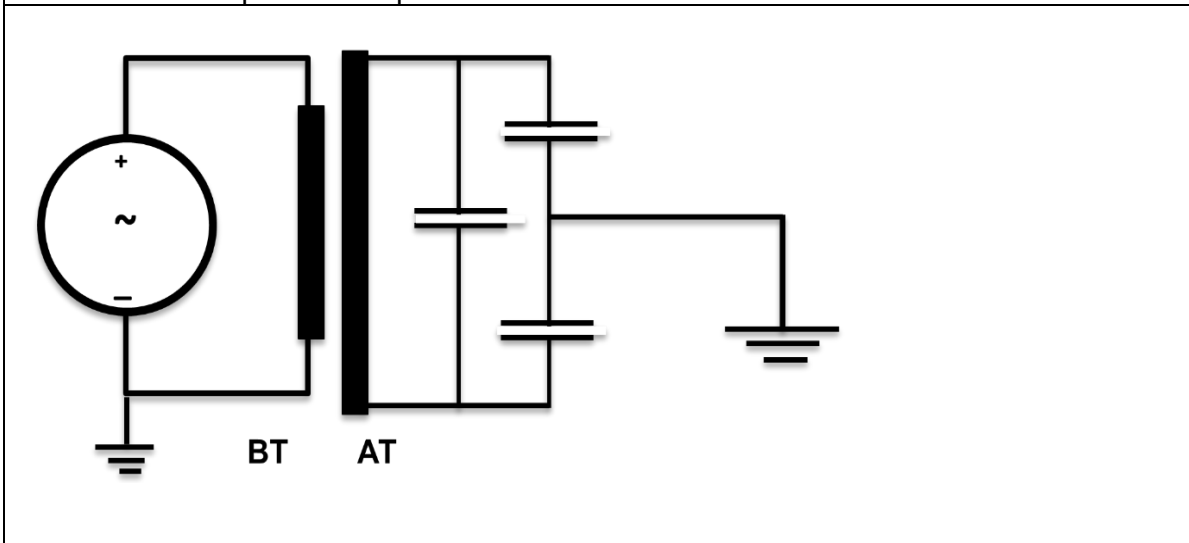
Tabla 2-5. Resultados de la prueba de vacío y corto del TP de 13200 a 120 voltios 25 VA

Prueba	V/[V]	I/[mA]	P[W]	FP	Z [Ω]	R [Ω]	X [Ω]
Vacío (BT)	120	55,9	4,39	0,65	2150	1400	1620
Corto circuito (AT)	60,7	2,00	0,104	0,85	30350	26000	15660
Z reflejado a AT					26 M	17 M	20 M
El equivalente paralelo					26 M	41M	34 M

Para acercarse a la estimación del modelo del transformador se realizaron las pruebas de vacío y corto, que arrojaron los resultados de la tabla 2-5, estando los componentes R y X en serie y en la última fila en paralelo.

Analizando la diferencia, relativamente grande, entre el modelo y la medida, sería necesario considerar las capacitancias parásitas en paralelo con el devanado de alta tensión que podrían alterar la medida, dado que la medición se hizo por el devanado de baja tensión y cualquier capacidad por pequeña que sea, alteraría la medida, mientras que si se alimenta por alta tensión estas capacidades quedan en paralelo con la fuente y serían despreciables. Un condensador parásito de 30 pF, podría hacer que la medida sea la indicada en la prueba (Ver Figura 2-). Las capacidades entre AT y BT no se muestran, pero están en el equivalente a tierra de la cara del devanado de AT enfrentada al de BT.

Figura 2-17: Modelo elemental del transformador de potencial alimentado por BT mostrando las capacitancias parásitas del devanado de AT.



La prueba realizada, aun con las limitaciones, mostró que con un cable suelto la tensión en el transformador fue superior a la de la fuente de alimentación, en este caso con un valor máximo del 145% de la tensión de la fuente.

También es de tener en cuenta que el experimento presenta otra desviación importante respecto a la situación real porque con bajas tensiones el núcleo está en la parte baja de la curva de magnetización, zona donde la permeabilidad relativa es mucho más baja que a la tensión plena, teniendo una inductancia mucho menor en el experimento, sin embargo, como es con fines ilustrativos se puede aceptar esta desviación, así la

sobretensión resultante sea menor que la normal. Los resultados de la prueba se presentan en la Tabla 2-6.

Tabla 2-6. Tensión inducida en secundario para diferentes longitudes de cable suelto. Alimentación: 220V, RT=110

Longitud L [cm]	30	110	190	170
Tensión BT [V]	0,284	2,6	2,9	2,8
Tensión AT [V]	31,2	286	319	308
Tensión %	14	130	145	140

Repetida la prueba con un transformador de 34,5 kV/115 V y una potencia de 25 VA, el resultado de las pruebas de vacío y corto se muestran en la tabla VV y el experimento de ferorresonancia en la tabla 2-7. con alimentación de 200V:

Tabla 2-7. Prueba de vacío y corto de TP 34,5kV/115V RT=300

Prueba	V/[V]	I/[mA]	P[W]	FP	Z [Ω]	R [Ω]	X [Ω]
Vacío (BT)	115	175	16	0,7255	657	522	399
Corto circuito (AT)	41,2	0,782	0,0267	0,829	52,7K	43,7K	29,5K
Zo reflejado a AT					59M	47M	38M
El equivalente paralelo					59 M	78 M	96 M

En este caso un condensador del orden de solo 27pF entraría en resonancia con la impedancia de 96 M Ω . La sobretensión más alta fue de 51%

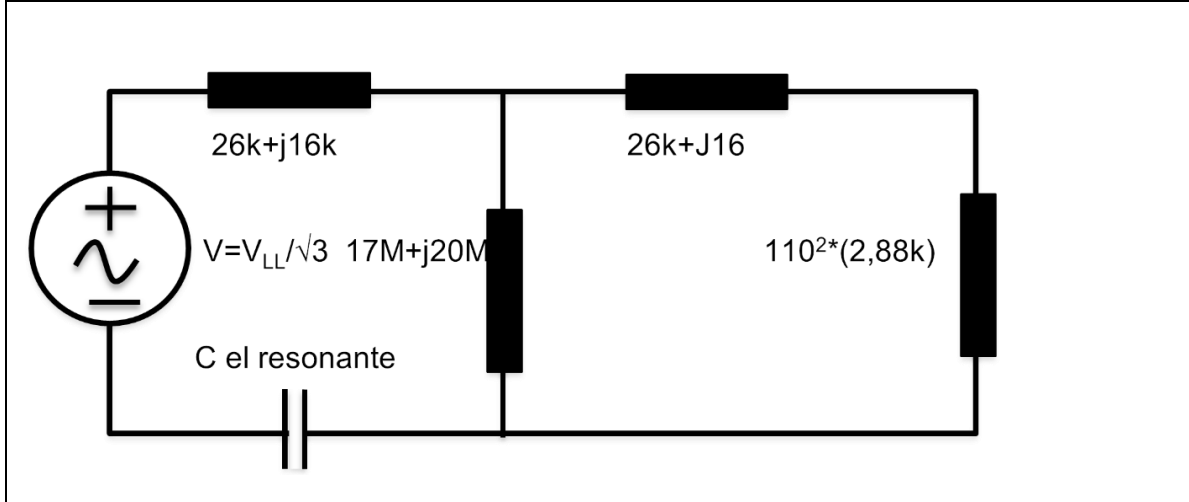
Tabla 2-8: Tensión inducida en secundario para diferentes longitudes de cable (L) suelto. TP 34500/115, Alimentación 200 V con relación de transformación (RT) de 300.

Longitud L [cm]	30	190	270	350	
Tensión BT [V]	0,023	1,010	2,31	2,27	
Tensión AT [V]	6	303	288	274	
Tensión %	3	151	144	137	

En el análisis de la ferorresonancia de transformadores de potencial se encontró que los transformadores bajo prueba tenían una impedancia de vacío con un factor de potencia alto, superior al 80% uno de ellos, sin embargo, se encontraron en la literatura otros cuyo factor de potencia era bajo, del orden del 20%. Con ese factor de potencia las sobretensiones por ferorresonancia serían mucho más altas que las de esta prueba experimental, según la simulación del circuito unas 5 veces la tensión nominal, dado que la componente resistiva, al ser relativamente menor, tendría una resonancia con un factor de calidad (Q) mucho más alto y por tanto una sobretensión mucho mayor.

Para mitigar este problema, la alternativa es conectar en el devanado secundario del transformador una resistencia que pida la potencia plena o alguna proporción importante de la potencia del transformador (*burden*), aun con una resistencia que pida el 20% de la potencia, la sobretensión se limitaría a menos del 18% de la tensión nominal, que no deberá causar ningún esfuerzo importante en su aislamiento, además que la resonancia se lograría con condensadores de mayor capacidad. Ver simulación de tensión en función de la resistencia de carga en BT con los datos del transformador de 13,2 kV y resistencia de carga del 20% del *burden*, (Todos los datos de impedancia o resistencia están en Ohmios). Ver figura 2-18

Figura 2-15: Circuito equivalente del TP con un cable suelto y con carga



En este caso particular la sobretensión en vacío podría ser del 54% y con la carga del 20% de la potencia del transformador la sobretensión sería del 14%, es de anotar que esta sobretensión sobre la tensión fase neutro no alcanza a la tensión fase-fase que es la nominal de TP. Toca tener especial cuidado con los transformadores de bajo factor de potencia donde las sobretensiones en vacío pueden ser del 400% y con la resistencia del 20% de la potencia serían del 55% que ya es soportable por el equipo.

Otra alternativa para evitar que se presente el fenómeno de ferorresonancia es el de conectar los equipos auxiliares que deberán estar conectados al transformador, es decir que lo último que se conecte sea el transformador a la red de MT, ya se ha mostrado que, aunque la carga sea pequeña se evita la sobretensión destructiva. En este caso se puede presentar una sobretensión de modo común o de modo diferencial en los equipos auxiliares en el momento de la conexión por lo que requerirán una protección contra sobretensiones transitoria tipo rayo adecuada.

Otra conclusión del análisis puede ser que aunque se tengan procedimientos seguros para realizar las actividades técnicas, que hayan sido probados u cumplan normas genéricas como la NFPA 70E (NFPA 70E, 2018), se pueden presentar situaciones riesgosas por fenómenos no tenidos en cuenta, pues es común hacer los análisis de los equipos totalmente instalados y en operación pero no tanto de todo lo que sucede mientras se instalan.

3. Conclusiones y recomendaciones

Se encontró muy importante que en las clases de formación en educación superior y en formación continua y permanente se estudien los análisis de fallas en los proyectos que permitan a los estudiantes aprender de la experiencia de otros y en algunos casos confrontar sus propios errores.

Respecto de las fallas en los sistemas de puesta a tierra de sistemas de MT es recomendable que:

- El Operador de Red debe entregar al diseñador, en componentes simétricas, las impedancias o las corrientes de falla a tierra (en magnitud y ángulo) o directamente la impedancia thevenin ($R+jX$), en el sitio de instalación de la nueva obra, como lo indica el RETIE. La corriente deberá ser la de corto evaluada con resistencia de puesta a tierra igual a cero en ese sitio (equivalente Norton).
- En el RETIE debería dejarse explícito que las puestas a tierra del neutro deben contabilizarse en la puesta a tierra total del transformador.
- Los cursos de capacitación que se desarrollen sobre el tema deberían ejemplificar el proceso tal como toca hacerlo y no dejarlo a interpretaciones.
- Se debe insistir con base en estudios de corrosión creíbles cómo se debe hacer la unión segura entre la estructura del edificio o casa y el sistema de puesta a tierra de la instalación eléctrica.
- En RETIE debería aceptar el uso de los refuerzos de acero de los cimientos de la edificación como parte del sistema de puesta a tierra.

Respecto de los sistemas de distribución de un solo hilo se puede concluir y recomendar:

- Los sistemas de un solo hilo en MT presentan más riesgo de accidentes graves para el público y los usuarios conectados a él.

- Existen formas para dar seguridad a este tipo de sistema de distribución con la disminución de la resistencia de puesta a tierra a valores seguros y garantizar que este se mantenga en el tiempo.
- Las autoridades deberían solicitar el retiro de este tipo de sistema de distribución si no se logra mejorar la seguridad de estas a las exigencias del RETIE.

Respecto del riesgo de accidentes de ferorrresonancia en las conexiones y maniobras en línea viva se puede concluir y recomendar.

- El fenómeno de ferorrresonancia se presenta más comúnmente de lo que se considera y no es un tema que se trate en los estudios universitarios como un criterio de diseño de sistemas de distribución.
- Se deben evitar las maniobras monopolares en la red de distribución y en las existentes hacer un análisis de detalle del procedimiento.
- Las empresas deben evaluar la posibilidad de conectar la resistencia del 20% del *burden* dentro de su proceso de instalación. No se recomienda más potencia por el problema adicional que puede ser la temperatura a la que puede llegar la resistencia.

4. Bibliografía

- Ariely, D. (2008). *Predictably irrational: The hidden Forces That Shape Our Decisions*. New York: Harpen Collins.
- CREG. (1998). *Resolución 70 de 1998*. Colombia: Comisión de regulación de energía y gas.
- ENEL. (03 de 04 de 2017). *LA400 Puestas a tierra*. Obtenido de Enel Codensa: https://likinormas.micodensa.com/Norma/lineas_aereas_urbanas_distribucion/puesta_tierra/la400_puestas_tierra
- EPM. (2019). *Guía Metodológica: Análisis de cortocircuito y*. Medellín: EPM. Obtenido de <https://www.cens.com.co/Portals/0/normas-y-especificaciones/documentos%20en%20revisi%C3%B3n/10-CORTOCIRCUITO%20FALLA%20A%20TIERRA/GM-10%20GUIA%20METODOLOGICA%20ANALISIS%20DE%20CORTOCIRCUITO%20Y%20FALLA%20A%20TIERRA.pdf?ver=2021-04-20-102316-140>
- Espera, A. P. (2020). Understanding shared misconceptions between instructors and students in learning electric circuit concepts. *ASEE Virtual Annual Conference Content Access*. Vitual.
- ICONTEC. (1998). *NTC 2050*. Colombia: Ministerio de desarrollo económico.
- IEEE. (2015). *IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding*. IEEE. doi:10.1109/IEEESTD.2015.7109078
- IEEE Estándar 142. (2007). *Práctica IEEE Recomendada para la conexión a tierra de sistemas de energía industriales y comerciales*. IEEE.
- Jahadirgar, A. T. (2018). Study of high voltage inductive voltage transformer for transients and ferroresonance. *International Coference on Power, energy, control and transmission Systems (ICPECTS)*, (págs. 174-180).
- Johnk, C. (1975). *Teoría Electro*. New York: John Wiley And Sons.
- Mincit - Ministerio de Comercio, Industria y Turismo. (s.f.). *Mincit*. Obtenido de Mincit: <https://www.mincit.gov.co/minindustria/temas-de-interes/reglamentos-tecnicos-en-el-mcit/documentos/anexo-22.aspx>
- Ministerio de minas y energía. (2013). *RETIE 2013*. Bogotá: Ministerio de Minas y Energía.
- NFPA 70E. (2018). *Norma para la seguridad Eléctrica en lugares de trabajo*. Quincy: NFPA y National Fire Protection Association. Obtenido de

<https://hseradio.com/wp-content/uploads/2020/02/NFPA-70-E-2018-Seguridad-electrica-en-lugares-de-trabajo.pdf>

Petroski, H. (2007). *La Ingeniería es Humana: El Papel del Fracaso en el Diseño Exitoso*. (M. E. Pérez, Trad.) Madrid: Vintage Books.

Ramírez, S., & Cano, E. (2010). *Sistemas de puesta a Tierra: Diseñado con IEEE-80 y evaluado con MEF*. Manizales: Icolbor.

Schneider Electric. (2000). *Cuaderno Técnico nº 018. Análisis de las redes trifásicas en régimen perturbado con la ayuda de las componentes simétricas*. Barcelona: Schneider Electric.

Bibliografía complementaria

EPRI. Transmission line Reference Book, 345 kV and above.

López, R. et al. Design Error Classification, Causation, and Prevention in Construction Engineering. En [https://ascelibrary.org/doi/abs/10.1061/\(ASCE\)CF.1943-5509.0000116](https://ascelibrary.org/doi/abs/10.1061/(ASCE)CF.1943-5509.0000116)

M. Prince, M. Vigeant and K. Nottis, "Using inquiry-based activities to repair student misconceptions related to Heat, energy and temperature," 2012 Frontiers in Education Conference Proceedings, 2012, pp. 1-5, doi: 10.1109/FIE.2012.6462344.

Miron, E. Trotskovsky and A. C. Cziker Engineering," 2020 IEEE Frontiers in Education Conference (FIE), 2020, pp. 1-5, doi: 10.1109/FIE44824.2020.9274094.

P. E. D. Love, D. J. Edwards, Z. Irani and D. H. T. Walker, "Project Pathogens: The Anatomy of Omission Errors in Construction and Resource Engineering Project," in IEEE Transactions on Engineering Management, vol. 56, no. 3, pp. 425-435, Aug. 2009, doi: 10.1109/TEM.2008.927774.

Tavris, C., Aronson, E. "Mistakes Were Made (But Not by Me): Why We Justify Foolish Beliefs, Bad Decisions, and Hurtful Acts". Reino Unido. Ed. Pinter & Martin Ltd. Agosto 2020.

A. Anexo: Evaluación del potencial eléctrico alrededor de una varilla metálica.

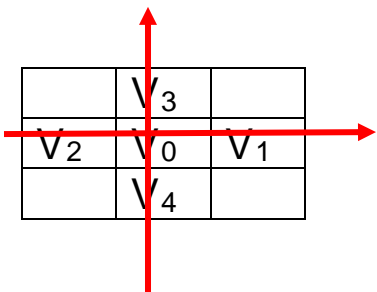
A partir de la ecuación de Laplace en coordenadas cilíndricas (ρ, ϕ, z) , donde V es el potencial eléctrico del espacio, es:

$$\nabla^2 V = \frac{\partial^2 V}{\partial \rho^2} + \frac{1}{\rho} \frac{\partial V}{\partial \rho} + \frac{1}{\rho^2} \frac{\partial^2 V}{\partial \phi^2} + \frac{\partial^2 V}{\partial z^2}$$

Que, si se acepta que no hay variaciones con respecto a la coordenada ϕ , quedaría:

$$\nabla^2 V = \frac{\partial^2 V}{\partial \rho^2} + \frac{1}{\rho} \frac{\partial V}{\partial \rho} + \frac{\partial^2 V}{\partial z^2} = 0$$

Discretizando el espacio, con una resolución h , que será igual al diámetro de la varilla. El eje vertical es el eje Z y el horizontal el ρ



$$\frac{\partial^2 V}{\partial \rho^2} = \frac{\frac{V_1 - V_0}{h} - \frac{V_0 - V_2}{h}}{h}$$

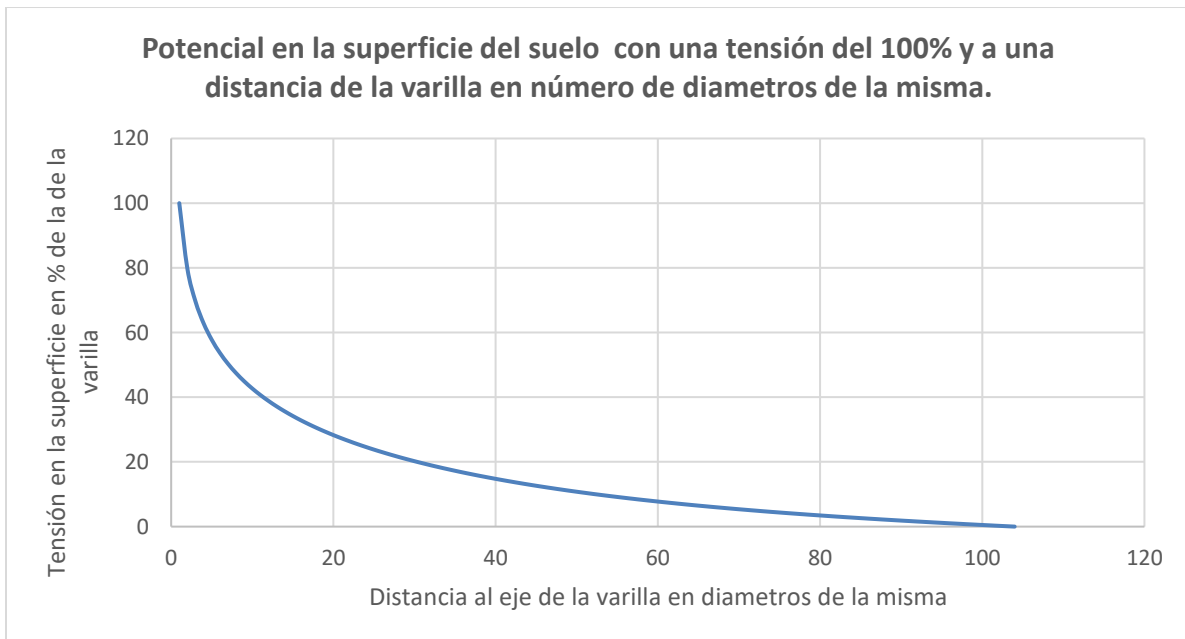
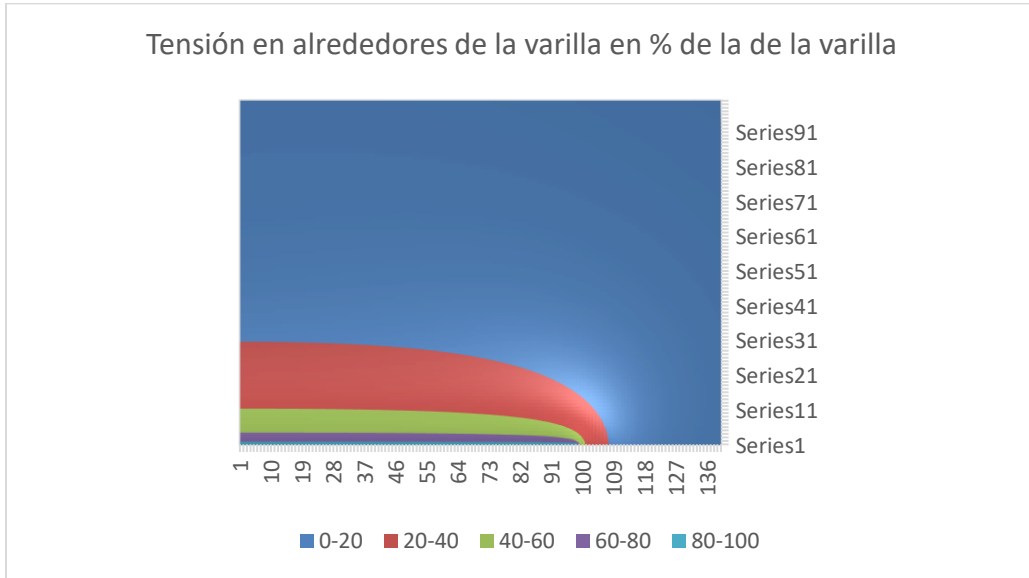
$$\frac{\partial^2 V}{\partial z^2} = \frac{\frac{V_3 - V_0}{h} - \frac{V_0 - V_4}{h}}{h}$$

$$\frac{1}{\rho} \frac{\partial V}{\partial \rho} = \frac{V_1 - V_2}{2\rho h}$$

$$0 = \frac{V_1 + V_2 + V_3 + V_4 - 4V_0}{h^2} + \frac{V_1 - V_2}{2\left(\frac{\rho}{h}\right)h^2}$$

$$V_0 = \frac{V_1+V_2+V_3+V_4}{4} + \frac{V_1-V_2}{8k} \quad \text{siendo} \quad k = \frac{\rho}{h}$$

Con esta ecuación en cada celda y ajustando las condiciones de frontera para $Z=0$ y $p=0$ y un cambio en cada iteración inferior a 0,001, resulta:



B. Anexo: Cartilla para publicar

Mientras se decide el formato de presentación de la cartilla, se realizó como una presentación en Power Point.