



UNIVERSIDAD NACIONAL
de MAR DEL PLATA



FACULTAD DE INGENIERÍA
Departamento Ingeniería Eléctrica

Proyecto Final de Grado

Agosto 2021

Herramienta de geolocalización para
limitar el problema de múltiple
estimación en la localización de fallas
en distribuidores rurales de energía
eléctrica considerando estimaciones de
flujos de carga en sus ramales

Germán D. Wilt

Ingeniería Eléctrica

germanwilt@gmail.com

Tutor: Ing. Guillermo F. di Mauro

Co-Tutor: Mg. Ing. Carlos A. Agüero

Evaluadores: Mg. Ing. Daniel Anaut

Ing. Omar Cereijo

Dr. Ing. Jorge Strack



RINFI se desarrolla en forma conjunta entre el INTEMA y la Biblioteca de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Mar del Plata.

Tiene como objetivo recopilar, organizar, gestionar, difundir y preservar documentos digitales en Ingeniería, Ciencia y Tecnología de Materiales y Ciencias Afines.

A través del Acceso Abierto, se pretende aumentar la visibilidad y el impacto de los resultados de la investigación, asumiendo las políticas y cumpliendo con los protocolos y estándares internacionales para la interoperabilidad entre repositorios



Esta obra está bajo una [Licencia Creative Commons Atribución-
NoComercial-CompartirIgual 4.0 Internacional](https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/).

AUTORIZACIÓN DEL AUTOR

En calidad de TITULAR de los derechos de autor de la obra que se detalla a continuación, y sin infringir según mi conocimiento derechos de terceros, por la presente informo a la Universidad Nacional de Mar del Plata mi decisión de concederle en forma gratuita, no exclusiva y por tiempo ilimitado la autorización para:

- Publicar el texto del trabajo más abajo indicado, exclusivamente en medio digital, en el sitio web de la Facultad y/o Universidad, por Internet, a título de divulgación gratuita de la producción científica generada por la Facultad, a partir de la fecha especificada.
- Permitir a la Biblioteca que sin producir cambios en el contenido, establezca los formatos de publicación en la web para su más adecuada visualización y la realización de copias digitales y migraciones de formato necesarias para la seguridad, resguardo y preservación a largo plazo de la presente obra.

1. Autor. Apellido y Nombre: *Wilt, Germán Darío*

Tipo y N° de Documento: *DNI 38.603.740*

Teléfono: *+54 9 2262 651034*

E-mail: *germanwilt@gmail.com*

Título obtenido: *Ingeniero Eléctrico*

2. Identificación de la Obra

Herramienta de geolocalización para limitar el problema de múltiple estimación en la localización de fallas en distribuidores rurales de energía eléctrica considerando estimaciones de flujos de carga en sus ramales

2. AUTORIZO LA PUBLICACIÓN bajo la licencia Creative Commons

Este obra está bajo una licencia de Creative Commons Reconocimiento- NoComercial-CompartirIgual3.0Unported

Germán Darío Wilt

Mar del Plata, Buenos Aires

23 de agosto de 2021

Firma del Autor Lugar y Fecha

Este trabajo está dedicado a mi familia y muy especialmente a la memoria de mis abuelos, Checho y Nilda.

German D. Wilt

RESUMEN

En el presente trabajo se desarrolló una herramienta informática colaborativa con base geográfica para facilitar la localización de fallas y el posterior acotamiento de la múltiple estimación en la ubicación de la misma para sistemas de distribución aéreos de energía eléctrica de media tensión en zonas suburbanas o rurales. El resultado de la posible ubicación de la falla es mostrado sobre el mapa que contiene el trazado real de la red eléctrica. A los efectos de reconstruir la red con sus parámetros eléctricos, la herramienta permite rescatar la información y topología de la red de distribución contenida en los sistemas de información geográfica o GIS (de sus siglas en inglés: *Geographical Information Systems*) homologados por la Dirección Provincial de Energía (DPE) en la Pcia. de Buenos Aires, los cuales se encuentran en propiedad de cada empresa distribuidora de energía eléctrica. Es posible utilizar los datos de corriente y tensión provenientes de equipos de medición instalados a la salida del distribuidor afectado, y mediante algoritmos matemáticos elaborados se estima la carga real de cada derivación perteneciente al distribuidor principal, con el objeto de disminuir la incertidumbre en la múltiple estimación de lugares encontrados como eléctricamente equivalentes en falla.

La aplicación de esta herramienta ofrece a los operarios de mantenimiento de la red eléctrica una mayor facilidad para detectar la ubicación de una falla, reduciendo los tiempos de reposición del suministro eléctrico y redundando en la mejora de los índices de calidad del servicio prestado.

Este trabajo se desarrolló en el marco del programa de “Becas de Investigación” otorgadas para la formación de recursos humanos en investigación en el ámbito de la Universidad Nacional de Mar del Plata (UNMDP), bajo el título “Geolocalización de Fallas en Alimentadores de Energía Eléctrica de Media Tensión Considerando su Estado de Carga”. La institución, a través de la Secretaría de Ciencia y Tecnología (SeCyT), ofrece Becas de Investigación para Estudiantes Avanzados y para Graduados de Universidades Nacionales Públicas. Particularmente, el proyecto se enmarca dentro de la primera categoría de Becas de Investigación (Estudiante Avanzado) y se realizó en conjunto con el Grupo de Investigación Laboratorio de Alta Tensión (LAT). Este Núcleo de Actividad Científica y Tecnológica (NACT) está reconocido por la Facultad de Ingeniería de la UNMDP.

Particularmente, el trabajo se encuentra inserto en el proyecto mayor “Calidad de la Energía” del Grupo de Investigación LAT de la Facultad de Ingeniería de la UNMDP, que viene desarrollándose desde el año 2001 y cuyos últimos códigos asignados de Proyecto son 15/G538 – ING542/19. En el Proyecto “Calidad de la Energía” se estudian aquellos fenómenos producidos en las redes de distribución primaria (Media Tensión) y secundarias (Baja Tensión), que afectan los parámetros inherentes a la tensión, a la corriente e interrupciones del servicio eléctrico definidos en el marco de la normativa vigente (Ley Nacional N° 24.065 y Ley Provincial N° 11.769) como “Calidad de Producto Técnico” y “Calidad del Servicio Técnico”.

ÍNDICE

1.	INTRODUCCIÓN.....	1
1.1.	CONTEXTO NACIONAL	3
1.2.	OBJETIVOS	5
1.3.	ESTRUCTURA DEL INFORME.....	6
2.	ESTADO DEL ARTE	9
2.1.	HERRAMIENTA INFORMÁTICA PARA LA LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN RURAL	10
2.1.1.	RESUMEN	10
2.1.2.	DESCRIPCIÓN DEL MÉTODO.....	11
2.2.	ELIMINACIÓN DE LA MÚLTIPLE ESTIMACIÓN PARA LA LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN SISTEMAS DE ENERGÍA RADIALES A PARTIR DEL USO DE MEDIDAS FUNDAMENTALES A LA SALIDA DEL DISTRIBUIDOR	15
2.2.1.	RESUMEN	15
2.2.2.	DESCRIPCIÓN DEL MÉTODO.....	15
2.3.	ELIMINACIÓN DE LA MÚLTIPLE ESTIMACIÓN PARA LA LOCALIZACIÓN DE FALLAS MONOFÁSICAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA CONSIDERANDO LA CORRIENTE DE CARGA	21
2.3.1.	RESUMEN	21
2.3.2.	DESCRIPCIÓN DEL MÉTODO.....	21
2.4.	FORMULACIÓN EXTENDIDA PARA LA ELIMINACIÓN DE LA MÚLTIPLE ESTIMACIÓN EN LA LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA CONSIDERANDO LA CORRIENTE DE CARGA	23
2.4.1.	RESUMEN	23
2.4.2.	DESCRIPCIÓN DEL MÉTODO.....	24
2.5.	MÉTODO BASADO EN LA MINERÍA DE DATOS PARA REDUCIR LA MÚLTIPLE ESTIMACIÓN EN LA LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN RADIAL.....	27
2.5.1.	RESUMEN	27
2.5.2.	DESCRIPCIÓN DEL MÉTODO.....	27
2.6.	ESTRATEGIA DE APRENDIZAJE PARA REDUCIR EL PROBLEMA DE MÚLTIPLE ESTIMACIÓN EN LA LOCALIZACIÓN DE LA ZONA EN FALLA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN RADIAL	29
2.6.1.	RESUMEN	29
2.6.2.	DESCRIPCIÓN DEL MÉTODO.....	29
3.	MÉTODO PROPUESTO	33
3.1.	BASE DE DATOS GEORREFERENCIADA	33
3.1.1.	ASPECTOS GENERALES.....	33
3.1.2.	ASPECTOS TÉCNICOS DEL MODELADO.....	33
3.1.3.	ASPECTOS TÉCNICOS DE LA INFORMACIÓN SOLICITADA	34
3.2.	MÉTODO PARA LA LOCALIZACIÓN DE FALLAS Y LA ELIMINACIÓN DE LA MÚLTIPLE ESTIMACIÓN.....	35

3.3.	MODELADO DE LA RED ELÉCTRICA	44
3.3.1.	SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN RURAL DISPONIBLE PARA EL ESTUDIO	45
3.3.2.	DEFINICIÓN DE LAS IMPEDANCIAS DE LÍNEA.....	49
3.3.3.	DEFINICIÓN DE LAS IMPEDANCIAS DE CARGA	57
3.3.4.	PROCEDIMIENTO PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LA RED EN POWERFACTORY DIGSILENT.....	58
3.4.	DETERMINACIÓN DEL FLUJO DE CARGA.....	84
3.4.1.	DEFINICIÓN DE NODO DE CORRIENTE.....	84
3.4.2.	MÉTODO PARA ESTIMAR FLUJOS DE CARGA	86
3.5.	CALCULO DE LA IMPEDANCIA DE CARGA	88
3.6.	ESTRUCTURA DEL ALGORITMO DE CÁLCULO	110
3.6.1.	ESTRUCTURA BÁSICA DEL ALGORITMO DE CÁLCULO	111
3.6.2.	ENTRADAS DEL ALGORITMO DE CÁLCULO	116
3.6.3.	SALIDAS DEL ALGORITMO DE CÁLCULO.....	120
3.6.4.	VERSIÓN EJECUTABLE	123
3.6.5.	EJEMPLO DE APLICACIÓN.....	126
3.7.	RESULTADOS	131
3.7.1.	EXACTITUD DEL MÉTODO PROPUESTO.....	131
3.7.2.	EFICIENCIA DEL MÉTODO PROPUESTO EN LA ELIMINACIÓN DE LA MÚLTIPLE ESTIMACIÓN DE PUNTOS DE FALLA	142
3.8.	ANÁLISIS DE RESULTADOS	158
4.	POSIBLES ALTERNATIVAS EN EL MODELADO DE LA RED Y EL ALGORITMO DE CÁLCULO	161
4.1.	ESTUDIO DE LA MÚLTIPLE ESTIMACIÓN DEL PUNTO DE FALLA EN LÍNEAS BIFÁSICAS Y LMRT	161
4.1.1.	ELIMINACIÓN DE LA MÚLTIPLE ESTIMACIÓN A PARTIR DE LA ACTUACIÓN DE PROTECCIONES	163
4.1.2.	RESULTADOS.....	171
4.1.3.	ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	174
4.2.	ESTUDIO DEL DESEQUILIBRIO EN EL FLUJO DE CARGA MEDIANTE COMPONENTES SIMÉTRICAS.....	176
4.2.1.	MÉTODO DE COMPONENTES SIMÉTRICAS.....	176
4.2.2.	APLICACIÓN DEL TEOREMA DE FORTESCUE AL MÉTODO PROPUESTO ..	178
4.2.3.	DETERMINACIÓN DEL FLUJO DE CARGA	181
4.2.4.	RESULTADOS.....	187
4.2.5.	ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	196
5.	CONCLUSIONES GENERALES	199
6.	IMPACTO AMBIENTAL, ECONÓMICO Y SOCIAL	203
6.1.	IMPACTO AMBIENTAL	203
6.2.	IMPACTO ECONÓMICO.....	206
6.3.	IMPACTO SOCIAL	206
7.	TRABAJO A FUTURO.....	209

8. REFERENCIAS.....	211
9. ANEXOS 217	
9.1. LEY NACIONAL N° 24.065.....	217
9.2. DECRETO N° 1.868 (TEXTO ORDENADO LEY PROVINCIAL N° 11.769).....	233
9.3. DISPOSICIÓN N° 1.922 D.P.E.....	251
9.4. ARCHIVO DE PROGRAMACIÓN “LOCALIZACION_FALLAS.M” (V2.0).....	265
9.5. ARCHIVO DE PROGRAMACIÓN “LOCALIZACION_FALLAS.M” (V2.1).....	313
9.6. ARCHIVO DE PROGRAMACIÓN “LOCALIZACION.LSP”	405

LISTADO DE FIGURAS

FIGURA 1.1 - REPRESENTACIÓN ESQUEMÁTICA DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA.....	1
FIGURA 1.2 - SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN RADIAL AÉREO RURAL.....	2
FIGURA 2.1.1 - MODELO DE CIRCUITO SERIE SIMPLIFICADO.....	11
FIGURA 2.1.2 - CIRCUITO SERIE EN FALLA.....	12
FIGURA 2.1.3 - CIRCUITO CON TRES NODOS TERMINALES (TRES RAMALES).....	14
FIGURA 2.2.1 - EJEMPLO DEL PROBLEMA DE MÚLTIPLE ESTIMACIÓN DE LOS MÉTODOS DE LOCALIZACIÓN DE FALLAS BASADOS EN LA IMPEDANCIA DE FALLA.....	16
FIGURA 2.2.2 - SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA TRIFILAR (TRIFÁSICO).....	16
FIGURA 2.2.3 - CIRCUITO EQUIVALENTE TRIFÁSICO PARA LA DERIVACIÓN I EN EL CASO DE UNA FALLA MONOFÁSICA.....	17
FIGURA 2.2.4 - CIRCUITO EQUIVALENTE TRIFÁSICO PARA LA DERIVACIÓN I EN EL CASO DE UNA FALLA BIFÁSICA A TIERRA.....	19
FIGURA 2.2.5 - CIRCUITO EQUIVALENTE TRIFÁSICO PARA LA DERIVACIÓN I EN EL CASO DE UNA FALLA BIFÁSICA.....	19
FIGURA 2.2.6 - CIRCUITO EQUIVALENTE TRIFÁSICO PARA LA DERIVACIÓN I EN EL CASO DE UNA FALLA TRIFÁSICA.....	20
FIGURA 2.3.1 - CIRCUITO EQUIVALENTE TRIFÁSICO PARA UNA FALLA MONOFÁSICA (AG).....	22
FIGURA 2.4.1 - CIRCUITO EQUIVALENTE TRIFÁSICO PARA UNA FALLA BIFÁSICA A TIERRA (ABG).....	25
FIGURA 2.4.2 - CIRCUITO EQUIVALENTE TRIFÁSICO PARA UNA FALLA TRIFÁSICA A TIERRA (ABCG).....	26
FIGURA 2.5.1 - ESQUEMA DEL MÉTODO DE DATA MINING.....	28
FIGURA 2.6.1 - DIVISIÓN E IDENTIFICACIÓN DE ZONAS PARA REDUCIR EL PROBLEMA DE MÚLTIPLE ESTIMACIÓN.....	29
FIGURA 2.6.2 - PREDICCIÓN DE LA CLASE DE UN NUEVO EJEMPLO: A) UN VECINO CERCANO Y B) K VECINOS CERCANOS.....	30
FIGURA 3.2.1 - SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN RADIAL TRIFILAR CON MEDICIÓN EN SALIDA DEL DISTRIBUIDOR.....	35
FIGURA 3.2.2 - CIRCUITO EQUIVALENTE PARA EL RAMAL I EN CASO DE UNA FALLA MONOFÁSICA (AG).....	36
FIGURA 3.2.3 - DIAGRAMA DE FLUJO DEL PROCESO ITERATIVO DE CÁLCULO PARA DETERMINAR LA DISTANCIA AL PUNTO DE FALLA M PARA UN TRAMO ANALIZADO.....	38
FIGURA 3.2.4 - CIRCUITO EQUIVALENTE PARA EL RAMAL I EN CASO DE UNA FALLA BIFÁSICA A TIERRA (ABG).....	40
FIGURA 3.2.5 - CIRCUITO EQUIVALENTE PARA EL RAMAL I EN CASO DE UNA FALLA TRIFÁSICA A TIERRA (ABCG).....	43
FIGURA 3.3.1 - DISTRIBUIDOR RURAL DE MEDIA TENSIÓN DE LA COOP. DE ELECTRICIDAD GRAL. BALCARCE LTDA.....	45
FIGURA 3.3.2 - VISTA AMPLIADA DE DISTRIBUIDOR RURAL DE MEDIA TENSIÓN DE LA COOPERATIVA DE ELECTRICIDAD GRAL. BALCARCE LTDA.....	45

FIGURA 3.3.3 - EJEMPLO DE TRANSFORMADOR RURAL TRIFÁSICO DE 63 [KVA] (MARCA TADEO CZERWENY)	47
FIGURA 3.3.4 - EJEMPLO DE TRANSFORMADOR RURAL BIFÁSICO DE 10 [KVA] (MARCA TADEO CZERWENY)	47
FIGURA 3.3.5 - EJEMPLO DE TRANSFORMADOR RURAL MONOFÁSICO DE 5 [KVA] (MARCA TADEO CZERWENY)	48
FIGURA 3.3.6 - INFORMACIÓN DISPONIBLE EN LAS PROPIEDADES DE LAS ENTIDADES GRÁFICAS.....	48
FIGURA 3.3.7 - LÍNEA DE CARSON CON RETORNO POR TIERRA	51
FIGURA 3.3.8 - MAPA ORIENTATIVO DE RESISTIVIDADES ELÉCTRICAS DE SUELOS EN LA REPÚBLICA ARGENTINA	53
FIGURA 3.3.9 - POSTE DE SUSPENSIÓN CON CRUCETA CENTRAL, TÍPICO EN REDES DE DISTRIBUCIÓN RURAL	55
FIGURA 3.3.10 - CRUCETAS NORMALIZADAS SEGÚN NORMA IRAM 9540	56
FIGURA 3.3.11 - CASO PARTICULAR DE LÍNEAS BIFILARES (A) Y MONOFILARES (B)	56
FIGURA 3.3.12 - MODELADO DE CARGAS MONOFÁSICAS (A), BIFÁSICAS (B) Y TRIFÁSICAS (C).....	57
FIGURA 3.3.13 - CREACIÓN DE NUEVO PROYECTO EN POWERFACTORY DIGSILENT ..	58
FIGURA 3.3.14 - INFORMACIÓN DEL NUEVO PROYECTO EN POWERFACTORY DIGSILENT	58
FIGURA 3.3.15 - INFORMACIÓN DE LA NUEVA RED EN POWERFACTORY DIGSILENT ...	59
FIGURA 3.3.16 - ENTORNO DE TRABAJO EN POWERFACTORY DIGSILENT	59
FIGURA 3.3.17 - UBICACIÓN DE LOS NODOS DE LA RED ELÉCTRICA.....	60
FIGURA 3.3.18 - PROPIEDADES DEL NODO	60
FIGURA 3.3.19 - CASO PARTICULAR DEL NODO A LA SALIDA DEL DISTRIBUIDOR	60
FIGURA 3.3.20 - CARGADO DE LAS LÍNEAS DE LA RED ELÉCTRICA	61
FIGURA 3.3.21 - DEFINICIÓN DE UN NUEVO TIPO DE LÍNEA (TOWER TYPE).....	62
FIGURA 3.3.22 - PARÁMETROS DEL NUEVO TIPO DE ESTRUCTURA (TOWER TYPE)	62
FIGURA 3.3.23 - CREACIÓN DE NUEVO TIPO DE CONDUCTOR.....	63
FIGURA 3.3.24 - DEFINICIÓN DE PARÁMETROS PARA CONDUCTOR DE ALEACIÓN DE ALUMINIO DE 25 [MM ²] (ALAL25)	63
FIGURA 3.3.25 - RUTA PARA LA CARGA DE MATRIZ DE IMPEDANCIA PARA EL NUEVO TIPO DE ESTRUCTURA	64
FIGURA 3.3.26 - MATRIZ DE IMPEDANCIA POR UNIDAD DE LONGITUD PARA EL NUEVO TIPO DE ESTRUCTURA	64
FIGURA 3.3.27 - TIPOS DE ESTRUCTURAS (TOWER TYPE) CREADOS PARA LA SIMULACIÓN DE LA RED ELÉCTRICA EN ESTUDIO	65
FIGURA 3.3.28 - IDENTIFICACIÓN Y LONGITUD DEL TRAMO SEGÚN [10].....	66
FIGURA 3.3.29 - UBICACIÓN DE LAS CARGAS DE LA RED (TRANSFORMADORES MT/BT)	66
FIGURA 3.3.30 - CREACIÓN DE NUEVOS TIPOS DE CARGAS	67
FIGURA 3.3.31 - CREACIÓN DE CARGAS TRIFÁSICAS, BIFÁSICAS Y MONOFÁSICAS	67
FIGURA 3.3.32 - MODELADO DE CARGAS MONOFÁSICAS (A), BIFÁSICAS (B) Y TRIFÁSICAS (C).....	67

FIGURA 3.3.33 - TIPO DE CARGA.....	68
FIGURA 3.3.34 - TIPOS DE CARGA CREADOS.....	68
FIGURA 3.3.35 - DEFINICIÓN DE VALORES DE POTENCIA NOMINAL DE LA CARGA EN [MVA] Y FACTOR DE POTENCIA.....	68
FIGURA 3.3.36 - UBICACIÓN DE LA ACOMETIDA DEL DISTRIBUIDOR DE MEDIA TENSIÓN (13,2 [KV]).....	69
FIGURA 3.3.37 - CÁLCULO DE LA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO EN BARRAS DE SALIDA DEL DISTRIBUIDOR.....	69
FIGURA 3.3.38 - DATOS CARACTERÍSTICOS DE TRANSFORMADOR 33/13,860-8,002 [KV/KV] Y 2 [MVA] (MARCA TADEO CZERWENY)	70
FIGURA 3.3.39 - FACTOR C PARA EL CÁLCULO DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO MÁXIMAS Y MÍNIMAS.....	71
FIGURA 3.3.40 - CARGA DE DATOS DE POTENCIA DE CORTOCIRCUITO MÁXIMA Y MÍNIMA EN ACOMETIDA.....	72
FIGURA 3.3.41 - PORCIÓN DE LA RED ELÉCTRICA COMPLETA	73
FIGURA 3.3.42 - BLOQUE DE ANÁLISIS RMS/EMT SIMULATION	73
FIGURA 3.3.43 - VISUALIZACIÓN DE CAJA DE RESULTADOS (RESULT BOXES)	74
FIGURA 3.3.44 - SELECCIÓN DE PARÁMETROS EN CAJA DE RESULTADOS (RESULT BOXES)	74
FIGURA 3.3.45 - LISTA DE PARÁMETROS MOSTRADOS EN CAJA DE RESULTADOS (RESULT BOXES), INICIALMENTE VACÍA	75
FIGURA 3.3.46 - SELECCIÓN DE PARÁMETROS DE TENSIÓN DE FASE (MÓDULO Y ÁNGULO) PARA MOSTRAR EN CAJA DE RESULTADOS (RESULT BOXES)	76
FIGURA 3.3.47 - SELECCIÓN DE PARÁMETROS DE CORRIENTE DE LÍNEA (MÓDULO Y ÁNGULO) PARA MOSTRAR EN CAJA DE RESULTADOS (RESULT BOXES)	76
FIGURA 3.3.48 - LISTA DE PARÁMETROS CARGADOS EN CAJA DE RESULTADOS (RESULT BOXES)	77
FIGURA 3.3.49 - SIMULACIÓN DE FLUJO DE CARGA	77
FIGURA 3.3.50 - PARÁMETROS PARA SIMULACIÓN DE FLUJO DE CARGA.....	78
FIGURA 3.3.51 - LECTURA DE DATOS DE FLUJO DE CARGA A LA SALIDA DEL DISTRIBUIDOR	78
FIGURA 3.3.52 - PROPIEDADES DEL TRAMO DE LÍNEA 103996.....	79
FIGURA 3.3.53 - CONFIGURACIÓN DEL TRAMO 103996 PARA LA SIMULACIÓN DE FALLAS	79
FIGURA 3.3.54 - DEFINICIÓN DE NUEVO EVENTO DE CORTOCIRCUITO (SHORT-CIRCUIT EVENT).....	80
FIGURA 3.3.55 - DEFINICIÓN DEL TIPO DE FALLA Y DE LA RESISTENCIA DE FALLA	80
FIGURA 3.3.56 - EDICIÓN DE EVENTOS DEFINIDOS	80
FIGURA 3.3.57 - VENTANA DE EDICIÓN DE EVENTOS.....	81
FIGURA 3.3.58 - CÁLCULO DE CONDICIONES INICIALES PARA LA SIMULACIÓN DEL EVENTO DE FALLA	81
FIGURA 3.3.59 - SELECCIÓN DEL EVENTO A SIMULAR	81
FIGURA 3.3.60 - EJECUCIÓN DEL EVENTO A SIMULAR	82

FIGURA 3.3.61 - SIMULACIÓN FINAL DEL EVENTO DE FALLA.....	82
FIGURA 3.3.62 - RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN DEL EVENTO DE FALLA	82
FIGURA 3.3.63 - TIEMPO DE EJECUCIÓN DE LA FALLA (EXECUTION TIME)	83
FIGURA 3.3.64 - TIEMPO DE EJECUCIÓN TOTAL DE LA SIMULACIÓN (STOP TIME).....	83
FIGURA 3.4.1 - SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN RADIAL TRIFILAR CON MEDICIÓN EN SALIDA DEL DISTRIBUIDOR	84
FIGURA 3.4.2 - NODO SEGÚN DEFINICIÓN DE PRIMERA LEY DE KIRCHHOFF	84
FIGURA 3.4.3 - TERMINOLOGÍA UTILIZADA PARA DESCRIBIR LOS NODOS DE LA RED ELÉCTRICA.....	85
FIGURA 3.4.4 - NODO DE CORRIENTE DEBIDO A CARGA (TRANSFORMADOR).....	86
FIGURA 3.4.5 - MEDICIÓN DE TENSIÓN Y CORRIENTE EN BARRAS PRINCIPALES DEL DISTRIBUIDOR	86
FIGURA 3.4.6 - CAÍDA DE TENSIÓN HASTA PRIMER NODO DE CORRIENTE	87
FIGURA 3.4.7 - CORRIENTE DERIVADA POR CADA RAMAL DEL NODO DE CORRIENTE	87
FIGURA 3.4.8 - CORRIENTE DERIVADA EN UNA CARGA K.....	88
FIGURA 3.5.1 - RED CON UN ÚNICO RAMAL AGUAS DEBAJO DE NEQ.....	89
FIGURA 3.5.2 - RED RECORTADA DEBAJO DE NEQ.....	90
FIGURA 3.5.3 - IMPEDANCIAS DE RED RECORTADA PREVIA AL CÁLCULO	91
FIGURA 3.5.4 - MODIFICACIÓN DE LA IMPEDANCIA DEL ÚLTIMO TRAMO	92
FIGURA 3.5.5 - CONDICIÓN A PARA NODO N_5	92
FIGURA 3.5.6 - CONDICIÓN B PARA NODO N_5	92
FIGURA 3.5.7 - CONDICIÓN C PARA NODO N_5	93
FIGURA 3.5.8 - SUMA EN PARALELO DE IMPEDANCIAS Z_{L5}' Y Z_{T2}	93
FIGURA 3.5.9 - SUMA EN SERIE DE IMPEDANCIAS Z_{L4} Y Z_{I1}	94
FIGURA 3.5.10 - SUMA EN PARALELO DE IMPEDANCIAS Z_{L4}' Y Z_{T1}	94
FIGURA 3.5.11 - SUMA EN SERIE DE IMPEDANCIAS Z_{L3} Y Z_{I2}	95
FIGURA 3.5.12 - SUMA EN SERIE DE IMPEDANCIAS Z_{L3}' Y Z_{L2}	95
FIGURA 3.5.13 - IMPEDANCIA EQUIVALENTE Z_{EQ}	95
FIGURA 3.5.14 - IMPEDANCIA EQUIVALENTE Z_{EQ}	96
FIGURA 3.5.15 - RED CON MÁS DE UN RAMAL AGUAS DEBAJO DE NEQ.....	97
FIGURA 3.5.16 - RED RECORTADA DEBAJO DE NEQ.....	98
FIGURA 3.5.17 - PRIMER RAMAL DE LA RED RECORTADA	99
FIGURA 3.5.18 - IMPEDANCIAS DEL PRIMER RAMAL PREVIAS AL CÁLCULO	100
FIGURA 3.5.19 - NODO DE CORRIENTE N_4	100
FIGURA 3.5.20 - SEGUNDO RAMAL DE LA RED RECORTADA	101
FIGURA 3.5.21 - IMPEDANCIAS DEL SEGUNDO RAMAL PREVIAS AL CÁLCULO	101
FIGURA 3.5.22 - NODO DE CORRIENTE N_{11}	102
FIGURA 3.5.23 - TERCER RAMAL DE LA RED RECORTADA	102
FIGURA 3.5.24 - IMPEDANCIAS DEL TERCER RAMAL PREVIAS AL CÁLCULO	102
FIGURA 3.5.25 - NODO DE CORRIENTE N_{14}	102
FIGURA 3.5.26 - CUARTO RAMAL DE LA RED RECORTADA	103

FIGURA 3.5.27 - IMPEDANCIAS DEL CUARTO RAMAL PREVIAS AL CÁLCULO	103
FIGURA 3.5.28 - NODO DE CORRIENTE N_{14}	103
FIGURA 3.5.29 - REDUCCIÓN DE IMPEDANCIAS HASTA NODOS DE CORRIENTES	104
FIGURA 3.5.30 - RAMALES A LOS QUE PERTENECE EL NODO DE CORRIENTE N_{14}	104
FIGURA 3.5.31 - RAMALES A LOS QUE PERTENECE EL NODO DE CORRIENTE N_{11}	104
FIGURA 3.5.32 - RAMALES A LOS QUE PERTENECE EL NODO DE CORRIENTE N_4	105
FIGURA 3.5.33 - SUMA EN PARALELO DE IMPEDANCIAS $Z_{L_{14}}$ Y $Z_{L_{15}}$	105
FIGURA 3.5.34 - SUMA EN SERIE DE IMPEDANCIAS $Z_{L_{13}}$ Y $Z_{L//1}$	106
FIGURA 3.5.35 - SUMA EN PARALELO DE IMPEDANCIAS $Z_{L_{11}}$ Y $Z_{L_{13}}$	107
FIGURA 3.5.36 - SUMA EN SERIE DE IMPEDANCIAS $Z_{L_{10}}$ Y $Z_{L//2}$	107
FIGURA 3.5.37 - SUMA EN SERIE DE IMPEDANCIAS Z_{L_9} Y $Z_{L_{10}'}$	108
FIGURA 3.5.38 - SUMA EN PARALELO DE IMPEDANCIAS Z_{L_4} Y Z_{L_9}'	109
FIGURA 3.5.39 - SUMA EN SERIE DE IMPEDANCIAS Z_{L_2} , Z_{L_3} Y $Z_{L//3}$	109
FIGURA 3.5.40 - IMPEDANCIA EQUIVALENTE Z_{EQ}	109
FIGURA 3.5.41 - ORDEN ALEATORIO DE ANÁLISIS DE RAMALES EN ALGORITMO DE CÁLCULO	110
FIGURA 3.6.1 - CREACIÓN DE NUEVO SCRIPT EN MATLAB.....	111
FIGURA 3.6.2 - ESQUEMA SIMPLIFICADO DE LA ESTRUCTURA DEL PROGRAMA	112
FIGURA 3.6.3 - DIAGRAMA EN BLOQUES DEL ALGORITMO DE CÁLCULO (PARTE 1)....	113
FIGURA 3.6.4 - DIAGRAMA EN BLOQUES DEL ALGORITMO DE CÁLCULO (PARTE 2)....	114
FIGURA 3.6.5 - DIAGRAMA EN BLOQUES DEL ALGORITMO DE CÁLCULO (PARTE 3)....	115
FIGURA 3.6.6 - ARCHIVO LINEAS.TXT	116
FIGURA 3.6.7 - COMANDO GUIDE PARA CREAR O EDITAR GUI DE MATLAB	119
FIGURA 3.6.8 - INTERFAZ GRÁFICA CREADA	120
FIGURA 3.6.9 - ARCHIVO RESULTADO.TXT	121
FIGURA 3.6.10 - EJEMPLO DE REPRESENTACIÓN GRÁFICA DE LOS RESULTADOS.....	121
FIGURA 3.6.11 - LENGUAJE AUTOLISP EN AUTOCAD.....	122
FIGURA 3.6.12 - CARGA DE RUTINA LISP EN AUTOCAD.....	122
FIGURA 3.6.13 - COMPILADOR DE APLICACIONES EN MATLAB	123
FIGURA 3.6.14 - CARGA DE RUTINA LISP EN AUTOCAD.....	124
FIGURA 3.6.15 - CARPETA LOCALIZACION_FALLAS	124
FIGURA 3.6.16 - MODIFICACIÓN DE RUTA DE BÚSQUEDA DE ARCHIVO DE RESULTADOS EN RUTINA LISP	125
FIGURA 3.6.17 - RED DISPONIBLE EN GIS (AUTOCAD).....	126
FIGURA 3.6.18 - SITIO DE FALLA SIMULADA EN GIS (AUTOCAD)	126
FIGURA 3.6.19 - SITIO DE FALLA SIMULADA EN LA RED MODELADA EN POWERFACTORY DIGSILENT	127
FIGURA 3.6.20 - VALORES MEDIDOS DE TENSIÓN Y CORRIENTE EN LA SUBESTACIÓN PARA LA FALLA SIMULADA.....	127
FIGURA 3.6.21 - CARGADO DE VALORES MEDIDOS DE TENSIÓN Y CORRIENTE EN LA SUBESTACIÓN AL PROGRAMA DE CÁLCULO MEDIANTE INTERFAZ GRÁFICA.....	128

FIGURA 3.6.22 - ARCHIVO DE TEXTO CON RESULTADOS DEL CÁLCULO.....	128
FIGURA 3.6.23 - INGRESO DE COMANDO IN-RESULTADO EN PLATAFORMA GIS.....	129
FIGURA 3.6.24 - VISUALIZACIÓN GRÁFICA DE NÚMERO DE POSIBLES PUNTOS EN FALLA EN PLATAFORMA GIS.....	130
FIGURA 3.6.25 - VISUALIZACIÓN GRÁFICA DE RESULTADOS EN PLATAFORMA GIS	130
FIGURA 3.7.1 - UBICACIÓN DE LOS PUNTOS DE FALLAS SIMULADOS EN POWERFACTORY DIGSILENT	131
FIGURA 3.7.2 - ERROR PORCENTUAL EN FUNCIÓN DE LA DISTANCIA AL PUNTO DE FALLA PARA DEFECTOS MONOFÁSICOS	141
FIGURA 3.7.3 - ERROR PORCENTUAL EN FUNCIÓN DE LA DISTANCIA AL PUNTO DE FALLA PARA DEFECTOS BIFÁSICOS.....	141
FIGURA 3.7.4 - ERROR PORCENTUAL EN FUNCIÓN DE LA DISTANCIA AL PUNTO DE FALLA PARA DEFECTOS BIFÁSICOS A TIERRA	141
FIGURA 3.7.5 - ERROR PORCENTUAL EN FUNCIÓN DE LA DISTANCIA AL PUNTO DE FALLA PARA DEFECTOS TRIFÁSICOS	142
FIGURA 3.7.6 - UBICACIÓN DE LOS PUNTOS DE FALLAS SIMULADOS EN POWERFACTORY DIGSILENT	143
FIGURA 3.7.7 - EFICIENCIA EN LA ELIMINACIÓN DE LA MÚLTIPLE ESTIMACIÓN EN FUNCIÓN DE LA RESISTENCIA DE FALLA RF	158
FIGURA 4.1.1 - MODIFICACIÓN DE ECUACIONES EN LÍNEAS MONOFÁSICAS.....	161
FIGURA 4.1.2 - ELIMINACIÓN DE LA MÚLTIPLE ESTIMACIÓN A PARTIR DE LA ACTUACIÓN DE LAS PROTECCIONES DE LA RED.....	163
FIGURA 4.1.3 - CORRIENTE CALCULADA I_{CALC1} EN CASO DE ACTUACIÓN DE PROTECCIÓN F1.....	164
FIGURA 4.1.4 - CORRIENTE CALCULADA I_{CALC2} EN CASO DE ACTUACIÓN DE PROTECCIÓN F2.....	164
FIGURA 4.1.5 - CORRIENTE CALCULADA I_{CALC3} EN CASO DE ACTUACIÓN DE PROTECCIÓN F3.....	165
FIGURA 4.1.6 - CASO PARTICULAR DE TRES O MÁS ESTIMACIONES (AL MENOS DOS TRAMOS TRIFÁSICOS ABC) CON MENOR ERROR CALCULADO.....	166
FIGURA 4.1.7 - SECCIONADOR FUSIBLE AUTODESCONECTADOR O TIPO KEARNEY ..	168
FIGURA 4.1.8 - ACTUACIÓN DE PROTECCIÓN EN CASO DE FALLA MONOFÁSICA	168
FIGURA 4.1.9 - ACTUACIÓN DE PROTECCIÓN EN CASO DE FALLA BIFÁSICA A TIERRA (ÍDEM BIFÁSICA)	168
FIGURA 4.1.10 - ACTUACIÓN DE PROTECCIÓN EN CASO DE FALLA TRIFÁSICA	169
FIGURA 4.1.11 - SELECTIVIDAD DE LAS PROTECCIONES	169
FIGURA 4.1.12 - INTERFAZ GRÁFICA MODIFICADA.....	170
FIGURA 4.1.13 - UBICACIÓN DE LOS PUNTOS DE FALLAS SIMULADOS Y DE LAS PROTECCIONES FI (FUSIBLES) EN DIGSILENT	171
FIGURA 4.1.14 - CASO IDEAL DE RED CON PROTECCIONES EN CADA DERIVACIÓN ...	174
FIGURA 4.1.15 - CASO REAL DE RED CON PROTECCIONES	175
FIGURA 4.1.16 - ALIMENTACIÓN DE FALLA MONOFÁSICA A TRAVÉS DE CARGA TRIFÁSICA CONECTADA EN TRIÁNGULO	175
FIGURA 4.1.17 - ALIMENTACIÓN DE FALLA BIFÁSICA A TIERRA A TRAVÉS DE CARGA TRIFÁSICA CONECTADA EN TRIÁNGULO	176

FIGURA 4.1.18 - ALIMENTACIÓN DE FALLA MONOFÁSICA A TRAVÉS DE CARGA BIFÁSICA CONECTADA ENTRE FASES.....	176
FIGURA 4.2.1 - TERNA DE SECUENCIA POSITIVA, SECUENCIA DIRECTA O SECUENCIA 1	177
FIGURA 4.2.2 - TERNA DE SECUENCIA NEGATIVA, SECUENCIA INVERSA O SECUENCIA 2	177
FIGURA 4.2.3 - TERNA DE SECUENCIA NULA, SECUENCIA HOMOPOLAR O SECUENCIA 0	177
FIGURA 4.2.4 - NUEVA DEFINICIÓN DE CARGAS MONOFÁSICAS, BIFÁSICAS Y TRIFÁSICAS.....	179
FIGURA 4.2.5 - CÁLCULO DE IMPEDANCIA EQUIVALENTE PARA SISTEMAS DE GENERACIÓN PERFECTOS Y CARGAS EQUILIBRADAS	179
FIGURA 4.2.6 - LÍNEA TRIFÁSICA CON IMPEDANCIAS PROPIAS ZII E IMPEDANCIAS MUTUAS ZIJ.....	180
FIGURA 4.2.7 - PRINCIPIO DE SUPERPOSICIÓN PARA CARGAS BIFÁSICAS	182
FIGURA 4.2.8 - CÁLCULO EN EXCESO DE CORRIENTE DE LÍNEA POR CARGAS MONOFÁSICAS.....	183
FIGURA 4.2.9 - ESQUEMA DE CIRCUITO REAL	184
FIGURA 4.2.10 - ESQUEMA DE CIRCUITO CON ERROR EN EXCESO EN LA CORRIENTE DE CARGA TOTAL.....	184
FIGURA 4.2.11 - UBICACIÓN DE LOS PUNTOS DE FALLAS SIMULADOS Y DEL NODO 856 EN POWERFACTORY DIGSILENT.....	188
FIGURA 4.2.12 - DATOS DE FLUJO DE CARGA EN TRAMO 105871 SIMULADO EN POWERFACTORY DIGSILENT	188
FIGURA 4.2.13 - ERROR PORCENTUAL DEL MÓDULO EN FUNCIÓN DE LA AMPLITUD DEL FASOR DE CORRIENTE SIMULADO PARA FASE A.....	193
FIGURA 4.2.14 - ERROR PORCENTUAL DEL MÓDULO EN FUNCIÓN DE LA AMPLITUD DEL FASOR DE CORRIENTE SIMULADO PARA FASE B.....	194
FIGURA 4.2.15 - ERROR PORCENTUAL DEL MÓDULO EN FUNCIÓN DE LA AMPLITUD DEL FASOR DE CORRIENTE SIMULADO PARA FASE C	194
FIGURA 4.2.16 - ERROR PORCENTUAL DEL MÓDULO EN FUNCIÓN DE LA AMPLITUD DEL FASOR DE CORRIENTE SIMULADO PARA FASE A, FASE B Y FASE C....	195
FIGURA 4.2.17 - ERROR PORCENTUAL DE LA FASE EN FUNCIÓN DEL ÁNGULO DEL FASOR DE CORRIENTE SIMULADO PARA LA FASE A, FASE B Y FASE C	195
FIGURA 6.1.1 - EMISIÓN DE GEI PORCENTUAL POR SUBSECTOR EN ARGENTINA (2014)	203
FIGURA 6.1.2 - EMISIÓN DE GEI TOTAL Y PORCENTUAL, POR SUBSECTOR EN ARGENTINA (2014).....	204
FIGURA 6.1.3 - EVOLUCIÓN DE EMISIÓN DE GEI PORCENTUAL, POR SUBSECTOR EN ARGENTINA (PERÍODO 1990-2014)	204
FIGURA 6.1.4 - EMISIÓN DE GEI PORCENTUAL DEL SUBSECTOR “TRANSPORTE” EN ARGENTINA (2012).....	205
FIGURA 6.1.5 - EMISIÓN DE GEI PORCENTUAL DEL SUBSECTOR “TRANSPORTE CARRETERO” EN ARGENTINA (2012)	205

LISTADO DE TABLAS

TABLA 3.3.1 - CARACTERÍSTICAS DE LAS CARGAS DE LA RED.....	46
TABLA 3.3.2 - CONSTANTE DE MULTIPLICACIÓN WK PARA FRECUENCIA F = 50 [HZ] ...	51
TABLA 3.3.3 - CONSTANTE DE MULTIPLICACIÓN WK PARA FRECUENCIA F = 60 [HZ] ...	51
TABLA 3.3.4 - VALORES TÍPICOS DE LA RESISTIVIDAD DE CIERTOS TIPOS DE SUELO Y AGUA.....	54
TABLA 3.3.5 - RMG DE DIVERSOS CONDUCTORES EN FUNCIÓN DE SU RADIO EXTERIOR R	54
TABLA 3.3.6 - DISTANCIAS RELATIVAS ENTRE FASES DAB, DBC Y DCA	55
TABLA 3.5.1 - ÍNDICE DE OCURRENCIAS DE NODOS DE CORRIENTE	105
TABLA 3.7.1 - RESULTADOS DEL CÁLCULO DEL PUNTO DE FALLA PARA RF = 0 [Ω]	132
TABLA 3.7.2 - RESULTADOS DEL CÁLCULO DEL PUNTO DE FALLA PARA RF = 10 [Ω] ..	134
TABLA 3.7.3 - RESULTADOS DEL CÁLCULO DEL PUNTO DE FALLA PARA RF = 20 [Ω] ..	135
TABLA 3.7.4 - RESULTADOS DEL CÁLCULO DEL PUNTO DE FALLA PARA RF = 30 [Ω] ..	137
TABLA 3.7.5 - RESULTADOS DEL CÁLCULO DEL PUNTO DE FALLA PARA RF = 40 [Ω] ..	139
TABLA 3.7.6 - RESULTADOS DE FALLAS SIMULADAS EN TRAMO 90246 (1) CON RESISTENCIA DE FALLA RF=0[Ω].....	143
TABLA 3.7.7 - RESULTADOS DE FALLAS SIMULADAS EN TRAMO 104001 (2) CON RESISTENCIA DE FALLA RF=0[Ω].....	144
TABLA 3.7.8 - RESULTADOS DE FALLAS SIMULADAS EN TRAMO 104013 (3) CON RESISTENCIA DE FALLA RF=0[Ω].....	144
TABLA 3.7.9 - RESULTADOS DE FALLAS SIMULADAS EN TRAMO 107096 (4) CON RESISTENCIA DE FALLA RF=0[Ω].....	145
TABLA 3.7.10 - RESULTADOS DE FALLAS SIMULADAS EN TRAMO 90415 (5) CON RESISTENCIA DE FALLA RF=0[Ω].....	145
TABLA 3.7.11 - RESULTADOS DE FALLAS SIMULADAS EN TRAMO 90426 (1) CON RESISTENCIA DE FALLA RF=10[Ω].....	146
TABLA 3.7.12 - RESULTADOS DE FALLAS SIMULADAS EN TRAMO 104001 (2) CON RESISTENCIA DE FALLA RF=10[Ω].....	146
TABLA 3.7.13 - RESULTADOS DE FALLAS SIMULADAS EN TRAMO 104013 (3) CON RESISTENCIA DE FALLA RF=10[Ω].....	147
TABLA 3.7.14 - RESULTADOS DE FALLAS SIMULADAS EN TRAMO 107096 (4) CON RESISTENCIA DE FALLA RF=10[Ω].....	147
TABLA 3.7.15 - RESULTADOS DE FALLAS SIMULADAS EN TRAMO 90415 (5) CON RESISTENCIA DE FALLA RF=10[Ω].....	148
TABLA 3.7.16 - RESULTADOS DE FALLAS SIMULADAS EN TRAMO 90426 (1) CON RESISTENCIA DE FALLA RF=20[Ω].....	149
TABLA 3.7.17 - RESULTADOS DE FALLAS SIMULADAS EN TRAMO 104001 (2) CON RESISTENCIA DE FALLA RF=20[Ω].....	149
TABLA 3.7.18 - RESULTADOS DE FALLAS SIMULADAS EN TRAMO 104013 (3) CON RESISTENCIA DE FALLA RF=20[Ω].....	150
TABLA 3.7.19 - RESULTADOS DE FALLAS SIMULADAS EN TRAMO 107096 (4) CON RESISTENCIA DE FALLA RF=20[Ω].....	151

TABLA 3.7.20 - RESULTADOS DE FALLAS SIMULADAS EN TRAMO 90415 (5) CON RESISTENCIA DE FALLA RF=20[Ω].....	151
TABLA 3.7.21 - RESULTADOS DE FALLAS SIMULADAS EN TRAMO 90426 (1) CON RESISTENCIA DE FALLA RF=30[Ω].....	152
TABLA 3.7.22 - RESULTADOS DE FALLAS SIMULADAS EN TRAMO 104001 (2) CON RESISTENCIA DE FALLA RF=30[Ω].....	152
TABLA 3.7.23 - RESULTADOS DE FALLAS SIMULADAS EN TRAMO 104013 (3) CON RESISTENCIA DE FALLA RF=30[Ω].....	153
TABLA 3.7.24 - RESULTADOS DE FALLAS SIMULADAS EN TRAMO 107096 (4) CON RESISTENCIA DE FALLA RF=30[Ω].....	153
TABLA 3.7.25 - RESULTADOS DE FALLAS SIMULADAS EN TRAMO 90415 (5) CON RESISTENCIA DE FALLA RF=30[Ω].....	154
TABLA 3.7.26 - RESULTADOS DE FALLAS SIMULADAS EN TRAMO 90426 (1) CON RESISTENCIA DE FALLA RF=40[Ω].....	155
TABLA 3.7.27 - RESULTADOS DE FALLAS SIMULADAS EN TRAMO 104001 (2) CON RESISTENCIA DE FALLA RF=40[Ω].....	155
TABLA 3.7.28 - RESULTADOS DE FALLAS SIMULADAS EN TRAMO 104013 (3) CON RESISTENCIA DE FALLA RF=40[Ω].....	156
TABLA 3.7.29 - RESULTADOS DE FALLAS SIMULADAS EN TRAMO 107096 (4) CON RESISTENCIA DE FALLA RF=40[Ω].....	156
TABLA 3.7.30 - RESULTADOS DE FALLAS SIMULADAS EN TRAMO 90415 (5) CON RESISTENCIA DE FALLA RF=40[Ω].....	157
TABLA 3.7.31 - EFICIENCIA DEL MÉTODO PROPUESTO EN LA ELIMINACIÓN DE LA MÚLTIPLE ESTIMACIÓN DEL PUNTO DE FALLA.....	158
TABLA 4.1.1 - EJEMPLO DE ELIMINACIÓN DE MÚLTIPLE ESTIMACIÓN DEL PUNTO DE FALLA SEGÚN ACTUACIÓN DE PROTECCIONES.....	167
TABLA 4.1.2 - MODIFICACIÓN DEL ERROR CALCULADO.....	167
TABLA 4.1.3 - RESULTADOS DE FALLA MONOFÁSICA SIMULADA EN TRAMO 90426 (1) CON RESISTENCIA DE FALLA RF=0[Ω].....	171
TABLA 4.1.4 - RESULTADOS DE FALLA MONOFÁSICA SIMULADA EN TRAMO 107066 (2) CON RESISTENCIA DE FALLA RF=0[Ω].....	172
TABLA 4.1.5 - RESULTADOS DE FALLA MONOFÁSICA SIMULADA EN TRAMO 104006 (3) CON RESISTENCIA DE FALLA RF=0[Ω].....	172
TABLA 4.1.6 - RESULTADOS DE FALLA MONOFÁSICA SIMULADA EN TRAMO 103724 (4) CON RESISTENCIA DE FALLA RF=0[Ω].....	172
TABLA 4.1.7 - RESULTADOS DE FALLA MONOFÁSICA SIMULADA EN TRAMO 90417 (5) CON RESISTENCIA DE FALLA RF=0[Ω].....	172
TABLA 4.1.8 - RESULTADOS DE FALLA MONOFÁSICA SIMULADA EN TRAMO 106347 (6) CON RESISTENCIA DE FALLA RF=0[Ω].....	173
TABLA 4.1.9 - RESULTADOS DE FALLA MONOFÁSICA SIMULADA EN TRAMO 108383 (7) CON RESISTENCIA DE FALLA RF=0[Ω].....	173
TABLA 4.1.10 - RESULTADOS DE FALLA MONOFÁSICA SIMULADA EN TRAMO 108206 (8) CON RESISTENCIA DE FALLA RF=0[Ω].....	173
TABLA 4.1.11 - RESULTADOS DE FALLA MONOFÁSICA SIMULADA EN TRAMO 90580 (9) CON RESISTENCIA DE FALLA RF=0[Ω].....	173
TABLA 4.1.12 - RESULTADOS DE FALLA MONOFÁSICA SIMULADA EN TRAMO 90739 (10) CON RESISTENCIA DE FALLA RF=0[Ω].....	173

TABLA 4.2.1 - RESULTADOS DE FLUJO DE CARGA EN TRAMO 105871 PARA FALLAS SIMULADAS EN TRAMO 104000 (1) CON RESISTENCIA DE FALLA $R_F=0[\Omega]$	189
TABLA 4.2.2 - RESULTADOS DE FLUJO DE CARGA EN TRAMO 105871 PARA FALLAS SIMULADAS EN TRAMO 108561 (2) CON RESISTENCIA DE FALLA $R_F=0[\Omega]$	189
TABLA 4.2.3 - RESULTADOS DE FLUJO DE CARGA EN TRAMO 105871 PARA FALLAS SIMULADAS EN TRAMO 107070 (3) CON RESISTENCIA DE FALLA $R_F=0[\Omega]$	190
TABLA 4.2.4 - RESULTADOS DE FLUJO DE CARGA EN TRAMO 105871 PARA FALLAS SIMULADAS EN TRAMO 104000 (1) CON RESISTENCIA DE FALLA $R_F=20[\Omega]$	190
TABLA 4.2.5 - RESULTADOS DE FLUJO DE CARGA EN TRAMO 105871 PARA FALLAS SIMULADAS EN TRAMO 108561 (2) CON RESISTENCIA DE FALLA $R_F=20[\Omega]$	191
TABLA 4.2.6 - RESULTADOS DE FLUJO DE CARGA EN TRAMO 105871 PARA FALLAS SIMULADAS EN TRAMO 107070 (3) CON RESISTENCIA DE FALLA $R_F=20[\Omega]$	191
TABLA 4.2.7 - RESULTADOS DE FLUJO DE CARGA EN TRAMO 105871 PARA FALLAS SIMULADAS EN TRAMO 104000 (1) CON RESISTENCIA DE FALLA $R_F=40[\Omega]$	192
TABLA 4.2.8 - RESULTADOS DE FLUJO DE CARGA EN TRAMO 105871 PARA FALLAS SIMULADAS EN TRAMO 108561 (2) CON RESISTENCIA DE FALLA $R_F=40[\Omega]$	192
TABLA 4.2.9 - RESULTADOS DE FLUJO DE CARGA EN TRAMO 105871 PARA FALLAS SIMULADAS EN TRAMO 107070 (3) CON RESISTENCIA DE FALLA $R_F=40[\Omega]$	193
TABLA 4.2.10 - CARGAS MONOFÁSICAS EXISTENTES EN LA RED ENSAYADA	196

1. INTRODUCCIÓN

Un sistema de energía eléctrica convencional consiste en una gran diversidad de cargas eléctricas repartidas en una región, en plantas generadoras que producen la energía eléctrica demandada por el sistema, una red de transmisión y de distribución que transportan esa energía desde las plantas generadoras hasta los puntos de consumo y todo el equipo adicional necesario para lograr la correcta y segura operación del sistema [1].

La carga global de un sistema está constituida por un gran número de cargas individuales de diferentes clases (residencial, comercial, industrial, etc.). La potencia demandada a cada instante por un sistema es la suma de la potencia absorbida por las cargas más las pérdidas en dicho sistema. Aunque la conexión y desconexión de las cargas individuales es un fenómeno aleatorio, la potencia total demandada varía en función del tiempo siguiendo curvas que pueden predecirse con bastante aproximación y que depende de las actividades humanas en la región servida por el sistema.

En general, las plantas generadoras están alejadas de los centros de consumo y conectadas a éstos a través de una red de alta tensión (AT), aunque algunas plantas generadoras pueden estar conectadas directamente al sistema de distribución. La tensión se eleva a la salida de los generadores para realizar la transmisión de energía eléctrica en forma económica y se reduce en la proximidad de los centros de consumo para alimentar el sistema de distribución a una tensión adecuada. Esta alimentación puede hacerse directamente desde la red de transmisión, reduciendo la tensión en un solo paso al nivel de distribución, o a través de un sistema de subtransmisión, utilizando un nivel de tensión intermedio. La elevación y la reducción de la tensión y la interconexión de los distintos elementos del sistema se realiza en las estaciones transformadoras (ET).



Figura 1.1 - Representación esquemática de un sistema eléctrico de potencia

Particularmente, los sistemas de distribución tienen como función suministrar a los consumidores la energía eléctrica producida en las plantas generadoras y transmitida por el sistema de transmisión hasta las subestaciones de distribución.

Los sistemas de distribución pueden adoptar diversas disposiciones, ya sea que la distribución se haga con líneas aéreas o subterráneas, y diversos arreglos de la topología del sistema: radial, en anillo, mallada. Esto depende en gran parte de la densidad de carga en un área determinada y del tipo de cargas.

Los sistemas de distribución radiales aéreos se usan generalmente en las zonas suburbanas y en las zonas rurales. Los distribuidores primarios de media tensión (MT) que parten de la estación transformadora están constituidos por líneas aéreas sobre postes y alimentan a los transformadores de distribución, que están también montados sobre postes. Estos últimos transformadores son

el punto de partida de los sistemas de distribución secundaria en baja tensión (BT).

En regiones rurales, en las que la densidad de carga es baja, se utiliza el sistema radial puro. En regiones suburbanas, con mayor densidad de carga, los distribuidores primarios que parten de la misma estación transformadora o de estaciones diferentes, tienen puntos de interconexión. En servicio normal estos puntos de interconexión están abiertos; en condiciones de emergencia permiten pasar parte de la carga de un distribuidor a otro.

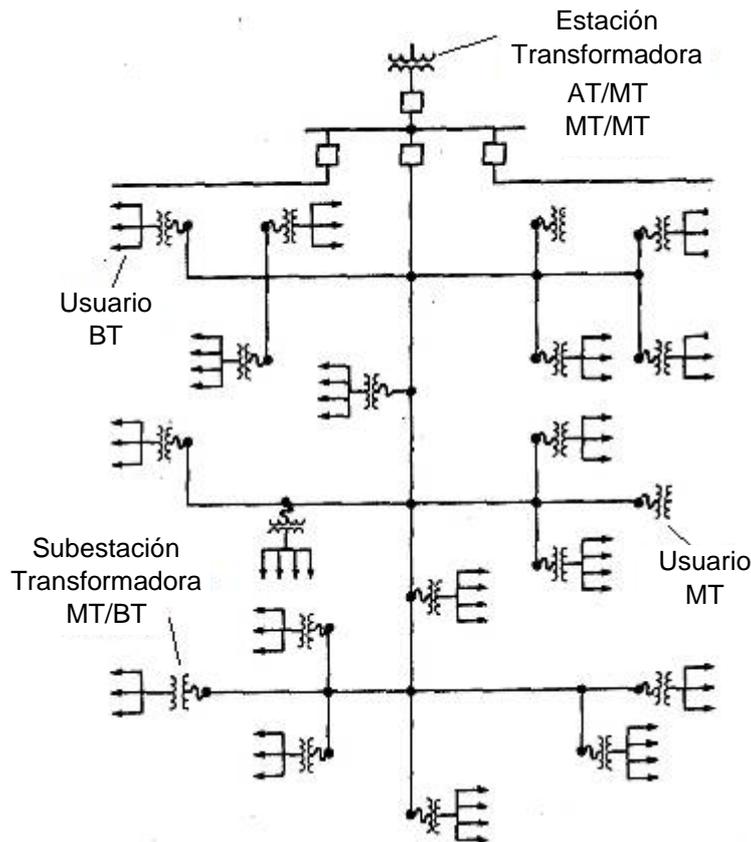


Figura 1.2 - Sistema de distribución radial aéreo rural

Estos tipos de redes presentan algunas de las siguientes características particulares [2]:

- Monitorización de tensión y corriente sólo en la cabecera del circuito: los dispositivos de protección digital generalmente están equipados con funciones de lectura y almacenamiento de datos y actúan automáticamente cuando detectan una falla en la red. Adicionalmente tienen la capacidad de registrar y almacenar la forma de onda de las señales de tensión y corriente a la salida del distribuidor. A partir de estas señales se pueden obtener los fasores de tensión y corriente fundamentales en la estación transformadora.
- Desbalance del sistema: los sistemas de distribución normalmente están desbalanceados debido a las impedancias de línea desbalanceadas, ramales laterales bifásicos y monofásicos, además de cargas desbalanceadas.

- Desconocimiento de la variación de carga en cada barra o nodo: en un sistema de distribución la potencia demandada varía en el tiempo, por tanto, las impedancias no son constantes. Debido a que no se tienen medidas en cada barra o nodo de la red para conocer detalladamente la distribución del flujo de carga, es necesario hacer aproximaciones para tener en cuenta este fenómeno.
- Redes no homogéneas: las redes de los sistemas de distribución no son homogéneas, ya que generalmente presentan diferentes materiales y secciones de conductores en un circuito.

1.1. CONTEXTO NACIONAL

Los sistemas de generación, transporte y distribución de energía eléctrica tienen como objetivo prioritario suministrar la energía a los usuarios a un costo competitivo y con una calidad acorde con las exigencias actuales que impone el Marco Regulatorio Eléctrico Nacional y Provincial por medio de la Ley Nacional N° 24.065/92 “Régimen de la energía eléctrica” y sus modificaciones (Ley Nacional N° 25.957/04), y la Ley Provincial N° 11.769/96 “Marco regulatorio eléctrico de la provincia de Buenos Aires” y sus modificaciones (Decreto N° 1.868/04 “Texto ordenado de la Ley 11.769/96, con las modificaciones introducidas por las Leyes 11.969/97 y 13.173/04”), respectivamente.

El concepto de calidad aplicado a la prestación del servicio eléctrico se divide en tres aspectos [3] [4]: Calidad del Producto Técnico, Calidad del Servicio Técnico Prestado, y Calidad del Servicio Comercial.

La Calidad del Producto Técnico está fijada, entre otros, por parámetros básicos de la tensión eléctrica tales como frecuencia, amplitud y contenido de armónicos.

La Calidad del Servicio Técnico se evalúa en base a la frecuencia de interrupciones y a la duración de cada una de ellas, en función de los siguientes indicadores:

- FMIK: Frecuencia Media de Interrupción por kVA instalado (representa la cantidad de veces que el usuario o kVA promedio sufrió una interrupción del servicio durante un periodo determinado).
- DMIK: Duración Media de Interrupción por kVA instalado (representa el tiempo medio en que el usuario o kVA promedio no tuvo suministro durante un periodo determinado).

La misma normativa establece los valores máximos admitidos para cada indicador. En caso de excederse dichos valores se aplican las sanciones descriptas en el reglamento.

La Calidad del Servicio Comercial está fijada, por ejemplo, por parámetros como cantidad de errores en la facturación o respuesta ante reclamos.

La Calidad bajo las reglas del Sistema Regulatorio del Mercado Eléctrico Argentino, constituye un factor de mérito en la prestación del servicio a ser

controlado por los Entes Reguladores, como condición contractual en la concesión del servicio público.

Diversos estudios [5] muestran que aproximadamente el 80% del total de las interrupciones en un sistema de potencia se producen en la etapa de distribución. Un distribuidor de media tensión puede verse sometido con gran frecuencia a situaciones de fallas provocadas por rayos, colapso de los aislamientos, caída de ramas sobre las líneas, corte de conductores, etc. Numerosos aspectos hacen que el hallazgo de un cortocircuito en una línea de distribución no sea tan directo como en una de transmisión [6]. En estas últimas, dada su importancia dentro del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), amerita disponer de avanzada tecnología en elementos de protección que relevan la información necesaria para la detección y ubicación de la perturbación. Además, su configuración topológica homogénea, es decir sin derivaciones y transpuesta, facilita la localización de las averías. En contraposición, los sistemas de distribución presentan un grado de complejidad mayor para la localización de fallas, en virtud de que se trata de topologías radiales con ramificaciones, conductores heterogéneos, cargas en derivación, etc. y solo se dispone de mediciones de parámetros eléctricos en la cabecera del circuito, es decir en la subestación.

En el marco de la Normativa Nacional antes mencionada, la localización de las fallas se encuentra íntimamente relacionada con la Calidad del Servicio Técnico Prestado por las distribuidoras. En efecto, el restablecimiento del servicio se puede acelerar considerablemente si se determina con aproximación razonable la ubicación de la perturbación y más aún si el resultado de la búsqueda se brinda en un entorno geográfico en el cual los operadores de la red se sientan familiarizados [7]. Las cuadrillas de mantenimiento reducirían el tiempo de localización y se dirigirían hacia los lugares cuya incertidumbre, calculada por una herramienta informática, sea menor.

Varios son los métodos propuestos en la bibliografía para resolver la problemática de la localización de cortocircuitos en sistemas de distribución [8]. Los primeros métodos utilizados para la localización de fallas consisten en una inspección visual de los circuitos en falta, reportados por los clientes. Otros métodos implementados posteriormente, dada la poca practicidad de los anteriores, utilizan las medidas de tensión y corriente en ambos o en un extremo de la línea. Estos últimos métodos se dividen en tres categorías: métodos basados en ondas viajeras, métodos que usan componentes de alta frecuencia y métodos que usan el valor de la componente fundamental de tensión y corriente o mejor conocidos como métodos basados en la impedancia. El método basado en el análisis de la impedancia de falla supone que la misma es de carácter puramente resistiva, siendo nula su reactancia inductiva [2] y propone determinar matemáticamente la reactancia de falla, en función de una distancia variable a partir de las medidas de tensión y corriente de pre-falla y falla. Mediante cálculos iterativos, se asume que el punto donde ocurrió el evento es correcto cuando la reactancia de la fase fallada alcanza un valor mínimo, dando como resultado la distancia medida desde la cabecera del distribuidor. Estos métodos utilizan algoritmos matemáticos sencillos y de baja complejidad comparados con otras metodologías que utilizan un mayor número de variables para el análisis de la ubicación de la falla.

Por otro lado, el hecho de considerar la carga total de un distribuidor aplicada al final de cada ramal objeto de análisis en la búsqueda de la falla, y no su carga propia, implica, entre otros, una fuente de error que también deriva en una múltiple estimación del lugar de falla. El conocimiento de la carga propia del ramal de un distribuidor requiere individualizar los consumos que cada uno de ellos alimenta y realizar cálculos de flujo de potencia para estimar el estado de suministro al momento de la falla [8].

Como se mencionó anteriormente, uno de los inconvenientes en los métodos basados en el análisis de la impedancia de falla es el problema de la múltiple estimación dado por la existencia de múltiples puntos de falla (usualmente muy distantes entre sí) en el sistema de distribución que satisfacen la condición de ser eléctricamente equivalentes en términos de impedancia. En consecuencia, estos métodos proveen precisas pero inciertas ubicaciones de la falla (distancias lo suficientemente aproximadas a los múltiples tramos de línea eléctricamente equivalentes en falla). Esta es la principal desventaja al aplicar estos métodos en sistemas reales de distribución, ya que la existencia de múltiples ubicaciones posibles del punto de defecto en una gran área geográfica soluciona parcialmente la necesidad real de una rápida y efectiva localización de la falla [9].

Para realizar estos cálculos se propone utilizar la información disponible en el Catastro Georreferenciado exigido en el ámbito de la provincia de Buenos Aires. La Dirección Provincial de Energía (D.P.E. Provincia de Buenos Aires), en las Disposiciones N° 1.452/08 y N° 1.536/09 con sus modificaciones (Disposición N° 1.922/09), exige a las concesionarias de distribución la confección de un archivo de intercambio en formato normalizado, donde se cuenta con información detallada de las características constructivas y topológicas de las redes de distribución. Además, esta información se vuelca en los sistemas de información geográficos (plataforma GIS) correspondiente a cada empresa distribuidora de energía eléctrica. A los efectos de que una herramienta de localización de fallas sea compatible o aplicable en cualquier distribuidora, es necesario utilizar los archivos mencionados como fuente de información para reconstruir la red sobre la cual analizar perturbaciones del sistema [10].

1.2. OBJETIVOS

En el marco señalado anteriormente, este trabajo pretende elaborar una herramienta informática colaborativa para facilitar la localización de fallas y eliminar o reducir la incertidumbre de la múltiple estimación del punto de defecto en distribuidores aéreos de distribución de energía eléctrica de media tensión, cuya respuesta se brinde en el entorno de una plataforma GIS. La misma conjugará la información y topología de la red de distribución contenida en los GIS homologados por la autoridad de regulación eléctrica de la Pcia. de Buenos Aires, los datos de corriente y tensión provenientes de equipos de medición, y las estimaciones del estado de carga de los ramales que componen el distribuidor en falla.

Dentro del objetivo general del presente trabajo, se proponen los siguientes objetivos particulares:

1. Analizar métodos matemáticos de localización de fallas y reducción de la incertidumbre en la múltiple estimación en sistemas de distribución.
2. Analizar y generar métodos para estimar el estado de carga de un distribuidor a partir del conocimiento de potencia instalada, contenida en los GIS pertenecientes a las empresas distribuidoras.
3. Vincular los algoritmos programados para la localización de fallas con la información disponible de la red de distribución contenida en GIS, los valores medidos de tensión y corriente de falla a la salida del distribuidor, y los valores de carga estimados.
4. Elaborar el algoritmo matemático para la localización de fallas y eliminación de la múltiple estimación para diferentes tipos de cortocircuitos.
5. Validar los resultados hallados por la herramienta de cálculo, a partir de fallas ensayadas en programas de simulación de SEP.
6. Vincular los resultados de la localización de fallas con el entorno gráfico del GIS.

1.3. ESTRUCTURA DEL INFORME

Este trabajo se encuentra organizado en ocho capítulos y, al final del mismo, se anexa todo el material complementario que se considera relevante para el trabajo.

El capítulo inicial presenta formalmente este documento y da una introducción del tema en estudio. Además, se plantean los objetivos generales y particulares propuestos para la realización del presente trabajo.

En el segundo capítulo se enseña el estado del arte de algunos métodos utilizados para eliminar o reducir el problema de múltiple estimación del punto del defecto, propio de los métodos de localización de falla basados en la reactancia de falla.

El tercer capítulo presenta el método propuesto para la localización de fallas y la reducción de la incertidumbre en la múltiple estimación. Se detallan los conceptos teóricos de éste, el proceso de modelado de la red y la metodología propuesta para la estimación del estado de carga de la red, a partir de parámetros físicos de las líneas y de características propias de las cargas. Además, se describe la obtención de la información necesaria para el cálculo desde el entorno gráfico GIS, disponible en AutoCAD MAP, y la posterior representación gráfica de los resultados obtenidos a partir del algoritmo matemático. Finalmente se analiza cómo se comporta este algoritmo de cálculo, desarrollado mediante un Script de MATLAB, a partir de simulaciones en el programa PowerFactory DigSILENT. Se analizan los resultados obtenidos y se plantean las primeras conclusiones del método propuesto.

En el cuarto capítulo se describen posibles alternativas a tener en cuenta en el análisis de la múltiple estimación en sistemas de distribución aéreos en zonas suburbanas o rurales, explicadas en el capítulo anterior, junto con la metodología de cálculo para la obtención del flujo de carga de la red. Se trabaja en el comportamiento del algoritmo matemático para la localización de fallas y el posterior acotamiento de la múltiple estimación, a partir de simulaciones del SEP en el programa PowerFactory DigSILENT, y se obtienen nuevas conclusiones.

En el quinto capítulo se realizan las conclusiones generales del presente trabajo y se analiza el cumplimiento de los objetivos anteriormente mencionados.

El sexto capítulo presenta las cuestiones inherentes al impacto del proyecto en términos ambientales, económicos y sociales.

En el séptimo capítulo se abren nuevos hilos de discusión e investigación acerca de posibles trabajos futuros devenidos del proyecto aquí desarrollado.

El octavo capítulo resume toda la bibliografía utilizada para el desarrollo de este trabajo y la confección del presente informe.

2. ESTADO DEL ARTE

Los sistemas eléctricos de potencia han venido creciendo aceleradamente en las últimas tres décadas, y esto ha traído como consecuencia una ampliación de cobertura y el aumento de líneas en operación. Estas líneas experimentan fallas, que en su mayoría corresponden al grupo de fallas paralelas (cortocircuitos fase-tierra o fase-fase), las cuales son causadas por descargas atmosféricas, ruptura del aislamiento, tormentas, nieve y cortocircuitos causados por animales u otros objetos extraños [8].

En el caso de fallas permanentes, para la restauración del servicio a los clientes, es necesario reparar la línea y los daños mecánicos en la estructura. El proceso de reparación es mucho más expedito si se detecta con rapidez y exactitud la ubicación de la falla. En consecuencia, la rápida localización de averías consideradas como permanentes, permitirá disminuir la duración de las interrupciones. Por otra parte, la continua monitorización y localización de las fallas permanentes y transitorias permitirá a las empresas determinar las debilidades de su sistema y de esa forma podrán fortalecer la red, de modo que la ocurrencia de defectos sea cada vez menor. Adicionalmente, mediante la ubicación del punto de falla, se pueden desarrollar estrategias operativas para aislar el área afectada y restaurar prontamente las áreas aledañas, mediante estrategias de conmutación de aparatos de seccionamiento, evitando que muchos eventos de falla sean considerados como una interrupción [11].

Durante los últimos años, el interés en el tema de localización de fallas ha aumentado debido a que muchas de las empresas que suministran la energía eléctrica están involucradas en el ambiente competitivo y desregulado del nuevo mercado eléctrico. Uno de los aspectos diferenciadores en esta competencia está asociado al aseguramiento de la continuidad del servicio a los clientes, el cual está estrechamente relacionado con el problema de la localización de fallas [12].

Para el caso de sistemas de distribución rígidamente puestos a tierra, el problema de localización de fallas es mucho más complejo que en los sistemas de transmisión. Algunos de los factores más importantes que afectan la exactitud de los métodos de estimación de fallas son: a) inexistencia de medición de tensiones y corrientes en las cargas intermedias, b) variabilidad de la impedancia de las cargas intermedias, c) indiscriminación entre una avería en un ramal lateral o en el alimentador principal, d) posible desbalance del sistema y de las cargas, e) variabilidad de la topología del sistema y f) posible no homogeneidad de la línea debido a cambios de conductor a lo largo de los alimentadores [13].

Como ya fue mencionado, los métodos más utilizados tanto por su facilidad de implementación como por su exactitud son los métodos basados en la estimación de la impedancia a partir de medidas de tensión y corriente, antes y durante la falla, medidos en un solo extremo de la línea, que en este caso corresponde a la subestación de distribución [5].

Existen muchos métodos de localización de fallas que usan los valores fundamentales de tensión y de corriente medidos en un solo terminal de la línea para estimar la distancia eléctrica desde la subestación hasta el sitio del defecto, siempre que los parámetros de la red sean perfectamente conocidos. Esto mues-

tra la alta dependencia de un buen modelo del sistema de distribución y por tanto la exactitud de los métodos está estrechamente relacionada con el conocimiento detallado de la red. Adicionalmente, como los sistemas de distribución son altamente ramificados, la distancia eléctrica estimada puede coincidir con muchos sitios en los diferentes ramales del sistema. Este problema es conocido como el de múltiple estimación del sitio de falla.

Por esto último, muchas de las referencias bibliográficas recientes muestran la necesidad de integrar estos métodos, como el de la estimación de la reactancia hasta el punto de falla, con otros que usen información diferente. Este es un campo relativamente nuevo de investigación, motivado especialmente por los requerimientos del nuevo mercado eléctrico.

A continuación, se describen distintas formas de abordaje a la resolución de la problemática planteada desarrolladas a la actualidad y que fueron tenidas en cuenta para la metodología propuesta. Además, se hace mención de algunos métodos que han cobrado interés en los últimos años y que están influenciados principalmente por la evolución y desarrollo de antiguas y nuevas tecnologías, respectivamente.

2.1. HERRAMIENTA INFORMÁTICA PARA LA LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN RURAL

2.1.1. RESUMEN

El trabajo presentado en [14] y [15] describe el desarrollo de una herramienta computacional para la localización de fallas eléctricas en sistemas de distribución de energía eléctrica rurales. El cálculo se basa en el análisis de la impedancia de falla asumiendo que esta es puramente resistiva. La metodología implementada propone determinar matemáticamente la impedancia de falla en función de la distancia, conociendo las medidas de tensión y corriente, durante pre-falla y falla, tomadas a la salida del distribuidor.

La herramienta es validada a partir del modelado de un distribuidor perteneciente a una cooperativa distribuidora de energía eléctrica en un programa de simulación de sistemas de potencia. En este último, diferentes tipos de cortocircuitos son simulados para extraer los datos necesarios a ingresar en el algoritmo desarrollado, el cual estima los posibles puntos de falla.

La representación de los resultados en un entorno gráfico permite una rápida interpretación de las posibles ubicaciones del defecto, lo que se manifiesta como una reducción del tiempo sin suministro eléctrico y una mejora en los índices de calidad del servicio.

Los resultados finales muestran errores del orden del 5% en la localización del punto de falla, sin embargo, no se soluciona el problema de la múltiple estimación en la ubicación del defecto.

2.1.2. DESCRIPCIÓN DEL MÉTODO

- Método para la Localización de Fallas.

El modelo implementado para la localización de fallas se basa en un modelo de análisis gráfico de la impedancia de falla [2], junto con la utilización de un sistema de posicionamiento geográfico para la obtención de una respuesta gráfica de la solución [16].

- Localización del Punto de Falla.

El esquema de la figura 2.1.1 representa un circuito simplificado de un sistema de distribución utilizado para el análisis de la localización de fallas [17]. En el mismo, V_p e I_p representan la tensión y la corriente respectivamente en condición de pre-falla, Z_L indica la impedancia de línea entre los nodos X y $X+1$, y Z_c representa la carga concentrada al final del nodo $X+1$. V_Q e Z_Q representan la tensión y la impedancia equivalente de la acometida, respectivamente.

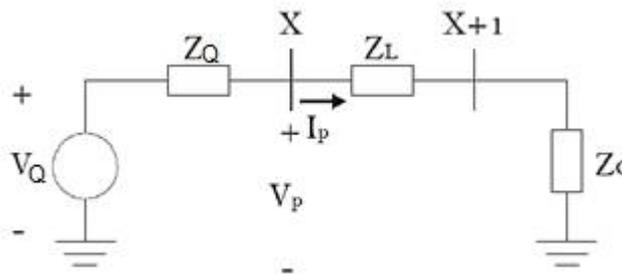


Figura 2.1.1 - Modelo de circuito serie simplificado

$$V_{(x)p} = \begin{bmatrix} V_{ap} \\ V_{bp} \\ V_{cp} \end{bmatrix} \quad [V] \quad (2.1.1)$$

$$I_{(x)p} = \begin{bmatrix} I_{ap} \\ I_{bp} \\ I_{cp} \end{bmatrix} \quad [A] \quad (2.1.2)$$

$$Z_{(x,x+1)L} = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \quad [\Omega] \quad (2.1.3)$$

En la figura 2.1.2 se observa el circuito equivalente considerando una falla de resistencia de falla R_f en el punto F [17]. En la misma se muestra cómo se determina la distancia m desde el nodo X hasta el punto de falla F . Asumiendo que la longitud de la línea es conocida y la impedancia Z_L está dada en $[\Omega]$, el punto m es obtenido en valor por unidad respecto a la longitud total del tramo analizado.

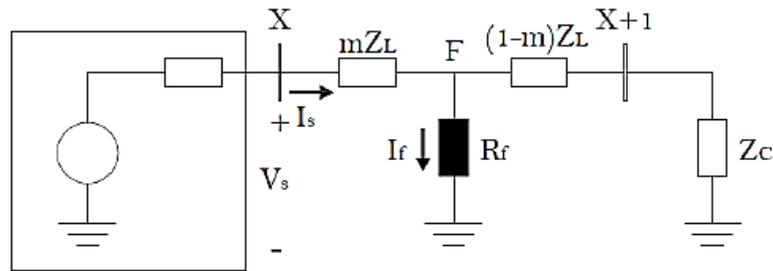


Figura 2.1.2 - Circuito serie en falla

Metodológicamente, la suposición inicial es considerar que la línea en falla es el primer tramo del distribuidor. En el caso que el valor obtenido de m haya sido mayor a 1, el algoritmo indicaría que la falla se encuentra más allá del tramo en análisis. En esta condición, el proceso de búsqueda de la falla es nuevamente aplicado en la sección inmediatamente aguas abajo. Para determinar los valores de tensión en el nodo inicial de la nueva línea en análisis ($X+1$), se estima la tensión en el nodo final de la sección actual a partir de (2.1.4) y (2.1.5) para ambos casos, pre-falla ($V_{(X+1)P}$) y falla ($V_{(X+1)S}$) respectivamente.

$$V_{(X+1)P} = V_{(X)P} - Z_{(X,X+1)L} * I_{(X)P} \quad [V] \quad (2.1.4)$$

$$V_{(X+1)S} = V_{(X)S} - Z_{(X,X+1)L} * I_{(X)S} \quad [V] \quad (2.1.5)$$

- Concentración de Carga.

Considerando la figura 2.1.1, habiendo establecido que la impedancia de línea es un parámetro conocido y teniendo en cuenta que la impedancia de carga varía instante a instante, el valor de Z_C se expresa como:

$$Z_C = \begin{bmatrix} Z_{aC} & 0 & 0 \\ 0 & Z_{bC} & 0 \\ 0 & 0 & Z_{cC} \end{bmatrix} \quad [\Omega] \quad (2.1.6)$$

A partir de la figura 2.1.1, la tensión de pre-falla en el nodo inicial de la sección de línea en análisis está definida por la siguiente expresión:

$$[V_{(X)P}] = ([Z_L] + [Z_C]) * [I_{(X)P}] \quad [V] \quad (2.1.7)$$

La impedancia de carga Z_C puede obtenerse de (2.1.7) como una función de la impedancia del tramo de línea y de las tensiones y corrientes de pre-falla, tal como se muestra a continuación:

$$Z_{aC} = \frac{V_{aP}}{I_{aP}} - \frac{Z_{aa} * I_{aP} + Z_{ab} * I_{bP} + Z_{ac} * I_{cP}}{I_{aP}} \quad [\Omega] \quad (2.1.8)$$

$$Z_{bc} = \frac{V_{bp}}{I_{bp}} - \frac{Z_{ba} * I_{ap} + Z_{bb} * I_{bp} + Z_{bc} * I_{cp}}{I_{bp}} \quad [\Omega] \quad (2.1.9)$$

$$Z_{cc} = \frac{V_{cp}}{I_{cp}} - \frac{Z_{ca} * I_{ap} + Z_{cb} * I_{bp} + Z_{cc} * I_{cp}}{I_{cp}} \quad [\Omega] \quad (2.1.10)$$

Solo la tensión se actualiza en cada sección de línea, mientras que la corriente se mantiene constante debido a que la carga total de la red se concentra en el final del nodo del tramo analizado.

- Estimación de la Distancia de Falla.

Considerando el circuito en situación de falla presentado en la figura 2.1.2, la tensión en el nodo **F**, $V_{F(m)}$, y la corriente de falla $I_{F(m)}$ se pueden escribir como sigue:

$$V_{F(m)} = V_S - m * Z_L * I_S \quad [V] \quad (2.1.11)$$

$$I_{F(m)} = I_S - [(1 - m) * Z_L + Z_C]^{-1} * V_{F(m)} \quad [A] \quad (2.1.12)$$

Mientras que la impedancia de falla $Z_{F(m)}$ se estima como sigue:

$$Z_{F(m)} = \frac{V_{F(m)}}{I_{F(m)}} \quad [\Omega] \quad (2.1.13)$$

Las ecuaciones (2.1.11) y (2.1.12) son función de las impedancias previamente definidas, del valor de **m** y de las tensiones y corrientes estimadas en el nodo inicial de la línea que se encuentra en análisis.

- Estimación de la Distancia de Falla.

A partir de la consideración de que la impedancia de falla es puramente resistiva, la distancia a la falla se define como el valor de **m** en el cual el valor absoluto de la reactancia de falla $X_{F(m)}$ alcanza su menor expresión, de acuerdo a la ecuación (2.1.14). El programa ejecuta el algoritmo variando **m** en cada iteración desde 0 a 1 con pasos incrementales de 0,001.

$$X_{F(m)} = \left| \left(\frac{V_{F(m)}}{I_{F(m)}} \right) \right| \quad [\Omega] \quad (2.1.14)$$

En el caso de que el mínimo valor de X_F obtenido a lo largo del tramo haya coincidido con el nodo **X+1**, el siguiente tramo de línea deberá ser analizado. El valor absoluto de la reactancia de falla decrece desde la subestación hasta el nodo fallado y luego incrementa su valor desde el mismo hasta el nodo final del distribuidor.

- Tratamiento de los Ramales.

El tratamiento sobre los diferentes ramales y derivaciones es un tema importante en la resolución de la localización de fallas, que es considerado por algunos autores y dejado de lado por otros. El método implementado en este caso propone el análisis de tantos circuitos serie como nodos terminales existan.

En la figura 2.1.3 se observa un circuito simple con tres nodos terminales (T_1 , T_2 y T_3). Por lo tanto, el algoritmo será ejecutado en tres ocasiones, una para cada terminal. En primer lugar, se considera que toda la corriente circulante se debe a la falla y a las cargas ubicadas a lo largo del ramal cuyo final es T_1 , abstrayéndose de los ramales en derivación que se encuentran en el recorrido.

Habiendo finalizado el proceso para el primer ramal, se procede a realizar el mismo análisis para el segundo y luego el tercer ramal. La corriente I_s presentada en la figura 2.1.3 no pretende contradecir la ley de corrientes de Kirchhoff sino mostrar el proceso realizado por el programa, donde se considera la misma corriente para todos los ramales sin tener en cuenta el flujo de carga para realizar la división de corriente en las distintas derivaciones. Asumir que todas las líneas tienen la misma corriente es una falencia propia del método, pero que a pesar de ello induce a errores admisibles. Dichos errores aumentan a medida que la distancia desde la subestación al punto de falla se incrementa.

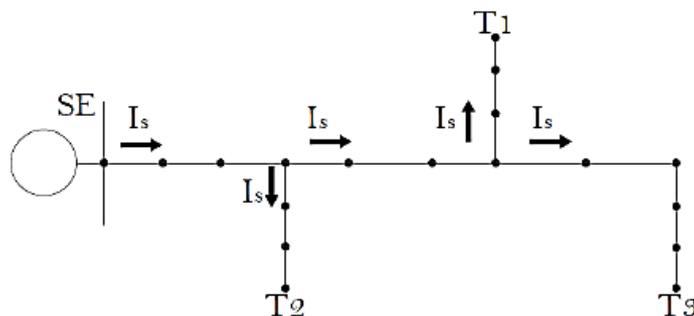


Figura 2.1.3 - Circuito con tres nodos terminales (tres ramales)

- Modelado de la Red.

La técnica para estimar la localización de las fallas se prueba para evaluar su confiabilidad en un distribuidor real. A partir del plano georreferenciado y del archivo normalizado que contiene la información descriptiva de las características constructivas y geográficas, se realiza un modelo una red en el entorno del programa de simulación PowerFactory DigSILENT, a efectos de simular fallas que permitan obtener los parámetros necesarios para el desarrollo del algoritmo: tensiones y corrientes de pre-falla y falla.

- Representación Gráfica del Punto de Falla.

La salida de la herramienta de cálculo de la distancia de falla es un archivo en formato ASCII separado por comas, en donde el primer campo corresponde

al identificador del tramo de red afectado y el segundo campo representa la distancia hasta el punto de falla expresada en metros.

Mediante el uso de una rutina generada en Visual LISP (lenguaje de programación en AutoCAD que se describe más adelante en la sección 3.6.3 “Salidas del algoritmo de cálculo”), el GIS puede leer esta información: identifica cada tramo afectado a partir del ID, obtiene la distancia calculada y a partir de las coordenadas de inicio y finalización de cada tramo muestra los resultados sobre la red georreferenciada.

2.2. ELIMINACIÓN DE LA MÚLTIPLE ESTIMACIÓN PARA LA LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN SISTEMAS DE ENERGÍA RADIALES A PARTIR DEL USO DE MEDIDAS FUNDAMENTALES A LA SALIDA DEL DISTRIBUIDOR

2.2.1. RESUMEN

El trabajo presentado en [9] expone una aproximación conceptual para eliminar el problema de múltiple estimación en los métodos de localización de fallas basados en la impedancia de falla y aplicados a sistemas de distribución de energía, usando las medidas fundamentales de tensión y corriente en la subestación de energía.

Esta metodología demuestra que es posible obtener un único punto de falla, eliminando el problema de múltiple estimación en sistemas radiales trifilares (trifásicos) usando las medidas a la salida de la subestación de distribución. Además, contribuye a mejorar los índices de calidad del servicio en sistemas de distribución por la correcta ubicación de la zona afectada por la falla.

2.2.2. DESCRIPCIÓN DEL MÉTODO

- Múltiple Estimación del Nodo en Falla.

El problema de la múltiple estimación del nodo en falla se presenta al considerar un sistema de distribución de energía como el que se observa en la figura 2.2.1. Este es un típico sistema de distribución mallado donde dos seccionadores normalmente cerrados (**S1** y **S2**) alimentan el circuito desde la subestación de energía **S/S1**. Hay un seccionador normalmente abierto adicional (**S3**) utilizado para tener una fuente de alimentación alternativa (**S/S2**) en caso de falla, como una estrategia de bajo costo para mejorar la continuidad del servicio en sistemas de distribución.

En el ejemplo propuesto, al utilizar el método basado en la impedancia de falla para localizar la falla **F1**, hay un problema de decisión porque es posible encontrar cinco ubicaciones con la misma reactancia de falla **X_d**. Al identificar solo un nodo en falta, la múltiple estimación se evita y es posible dar información precisa a los equipos de mantenimiento para encontrar y solucionar la falla lo más rápido posible.

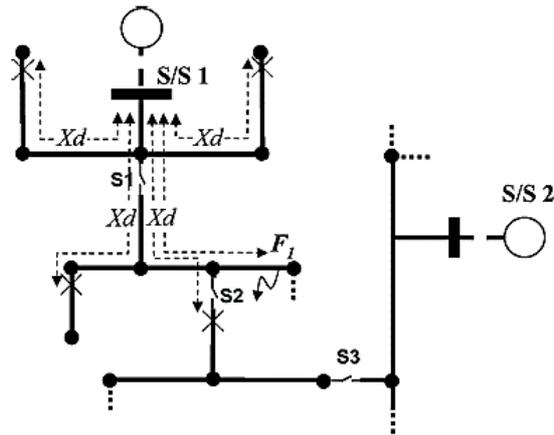


Figura 2.2.1 - Ejemplo del problema de múltiple estimación de los métodos de localización de fallas basados en la impedancia de falla

▪ Método Propuesto para la Localización de Fallas.

El problema principal de los conceptos aplicados en los métodos más elaborados para la localización de fallas está relacionado con la deducción del conjunto de ecuaciones necesarias.

Considerando una falla en una derivación i ($i = 1, 2, 3, \dots, k$; donde k es el número total de derivaciones), tal como se presenta en la figura 2.2.2, la tensión y corriente se obtienen usando las medidas de tensión y corriente en la subestación de distribución y aplicando un simple flujo de carga aguas arriba de la supuesta derivación en falla (derivación i). Para realizar este procedimiento es necesario conocer la distribución de la carga.

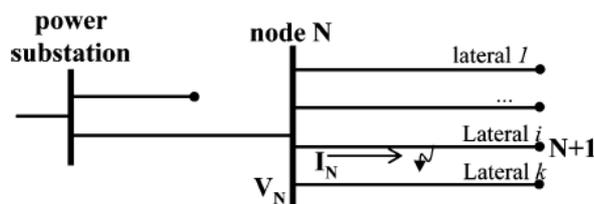


Figura 2.2.2 - Sistema de distribución de energía trifilar (trifásico)

Teniendo en cuenta la naturaleza desbalanceada de los sistemas de distribución de energía, este método considera el análisis por fase en lugar de componentes simétricas. La impedancia de línea en la derivación i entre los nodos N y $N+1$ ($Z_{LÍNEA}$), y la impedancia de carga acumulada desde el nodo $N+1$ hasta el nodo terminal de la derivación (Z_{CARGA}) están dadas por las siguientes ecuaciones:

$$Z_{LÍNEA} = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \quad [\Omega] \quad (2.2.1)$$

$$Z_{CARGA} = \begin{bmatrix} Z_{Ca} & Z_{Cab} & Z_{Cac} \\ Z_{Cba} & Z_{Cb} & Z_{Cbc} \\ Z_{Cca} & Z_{Ccb} & Z_{Cc} \end{bmatrix} \quad [\Omega] \quad (2.2.2)$$

Los métodos clásicos de localización de fallas basados en la reactancia de falla solo tienen en cuenta las fases afectadas por la avería y desprecian el efecto de la carga. En esta metodología, se consideran las tres fases y la carga en las fases sanas. En este sentido se analizan los diferentes tipos de falla como sigue:

I. Falla monofásica.

Considerando el circuito en la figura 2.2.3, se obtienen las ecuaciones (2.2.3) y (2.2.4):

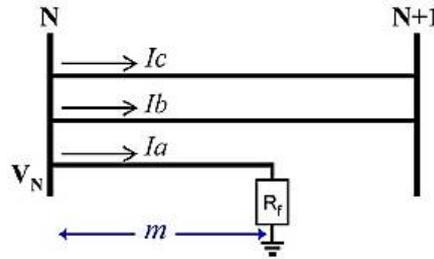


Figura 2.2.3 - Circuito equivalente trifásico para la derivación i en el caso de una falla monofásica

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = Z_{EQ} * \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad [V] \quad (2.2.3)$$

$$Z_{EQ} = \begin{bmatrix} m * Z_{aa} + R_F & m * Z_{ab} & m * Z_{ac} \\ m * Z_{ba} & Z_{bb} + Z_{Cb} & Z_{bc} + Z_{Cbc} \\ m * Z_{ca} & Z_{cb} + Z_{Ccb} & Z_{cc} + Z_{Cc} \end{bmatrix} \quad [\Omega] \quad (2.2.4)$$

En la expresión (2.2.3), se considera la carga en las fases sanas para tener una mejor aproximación que en los métodos basados en la reactancia de falla. De la primera fila de (2.2.3), la distancia a la falla m se obtiene como sigue:

$$m = \frac{\text{imag} \left(\frac{V_a}{I_a} \right)}{\text{imag} \left(Z_{aa} + Z_{ab} * \frac{I_b}{I_a} + Z_{ac} * \frac{I_c}{I_a} \right)} \quad (2.2.5)$$

Adicionalmente, otras dos ecuaciones linealmente independientes de la primera se obtienen del conjunto de ecuaciones complejas presentadas. Las dos soluciones posibles de m adicionales solo tienen en cuenta las componentes imaginarias, ya que esta parte permanece relativamente constante ante variaciones de R_F . Estas ecuaciones se presentan a continuación:

$$m_1 = \frac{\text{imag} \left(\frac{V_a - V_b + V_c}{I_a} + B * \frac{I_b}{I_a} + C * \frac{I_c}{I_a} \right)}{\text{imag} (Z_{aa} - Z_{ba} + Z_{ca} + A)} \quad (2.2.6)$$

$$m_2 = \frac{\text{imag} \left(\frac{V_a + V_b - V_c}{I_a} - B * \frac{I_b}{I_a} - C * \frac{I_c}{I_a} \right)}{\text{imag} (Z_{aa} + Z_{ba} - Z_{ca} + A)} \quad (2.2.7)$$

Donde:

$$A = Z_{ab} * \frac{I_b}{I_a} + Z_{ac} * \frac{I_c}{I_a} \quad [\Omega] \quad (2.2.8)$$

$$B = Z_{bb} + Z_{Cb} - Z_{cb} - Z_{Ccb} \quad [\Omega] \quad (2.2.9)$$

$$C = Z_{bc} + Z_{Cbc} - Z_{cc} - Z_{Ccc} \quad [\Omega] \quad (2.2.10)$$

Estas dos ecuaciones adicionales consideran el comportamiento general de la derivación (cargas en las fases sanas y mediciones de tensión y corriente en las tres fases).

Usando las ecuaciones propuestas es posible determinar la derivación en falla, debido a que el comportamiento de las medidas en las tres fases es único para cada derivación, en el caso de existir diferencias en la carga y en las impedancias de línea. Luego, en el caso de fallas monofásicas es posible encontrar la distancia a la falla usando (2.2.5) y al usar las expresiones adicionales (2.2.6) y (2.2.7) se obtienen dos posibles distancias adicionales de manera de calcular un error tal como se muestra en la ecuación (2.2.11):

$$\text{Error}_i = \frac{1}{n} * \frac{\sum_{j=1}^n |m - m_j|}{|m|} \quad (2.2.11)$$

Donde **n** es el número de ecuaciones adicionales (en caso de fallas monofásicas es igual a 2).

El error calculado según (2.2.11) da información relacionada con la diferencia entre la distancia calculada a partir de la información de la fase en falla (**m**) y la calculada usando las medidas en las tres fases (**m₁** y **m₂**). Luego, el tramo en falla se obtiene determinando cuál es el que presenta menor error.

En el caso de fallas bifásicas y trifásicas, el análisis es similar al presentado para el caso de fallas monofásicas.

II. Falla bifásica a tierra.

Considerando el circuito en la figura 2.2.4, se obtienen las ecuaciones (2.2.12) y (2.2.13):

$$\begin{bmatrix} V_a - V_f \\ V_b - V_f \\ V_c \end{bmatrix} = Z_{EQ} * \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad [V] \quad (2.2.12)$$

$$Z_{EQ} = \begin{bmatrix} m * Z_{aa} + R_F & m * Z_{ab} & m * Z_{ac} \\ m * Z_{ba} & m * Z_{bb} + R_F & m * Z_{bc} \\ m * Z_{ca} & m * Z_{cb} & Z_{cc} + Z_{Cc} \end{bmatrix} \quad [\Omega] \quad (2.2.13)$$

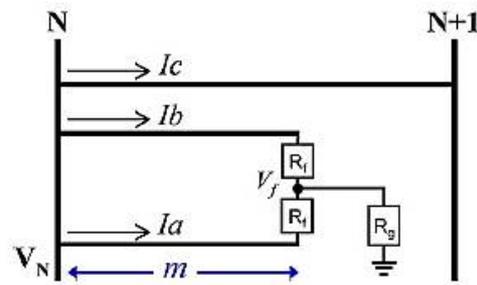


Figura 2.2.4 - Circuito equivalente trifásico para la derivación i en el caso de una falla bifásica a tierra

De la primera fila de (2.2.12), la distancia a la falla m se obtiene como sigue:

$$m = \frac{\text{imag} \left(\frac{V_a - V_b}{I_a - I_b} \right)}{\text{imag} \left(\frac{D * I_a + E * I_b + F * I_c}{I_a - I_b} \right)} \quad (2.2.14)$$

Donde:

$$D = Z_{aa} - Z_{ba} \quad [\Omega] \quad (2.2.15)$$

$$E = Z_{ab} - Z_{bb} \quad [\Omega] \quad (2.2.16)$$

$$F = Z_{ac} - Z_{bc} \quad [\Omega] \quad (2.2.17)$$

De (2.2.12) es posible obtener otra ecuación linealmente independiente:

$$m_1 = \frac{\text{imag} \left(\frac{V_a - V_b - V_c}{I_a - I_b} + (Z_{cc} + Z_{Cc}) * \frac{I_c}{I_a - I_b} \right)}{\text{imag} \left(\frac{(D - Z_{ca}) * I_a + (E - Z_{cb}) * I_b + F * I_c}{I_a - I_b} \right)} \quad (2.2.18)$$

La distancia obtenida de (2.2.18) es comparada con la obtenida según (2.2.14) al usar la expresión del error (2.2.11). En este caso, $n = 1$. De igual forma, la derivación en falla se obtiene al determinar la que menor error presenta.

III. Falla bifásica.

Al considerar el circuito equivalente mostrado en la figura 2.2.5, las ecuaciones obtenidas son las mismas que en el caso de fallas bifásicas a tierra.

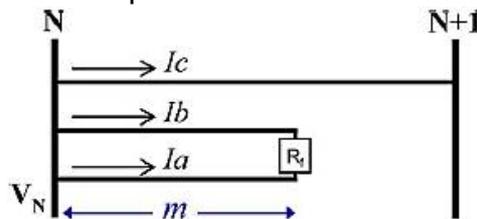


Figura 2.2.5 - Circuito equivalente trifásico para la derivación i en el caso de una falla bifásica

IV. Falla trifásica.

Considerando el circuito en la figura 2.2.6, se obtienen las ecuaciones (2.2.19) y (2.2.20):

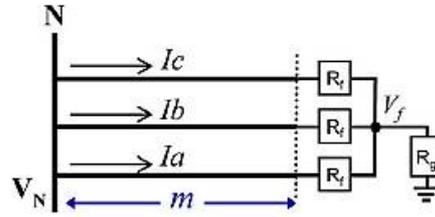


Figura 2.2.6 - Circuito equivalente trifásico para la derivación i en el caso de una falla trifásica

$$\begin{bmatrix} V_a - V_f \\ V_b - V_f \\ V_c - V_f \end{bmatrix} = Z_{EQ} * \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad [V] \quad (2.2.19)$$

$$Z_{EQ} = \begin{bmatrix} m * Z_{aa} + R_F & m * Z_{ab} & m * Z_{ac} \\ m * Z_{ba} & m * Z_{bb} + R_F & m * Z_{bc} \\ m * Z_{ca} & m * Z_{cb} & m * Z_{cc} + R_F \end{bmatrix} \quad [\Omega] \quad (2.2.20)$$

De la expresión (2.2.12) pueden obtenerse tres ecuaciones linealmente independientes para la distancia a la falla m :

$$m_1 = \frac{\text{imag} \left(\frac{V_a - V_b}{I_a - I_b} \right)}{\text{imag} \left(\frac{D * I_a + E * I_b + F * I_c}{I_a - I_b} \right)} \quad (2.2.21)$$

$$m_2 = \frac{\text{imag} \left(\frac{V_b - V_c}{I_b - I_c} \right)}{\text{imag} \left(\frac{G * I_a + H * I_b + J * I_c}{I_b - I_c} \right)} \quad (2.2.22)$$

$$m_3 = \frac{\text{imag} \left(\frac{V_c - V_a}{I_c - I_a} \right)}{\text{imag} \left(\frac{K * I_a + L * I_b + M * I_c}{I_c - I_a} \right)} \quad (2.2.23)$$

Donde:

$$G = Z_{ba} - Z_{ca} \quad [\Omega] \quad (2.2.24)$$

$$H = Z_{bb} - Z_{cb} \quad [\Omega] \quad (2.2.25)$$

$$J = Z_{bc} - Z_{cc} \quad [\Omega] \quad (2.2.26)$$

$$K = Z_{ca} - Z_{aa} \quad [\Omega] \quad (2.2.27)$$

$$L = Z_{cb} - Z_{ab} \quad [\Omega] \quad (2.2.28)$$

$$M = Z_{cc} - Z_{ac} \quad [\Omega] \quad (2.2.29)$$

En este caso, el valor de m se obtiene como el promedio de los tres valores de distancia calculados, tal como se muestra a continuación:

$$m_3 = \frac{1}{3} * (m_1 + m_2 + m_3) \quad (2.2.24)$$

Para determinar el tramo en falla, tal como se propuso anteriormente, se calcula el error a partir de la expresión (2.2.11). En este caso, $n = 3$.

2.3. ELIMINACIÓN DE LA MÚLTIPLE ESTIMACIÓN PARA LA LOCALIZACIÓN DE FALLAS MONOFÁSICAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA CONSIDERANDO LA CORRIENTE DE CARGA

2.3.1. RESUMEN

El trabajo presentado en [18] agrega una modificación a [9] para mejorar la robustez de la metodología usada para eliminar el problema de múltiple estimación en los métodos basados en la estimación de la impedancia de falla para la localización de fallas monofásicas. El método propuesto utiliza los parámetros del sistema de potencia y las medidas disponibles en la subestación de distribución.

Esta mejora considera para el cálculo la corriente de carga en las fases en falla, a diferencia de la metodología propuesta en [9], la cual desprecia esta corriente por ser mucho menor que la corriente de cortocircuito.

2.3.2. DESCRIPCIÓN DEL MÉTODO

El método propuesto no varía en gran medida, respecto de lo planteado en [9]. Es decir, la metodología utilizada propone eliminar la múltiple estimación del nodo en falta para fallas del tipo monofásicas, considerando las medidas de tensión y corriente a la salida del distribuidor, las impedancias mutuas de las líneas y el efecto de la corriente de carga en las tres fases (fases en falla y fases sanas).

Para cada posible ubicación del defecto es posible calcular un error, donde la derivación con el menor error corresponde al tramo en falla debido a que el comportamiento de las tres fases es único para cada caso. Esto es posible gracias a la diferencia entre la impedancia de línea, los valores de tensión y corriente, y la carga de cada derivación.

El algoritmo implementado considera un proceso iterativo, el cual es realizado tramo por tramo, en cada derivación del sistema de distribución de energía bajo análisis. En general, esto permite la estimación de un conjunto de distancias, donde el error es calculado a partir de la siguiente ecuación:

$$\text{Error}_i = \frac{1}{n} * \frac{\sum_{j=1}^n |m - m_j|}{|m|} \quad (2.3.1)$$

El método propuesto considera que el tramo que presenta menor error es el que está en falla.

Teniendo en cuenta la naturaleza desbalanceada de los sistemas de distribución de energía, se realiza como primera aproximación un análisis por fase del sistema, de manera de simplificar los cálculos. La impedancia de línea en la derivación i entre los nodos \mathbf{N} y $\mathbf{N}+1$ ($\mathbf{Z}_{\text{LÍNEA}}$), y la impedancia de carga acumulada desde el nodo $\mathbf{N}+1$ hasta el nodo terminal de la derivación ($\mathbf{Z}_{\text{CARGA}}$) están dadas por las siguientes ecuaciones:

$$\mathbf{Z}_{\text{LÍNEA}} = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \quad [\Omega] \quad (2.3.2)$$

$$\mathbf{Z}_{\text{CARGA}} = \begin{bmatrix} Z_{Ca} & Z_{Cab} & Z_{Cac} \\ Z_{Cba} & Z_{Cb} & Z_{Cbc} \\ Z_{Cca} & Z_{Ccb} & Z_{Cc} \end{bmatrix} \quad [\Omega] \quad (2.3.3)$$

La impedancia de carga $\mathbf{Z}_{\text{CARGA}}$ se calcula como la relación entre los valores de tensión y corriente de pre-falla en la subestación, asumiendo que los elementos de la matriz fuera de la diagonal son iguales a cero.

Considerando el circuito en la figura 2.3.1, se obtiene la ecuación (2.3.4), la cual define la caída de tensión debido a la corriente de cortocircuito entre los nodos \mathbf{N} y $\mathbf{N}+1$:

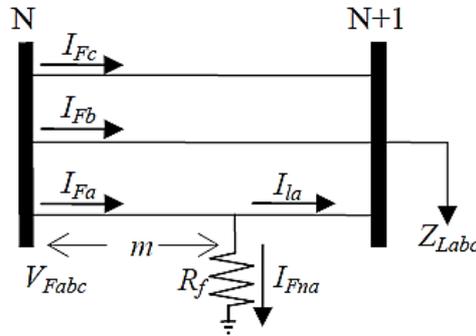


Figura 2.3.1 - Circuito equivalente trifásico para una falla monofásica (Ag)

$$\begin{bmatrix} V_{Fa} \\ V_{Fb} \\ V_{Fc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} m * Z_{aa} & m * Z_{ab} & m * Z_{ac} \\ m * Z_{ba} & Z_{bb} + Z_{Cb} & Z_{bc} + Z_{Cbc} \\ m * Z_{ca} & Z_{cb} + Z_{Ccb} & Z_{cc} + Z_{Cc} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_{Fa} \\ I_{Fb} \\ I_{Fc} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} m * Z_{aa} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_{Fna} \\ I_{Fnb} \\ I_{Fnc} \end{bmatrix} \quad [V] \quad (2.3.4)$$

La corriente \mathbf{I}_{Fn} se calcula a partir de un proceso iterativo, tal como se describe en [19].

De la primera fila de (2.3.4), la distancia a la falla \mathbf{m} se obtiene como sigue:

$$m = \frac{\text{imag} \left(\frac{V_{Fa}}{I_{Fna}} \right)}{\text{imag} \left(Z_{aa} * \frac{I_{Fa}}{I_{Fna}} + Z_{ab} * \frac{I_{Fb}}{I_{Fna}} + Z_{ac} * \frac{I_{Fc}}{I_{Fna}} \right)} \quad (2.3.5)$$

Adicionalmente, otras dos ecuaciones linealmente independientes de la primera se obtienen del conjunto de ecuaciones complejas presentadas. Las dos soluciones posibles de m adicionales solo tienen en cuenta las componentes imaginarias, ya que esta parte permanece relativamente constante ante variaciones de R_F . Estas ecuaciones se presentan a continuación:

$$m_1 = \frac{\text{imag}\left(\frac{V_{Fa} - V_{Fb} + V_{Fc} + B * I_{Fb} + C * I_{Fc}}{I_{Fna}}\right)}{\text{imag}\left(\frac{(Z_{aa} - Z_{ba} + Z_{ca}) * I_{Fa} + A}{I_{Fna}}\right)} \quad (2.3.6)$$

$$m_2 = \frac{\text{imag}\left(\frac{V_{Fa} + V_{Fb} - V_{Fc} - B * I_{Fb} - C * I_{Fc}}{I_{Fna}}\right)}{\text{imag}\left(\frac{(Z_{aa} + Z_{ba} - Z_{ca}) * I_{Fa} + A}{I_{Fna}}\right)} \quad (2.3.7)$$

Donde:

$$A = Z_{ab} * I_{Fb} + Z_{ac} * I_{Fc} \quad [V] \quad (2.3.8)$$

$$B = Z_{bb} + Z_{Cb} - Z_{cb} - Z_{Ccb} \quad [\Omega] \quad (2.3.9)$$

$$C = Z_{bc} + Z_{Cbc} - Z_{cc} - Z_{Cc} \quad [\Omega] \quad (2.3.10)$$

Finalmente, el error es calculado con la ecuación (2.3.1), donde $n = 2$, para determinar el tramo en falla. La falla está en la derivación con el menor error estimado a partir de las distancias calculadas en (2.3.5), (2.3.6) y (2.3.7).

2.4. FORMULACIÓN EXTENDIDA PARA LA ELIMINACIÓN DE LA MÚLTIPLE ESTIMACIÓN EN LA LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA CONSIDERANDO LA CORRIENTE DE CARGA

2.4.1. RESUMEN

El trabajo presentado en [20] agrega una modificación a [9] para mejorar la robustez de la metodología usada para eliminar el problema de múltiple estimación en los métodos basado en la estimación de la impedancia de falla para la localización de fallas bifásicas y trifásicas. El método propuesto utiliza los parámetros del sistema de potencia y las medidas disponibles en la subestación de distribución.

Para realizar los cálculos, esta mejora considera la corriente de carga en las fases en falla, a diferencia de la metodología propuesta en [9], la cual desprecia esta corriente por ser mucho menor que la corriente de cortocircuito.

2.4.2. DESCRIPCIÓN DEL MÉTODO

El método propuesto no varía en gran medida, respecto de lo planteado en [9]. Es decir, la metodología utilizada propone eliminar la múltiple estimación del nodo en falta para fallas del tipo bifásicas y trifásicas, considerando las medidas de tensión y corriente a la salida del distribuidor, las impedancias mutuas de las líneas y el efecto de la corriente de carga en las tres fases (fases en falla y fases sanas).

Para cada posible ubicación del defecto es posible calcular un error, donde la derivación con el menor error corresponde al tramo en falla debido a que el comportamiento de las tres fases es único para cada caso. Esto es posible gracias a la diferencia entre la impedancia de línea, los valores de tensión y corriente, y la carga de cada derivación.

El algoritmo implementado considera un proceso iterativo, el cual es realizado tramo por tramo, en cada derivación del sistema de distribución de energía bajo análisis. En general, esto permite la estimación de un conjunto de distancias, donde el error es calculado a partir de la siguiente ecuación:

$$\text{Error}_i = \frac{1}{n} * \frac{\sum_{j=1}^n |m - m_j|}{|m|} \quad (2.4.1)$$

El método propuesto considera que el tramo que presenta menor error es el que está en falla.

Teniendo en cuenta la naturaleza desbalanceada de los sistemas de distribución de energía, se realiza como primera aproximación un análisis por fase del sistema, de manera de simplificar los cálculos. La impedancia de línea en la derivación i entre los nodos \mathbf{N} y $\mathbf{N+1}$ ($\mathbf{Z}_{\text{LÍNEA}}$), y la impedancia de carga acumulada desde el nodo $\mathbf{N+1}$ hasta el nodo terminal de la derivación ($\mathbf{Z}_{\text{CARGA}}$) están dadas por las siguientes ecuaciones:

$$\mathbf{Z}_{\text{LÍNEA}} = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \quad [\Omega] \quad (2.4.2)$$

$$\mathbf{Z}_{\text{CARGA}} = \begin{bmatrix} Z_{Ca} & Z_{Cab} & Z_{Cac} \\ Z_{Cba} & Z_{Cb} & Z_{Cbc} \\ Z_{Cca} & Z_{Ccb} & Z_{Cc} \end{bmatrix} \quad [\Omega] \quad (2.4.3)$$

La impedancia de carga $\mathbf{Z}_{\text{CARGA}}$ se calcula como la relación entre los valores de tensión y corriente de pre-falla en la subestación, asumiendo que los elementos de la matriz fuera de la diagonal son iguales a cero.

I. Falla bifásica a tierra (ídem bifásica).

Considerando el circuito en la figura 2.4.1, se obtiene la ecuación (2.4.4), la cual define la caída de tensión debido a la corriente de cortocircuito entre los nodos \mathbf{N} y $\mathbf{N+1}$:

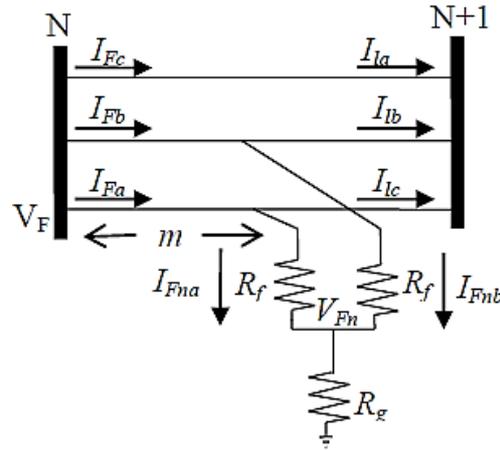


Figura 2.4.1 - Circuito equivalente trifásico para una falla bifásica a tierra (ABg)

$$\begin{bmatrix} V_{Fa} - V_{Fn} \\ V_{Fb} - V_{Fn} \\ V_{Fc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} mZ_{aa} & mZ_{ab} & mZ_{ab} \\ mZ_{ba} & mZ_{bb} & mZ_{bc} \\ mZ_{ca} & mZ_{cb} & Z_{cc} + Z_{Ccc} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_{Fa} \\ I_{Fb} \\ I_{Fc} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} R_f & 0 & 0 \\ 0 & R_f & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_{Fna} \\ I_{Fnb} \\ I_{Fnc} \end{bmatrix} \quad [V] \quad (2.4.4)$$

La corriente I_{Fn} se calcula a partir de un proceso iterativo, tal como se describe en [19].

De la primera fila de (2.4.4), la distancia a la falla m se obtiene como sigue:

$$m = \frac{\text{imag} \left(\frac{V_{Fa} - V_{Fb}}{I_{Fna} - I_{Fnb}} \right)}{\text{imag} \left(\frac{D * I_{Fa} + E * I_{Fb} + F * I_{Fc}}{I_{Fna} - I_{Fnb}} \right)} \quad (2.4.5)$$

Donde:

$$D = Z_{aa} - Z_{ba} \quad [\Omega] \quad (2.4.6)$$

$$E = Z_{ab} - Z_{bb} \quad [\Omega] \quad (2.4.7)$$

$$F = Z_{ac} - Z_{bc} \quad [\Omega] \quad (2.4.8)$$

Adicionalmente, otra ecuación linealmente independiente de la primera se obtiene del conjunto de ecuaciones complejas presentadas. Las dos soluciones posibles de m adicionales solo tienen en cuenta las componentes imaginarias, ya que esta parte permanece relativamente constante ante variaciones de R_f . Esta ecuación se presenta a continuación:

$$m_1 = \frac{\text{imag} \left(\frac{V_{Fa} - V_{Fb} - V_{Fc} + (Z_{cc} + Z_{Ccc}) * I_{Fc}}{I_{Fna} - I_{Fnb}} \right)}{\text{imag} \left(\frac{(D - Z_{ca}) * I_{Fa} + (E - Z_{cb}) * I_{Fb} + F * I_{Fc}}{I_{Fna} - I_{Fnb}} \right)} \quad (2.4.9)$$

Finalmente, el error es calculado con la ecuación (2.4.1), donde $n = 1$, para determinar el tramo en falla. La falla está en la derivación con el menor error estimado a partir de las distancias calculadas en (2.4.5) y (2.4.9).

II. Falla trifásica a tierra (ídem trifásica).

Considerando el circuito en la figura 2.4.2, se obtiene la ecuación (2.4.10), la cual define la caída de tensión debido a la corriente de cortocircuito entre los nodos **N** y **N+1**:

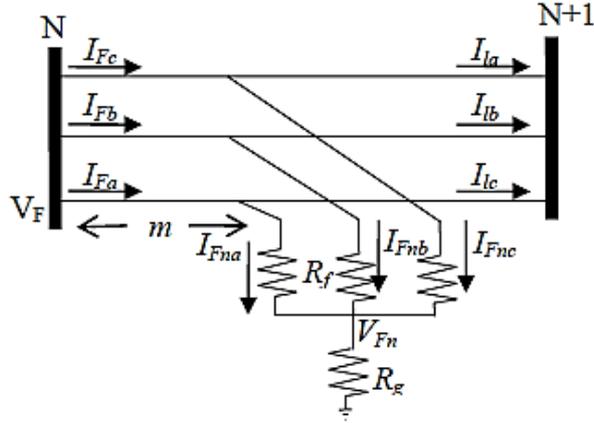


Figura 2.4.2 - Circuito equivalente trifásico para una falla trifásica a tierra (ABCg)

$$\begin{bmatrix} V_{Fa} - V_{Fn} \\ V_{Fb} - V_{Fn} \\ V_{Fc} - V_{Fn} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} mZ_{aa} & mZ_{ab} & mZ_{ab} \\ mZ_{ba} & mZ_{bb} & mZ_{bc} \\ mZ_{ca} & mZ_{cb} & mZ_{cc} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_{Fa} \\ I_{Fb} \\ I_{Fc} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} R_f & 0 & 0 \\ 0 & R_f & 0 \\ 0 & 0 & R_f \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_{Fna} \\ I_{Fnb} \\ I_{Fnc} \end{bmatrix} \quad [V] \quad (2.4.10)$$

A partir de (2.4.10) se obtienen tres ecuaciones linealmente independientes para encontrar la distancia al punto de falla **m**, tal como se muestra a continuación:

$$m_1 = \frac{\text{imag} \left(\frac{V_{Fa} - V_{Fb}}{I_{Fna} - I_{Fnb}} \right)}{\text{imag} \left(\frac{D * I_{Fa} + E * I_{Fb} + F * I_{Fc}}{I_{Fna} - I_{Fnb}} \right)} \quad (2.4.11)$$

$$m_2 = \frac{\text{imag} \left(\frac{V_{Fb} - V_{Fc}}{I_{Fnb} - I_{Fnc}} \right)}{\text{imag} \left(\frac{G * I_{Fa} + H * I_{Fb} + J * I_{Fc}}{I_{Fnb} - I_{Fnc}} \right)} \quad (2.4.12)$$

$$m_3 = \frac{\text{imag} \left(\frac{V_{Fc} - V_{Fa}}{I_{Fnc} - I_{Fna}} \right)}{\text{imag} \left(\frac{K * I_{Fa} + L * I_{Fb} + M * I_{Fc}}{I_{Fnc} - I_{Fna}} \right)} \quad (2.4.13)$$

Donde:

$$G = Z_{ba} - Z_{ca} \quad [\Omega] \quad (2.4.14)$$

$$H = Z_{bb} - Z_{cb} \quad [\Omega] \quad (2.4.15)$$

$$J = Z_{bc} - Z_{cc} \quad [\Omega] \quad (2.4.16)$$

$$K = Z_{ca} - Z_{aa} \quad [\Omega] \quad (2.4.17)$$

$$L = Z_{cb} - Z_{ab} \quad [\Omega] \quad (2.4.18)$$

$$M = Z_{cc} - Z_{ac} \quad [\Omega] \quad (2.4.19)$$

Como la metodología presentada utiliza información de las fases que están sanas para poder eliminar la múltiple estimación en el cálculo de la distancia al punto de falla, dicha distancia m se obtiene como el promedio de las tres medidas calculadas según las expresiones (2.4.11), (2.4.12) y (2.4.12).

$$m = \frac{(m_1 + m_2 + m_3)}{3} \quad (2.4.20)$$

Finalmente, el error es calculado con la ecuación (2.4.1), donde $n = 3$, para determinar el tramo en falla. La falla está en la derivación con el menor error estimado a partir de las distancias calculadas en (2.4.5) y (2.4.9).

2.5. MÉTODO BASADO EN LA MINERÍA DE DATOS PARA REDUCIR LA MÚLTIPLE ESTIMACIÓN EN LA LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN RADIAL

2.5.1. RESUMEN

El trabajo presentado en [21] desarrolla una metodología para reducir el efecto de múltiple estimación de los algoritmos de localización de fallas. Esta técnica se basa en una técnica de minería o recolección de datos (*Data Mining*) llamada minería de datos en almacenes de códigos o DAMICORE (de sus siglas en inglés: *Data Mining of Code Repositories*). Esta herramienta se ejecuta desde la perspectiva de informática en la nube (*Cloud Computing*) en el contexto de redes inteligentes (*Smart Grids*). Es importante destacar que las señales de tensión y corriente son obtenidas de la nube utilizando medidores inteligentes y grabadores de interrupciones. Así, esta nube recibe un vector característico que es obtenido por estos últimos a partir de las señales analizadas. Considerando lo anterior, la nube es responsable de ejecutar el DAMICORE, uno por vez, estableciendo relaciones entre los eventos de falla.

2.5.2. DESCRIPCIÓN DEL MÉTODO

Desarrollar e implementar redes inteligentes requiere de la integración de diferentes sistemas de medida, actuación y control, lo que permite la operación mancomunada entre estos. Por esto, la informática en la nube (*Cloud Computing*) surge como una tecnología prometedora capaz de integrar diferentes sistemas involucrados [22].

Los métodos de simulación, parámetros de adquisición de señales, el procesamiento e interpretación de los resultados dependen directamente en la

metodología adoptada para localizar fallas en sistemas de distribución radial. La metodología hace las siguientes consideraciones:

- Las tensiones y corrientes en la salida del distribuidor estudiado están disponibles en el equipo de medición.
- Al menos, los usuarios con mayor consumo tienen acceso a la tecnología de medidores inteligentes.
- La infraestructura completa de la informática en la nube contempla desde la comunicación de los datos hasta el procesamiento de los mismos.
- El retardo en la comunicación de los datos no puede exceder el tiempo máximo almacenado del oscilograma en el medidor inteligente.
- La subestación cuenta con equipamiento comercial para estimar la distancia a la falla. Por ejemplo: técnica de onda viajera, cálculo de la reactancia de falla, etc.

Así, la metodología propuesta, que integra la minería de datos (*Data Mining*), la informática en la nube (*Cloud Computing*) y redes inteligentes (*Smart Grids*), hace uso de las medidas provistas por los medidores inteligentes (en la subestación y en los usuarios de mayor consumo). Por lo tanto, esta técnica es capaz de identificar la región del evento de falla, reduciendo la múltiple estimación dada por el método de localización de falla utilizado. Una representación de la metodología planteada se muestra en la figura 2.5.1:

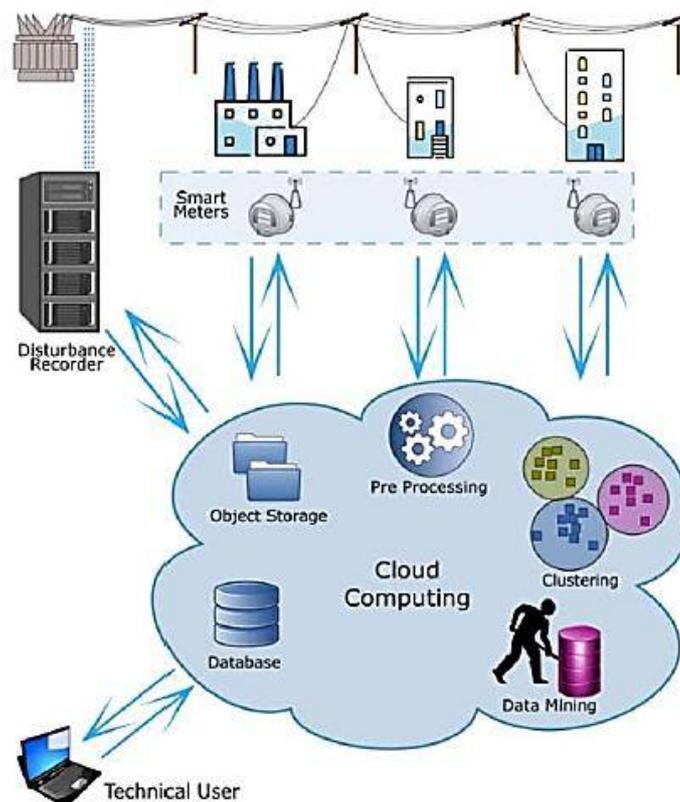


Figura 2.5.1 - Esquema del método de *Data Mining*

2.6. ESTRATEGIA DE APRENDIZAJE PARA REDUCIR EL PROBLEMA DE MÚLTIPLE ESTIMACIÓN EN LA LOCALIZACIÓN DE LA ZONA EN FALLA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN RADIAL

2.6.1. RESUMEN

El trabajo presentado en [23] brinda una alternativa para la localización de la zona en falla, que solo usa la información contenida en las medidas de tensión y corriente en la subestación y que, además, hace uso de una estrategia de aprendizaje tal como lo hacen los modelos de clasificación basados en el conocimiento (MCBC) [8].

El método propone una estrategia que se basa en la división del sistema de distribución y la posterior identificación de la zona en falla usando un MCBC, tal como se muestra en la figura 2.6.1b. La figura 2.6.1a representa un ejemplo de múltiple estimación, en la que se obtienen cinco ubicaciones diferentes con igual reactancia de falla X_d .

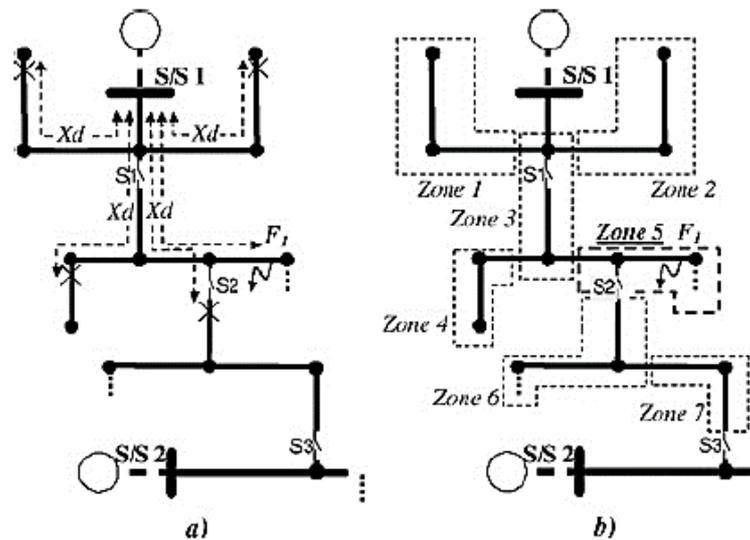


Figura 2.6.1 - División e identificación de zonas para reducir el problema de múltiple estimación

La metodología propuesta analiza, en primer lugar, una herramienta de clasificación directa conocida como k vecinos cercanos o k-NN (de sus siglas en inglés: *k-Nearest Neighbours*) [24] [25]. Esta técnica simple se utiliza para demostrar la congruencia de definir la ubicación de la zona de la falla como un problema de clasificación. El paso siguiente es usar una metodología menos rígida para mejorar los resultados de los SVM (de sus siglas en inglés: *Support Vector Machine*) [26], el cual es usado para desarrollar el algoritmo localizador de fallas.

2.6.2. DESCRIPCIÓN DEL MÉTODO

La aproximación de la zona en falla y los conceptos básicos de los métodos de clasificación basados en el conocimiento utilizados se resumen a continuación:

I. Localización de la zona en falla como una aproximación de clasificación.

Este concepto le asigna a un objeto (conjunto de parámetros) una clase (zona en falla). La localización tiene dos etapas principales: 1) entrenamiento y 2) prueba.

En la primera etapa, un mecanismo de aprendizaje basado en la resonancia inductiva es entrenado usando ejemplos (datos de entrenamiento) para obtener una relación entre el objeto a la entrada (conjunto de parámetros y la clase a la salida (zona en falla).

En la etapa de prueba, un mecanismo de reconocimiento es usado para encontrar la mejor clase (zona en falla) para ser asignada al objeto bajo clasificación (conjunto de parámetros), o para reconocer un objeto específico como miembro de una clase en particular. El conjunto de datos usado en la prueba no fue utilizado previamente en la etapa de entrenamiento.

II. Métodos de aprendizaje basados en el conocimiento.

- k vecinos cercanos o k-NN (de sus siglas en inglés: *k-Nearest Neighbours*): esta técnica se basa en los ejemplos dados en la etapa de entrenamiento. Cuando un nuevo ejemplo es presentado en la etapa de prueba, este es clasificado de acuerdo con el ejemplo más cercano utilizado en la etapa de entrenamiento [24].

A partir de la figura 2.6.2a se explica el proceso de prueba utilizado. Para identificar la clase del nuevo objeto (asterisco) el procedimiento se basa en la identificación del ejemplo de entrenamiento más cercano, a partir de un conjunto de datos de entrenamiento conocidos (triángulos y cuadrados). Así, la clase del nuevo ejemplo es la misma que la del ejemplo de entrenamiento más próximo.

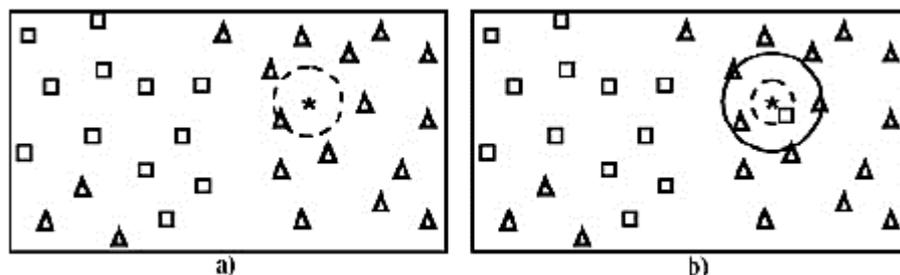


Figura 2.6.2 - Predicción de la clase de un nuevo ejemplo: a) un vecino cercano y b) k vecinos cercanos

Sin embargo, en algunos casos pueden mezclarse los conjuntos de datos (triángulos y cuadrados) debido al ruido (cuadrado dentro de los triángulos en la figura 2.6.2b). Luego, se observa que la clasificación del nuevo objeto arroja una clase errónea debido al ruido. La solución para este problema se encuentra al considerar más de un vecino cercano para determinar la clase del nuevo ejemplo (k-NN). Así, menor será el efecto del ruido cuanto mayor sea el número de k-NN.

- Máquinas de soporte vectorial o SVMs (de sus siglas en inglés: *Support Vector Machines*): los SVMs se basan en una teoría de aprendizaje estadístico y puede ser visto como una técnica de clasificación binaria, resultando de la teoría de k-NN y su combinación con teorías de optimización, de núcleo (*kernel*) y de generalización [8] [26] [27].

III. Procedimiento propuesto.

Un conjunto de características es obtenido de las medidas de tensión y corriente disponibles en la subestación de distribución y se proponen para entrenar el método de aprendizaje, luego una relación entre esas características (objeto) y la sección en falla (clase) es obtenida.

La localización de fallas tiene dos etapas: la primera se encarga de reconocer el tipo de defecto, mientras que la segunda etapa consiste en un método de localización basado en el conocimiento para cada tipo de falla. Los siguientes pasos son aplicados:

- Paso 1: definición de zonas.

El sistema de distribución es dividido en zonas significativas. El criterio para la definición de las zonas considera los siguientes aspectos: topología del sistema, ubicación de los dispositivos de protección, longitud de la red y otros criterios como el área máxima de búsqueda de las cuadrillas de mantenimiento.

- Paso 2: obtención de los datos de entrenamiento.

Las medidas usadas para entrenar el método de aprendizaje se registran en la subestación (pueden obtenerse a partir de simulaciones en un modelo de la red).

- Paso 3: selección de los parámetros.

Todos los parámetros previamente definidos se relacionan con la ubicación de la falla de acuerdo con las características del sistema (carga, heterogeneidad, entre otras), y su importancia puede variar.

- Paso 4: entrenamiento.

Este paso es realizado al utilizar un conjunto de fallas de entrenamiento caracterizadas por los parámetros anteriores como entrada y las etiquetas asociadas a la correspondiente zona en falta como salida. El entrenamiento debe ser completo, en el sentido de abarcar el total del espacio de búsqueda, y balanceado para evitar el entrenamiento parcial solo de algunas zonas.

- Paso 5: prueba de la estrategia para la localización de fallas.

Una vez entrenado el localizador de fallas, una prueba adicional es realizada usando nueva información, no utilizada previamente en el entrenamiento.

3. MÉTODO PROPUESTO

3.1. BASE DE DATOS GEORREFERENCIADA

La Dirección Provincial de Energía (D.P.E. Provincia de Buenos Aires), en las disposiciones N° 1.452/08 y N° 1.536/09 con sus modificaciones (Disposición N° 1.922/09), exige a las concesionarias de distribución la confección de un archivo de intercambio en formato normalizado, donde se cuenta con información detallada de las características constructivas y topológicas de las redes de distribución [10].

3.1.1. ASPECTOS GENERALES

Todo concesionario de distribución actuante en la jurisdicción eléctrica de la provincia de Buenos Aires deberá cumplimentar el informe solicitado de acuerdo al contenido, metodología, especificaciones informáticas y normas de presentación detalladas más adelante.

Las instalaciones a auditar se corresponden a todos aquellos activos que siendo de propiedad del Concesionario, se encuentren afectados total o parcialmente al desarrollo de la actividad de distribución de energía eléctrica que el mismo presta dentro de su área de concesión.

Por otra parte, la Dirección pone a disposición una base cartográfica georreferenciada desagregada por el/los partido/s dentro de los cuales cada uno de los concesionarios presta servicio. El uso de dicha cartografía, de carácter opcional, procura servir de apoyo como soporte geográfico para la tarea, al tiempo de brindar una visualización homogénea a la localización de las instalaciones requeridas en toda la jurisdicción.

3.1.2. ASPECTOS TÉCNICOS DEL MODELADO

Existen tres conceptos fundamentales que se deben tener en cuenta, en forma previa, a los efectos de generar correctamente la información solicitada. Estos son:

I. Nodos.

Un nodo representa un punto de interés en la red. Se representan geográficamente con un punto y deben ser utilizados en los siguientes casos:

- Al inicio y final de una Línea.
- Cuando existen intersecciones de Líneas y el circuito debe tener continuidad eléctrica. Por ejemplo, en una derivación.
- Cuando hay algún cambio en las características de la Línea. Por ejemplo, el conductor pasa de ser Aéreo a Subterráneo, cambio de sección, etc.
- Cuando se deben definir elementos técnicos. Por ejemplo, "Transformadores", "Fuentes de Alimentación", "Switches", etc.

Los Nodos y las Líneas, en conjunto con los “Switches” y “Fuentes de Alimentación”, definen la conectividad eléctrica del sistema. En este sentido, los Nodos pertenecen a un Nivel de Tensión determinado.

II. Líneas.

Representan los conductores de la red. Se representan geográficamente con un objeto de tipo línea o polilínea, en caso de contener quiebres en su interior, y tienen las siguientes características:

- Deben comenzar y finalizar en un Nodo.
- Solo deben tener asociado un Nodo al inicio y otro al final. No debe existir un Nodo en un quiebre de una polilínea.
- Cada Línea representa a un tipo de conductor con sus características físicas y la fase a la que está conectada.
- Cada Línea debe contener asociada los parámetros que la caracterizan. Por ejemplo, tipo de conductor, fase, soportes, etc.
- Pertenecen a un Nivel de Tensión determinado.

III. Elementos.

Representan los equipos eléctricos y otros elementos de interés. La disposición N° 1.922/09 define los siguientes Elementos: “Transformadores”, “Capacitores”, “Switches”, “Fuentes de Alimentación”, “Reguladores de Tensión”, etc.

No tienen representación geográfica directa, sino que están “asociados” a un único Nodo en particular. Sin embargo, hay ciertas características a tener en cuenta:

- Del Nodo que tiene un Elemento “Fuente” solo puede salir una Línea.
- Del Nodo que tiene un Elemento “Switch”, “Regulador de Tensión”, “ET”, o “Capacitor” puede entrar y salir una sola Línea.
- El Nodo que tiene un Elemento “ET” debe tener el Nivel de Tensión del lado de alta.
- Un Nodo puede tener un único Elemento. La única excepción es en el caso de un Nodo con un Elemento “ET”, en donde también puede convivir un Elemento “Capacitor”.
- El Elemento “ET” contendrá el detalle de todos los Transformadores que la componen.

3.1.3. ASPECTOS TÉCNICOS DE LA INFORMACIÓN SOLICITADA

Tomando como referencia los tres conceptos fundamentales del modelado de la red, se definen tres archivos, los cuales contienen toda la información

detallada de las características constructivas y topológicas de las redes de distribución.

En primer lugar, el “Archivo de Nodos” contiene cada uno de los Nodos del sistema y está conformado por 4 campos.

Luego, el “Archivo de Líneas” contiene cada una de las Líneas (conductores) del sistema y está conformado por 23 campos.

Por último, el “Archivo de Elementos” contiene cada uno de los elementos del sistema (“Fuentes de Alimentación”, “Estaciones Transformadoras”, “Switches”, “Capacitores” y “Reguladores de Tensión”) y está conformado por una cantidad variable de campos según sea el elemento en cuestión.

3.2. MÉTODO PARA LA LOCALIZACIÓN DE FALLAS Y LA ELIMINACIÓN DE LA MÚLTIPLE ESTIMACIÓN

El modelo utilizado en [18] y [20] presenta una posible solución para la múltiple estimación del sitio de falla en sistemas de distribución radiales trifilares con cargas trifásicas. Análogamente al caso del método propuesto en [14], se utilizan las mediciones de tensión y corriente disponibles en los equipos de medición en la salida del distribuidor de media tensión.

Considerando una falla en un ramal i ($i = 1, 2, 3, \dots, k$), tal como se observa en la figura 3.2.1, se obtienen los valores de tensión V_n en el nodo n y corriente I_n en el ramal i realizando un simple flujo de carga desde el nodo inicial del distribuidor. Para realizar este procedimiento es necesario conocer o estimar de alguna forma la distribución de la carga.

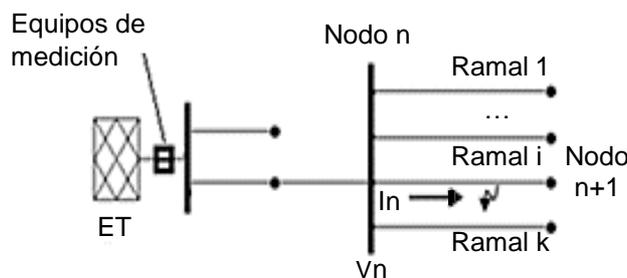


Figura 3.2.1 - Sistema de distribución radial trifilar con medición en salida del distribuidor

Teniendo en cuenta la naturaleza desbalanceada de los sistemas de distribución de energía, se realiza como primera aproximación un análisis por fase del sistema, de manera de simplificar los cálculos. La impedancia de línea Z_L en el ramal i , entre los nodos n y $n+1$, y la impedancia de carga Z_C acumulada desde el nodo $n+1$ hasta el final del ramal i , quedan definidas por las siguientes expresiones:

$$Z_L = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \quad [\Omega] \quad (3.2.1)$$

$$Z_C = \begin{bmatrix} Z_{Caa} & Z_{Cab} & Z_{Cac} \\ Z_{Cba} & Z_{Cbb} & Z_{Cbc} \\ Z_{Cca} & Z_{Ccb} & Z_{Ccc} \end{bmatrix} \quad [\Omega] \quad (3.2.2)$$

Los métodos clásicos de localización de fallas, como el presentado en [14], solo tienen en cuenta las fases en falla y desprecia el efecto de la carga. En el método presentado aquí se consideran las corrientes de falla y las corrientes de carga en las fases que no están en falla.

En este sentido, el procedimiento de cálculo desarrollado en este trabajo determina el punto de ubicación de la falla m en todas las topologías de líneas eléctricas que pueden encontrarse en un distribuidor primario de media tensión del tipo suburbano o rural en la jurisdicción de la Pcia. de Buenos Aires: líneas troncales del tipo trifilares (trifásicas) y derivaciones trifilares (trifásicas), bifilares (bifásicas) o monofilares con retorno por tierra (LMRT).

Si bien el algoritmo de cálculo permite obtener la ubicación de un defecto en cualquiera de los tipos constructivos de línea ya mencionados, la disminución de la incertidumbre en la múltiple estimación de puntos eléctricamente equivalentes en falla queda limitada, de acuerdo a la metodología considerada [18] [20], a líneas trifilares, es decir, trifásicas sin neutro transportado. Posteriormente, en la sección 4.1 “Estudio de la múltiple estimación del punto de falla en líneas bifásicas y LMRT” se presenta un método para reducir el problema de la múltiple estimación, también en líneas bifásicas y LMRT.

Independientemente del tipo de falla ocurrida, el algoritmo de cálculo propone un proceso iterativo de análisis, el cual estudia uno a uno los tramos que componen los distintos ramales de la red. Este procedimiento define el punto de ubicación de la falla m en el ramal i para cada tipo de falla, tal como se describe a continuación:

I. Falla monofásica:

Considerando la red que se muestra en la figura 3.2.2, para el tramo de línea entre los nodos n y $n+1$, es posible obtener la expresión (3.2.3).

$$\begin{bmatrix} V_{Fa} \\ V_{Fb} \\ V_{Fc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} mZ_{aa} & mZ_{ab} & mZ_{ab} \\ mZ_{ba} & Z_{bb} + Z_{Cbb} & Z_{bc} + Z_{Cbc} \\ mZ_{ca} & Z_{cb} + Z_{Ccb} & Z_{cc} + Z_{Ccc} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_{Fa} \\ I_{Fb} \\ I_{Fc} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} R_f & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_{Fna} \\ I_{Fnb} \\ I_{Fnc} \end{bmatrix} \quad [V] \quad (3.2.3)$$

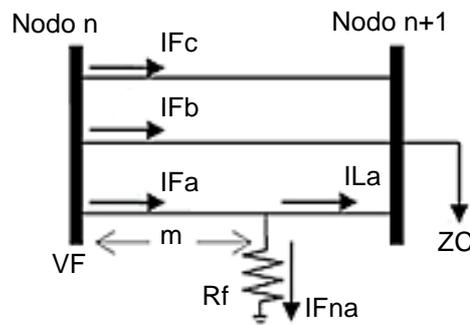


Figura 3.2.2 - Circuito equivalente para el ramal i en caso de una falla monofásica (Ag)

Como se observa en la expresión (3.2.3) el método tiene en cuenta la corriente de carga aún en las líneas que están en falla.

A partir de la figura 3.2.2, se definió la corriente de falla que se deriva a tierra I_{Fna} mediante la siguiente expresión:

$$I_{Fna} = I_{Fabc} - ((1 - m) * Z_{Labc} + Z_{Cabc})^{-1} * (m * Z_{Labc} * I_{Fabc} - V_{Fabc}) \quad [A] \quad (3.2.4)$$

De la primera fila de la expresión (3.2.3) se obtiene la ecuación para encontrar la distancia al punto de falla m , tal como se muestra a continuación:

$$V_{Fa} = m * Z_{aa} * I_{Fa} + m * Z_{ab} * I_{Fb} + m * Z_{ac} * I_{Fc} + R_f * I_{Fna} \quad [V] \quad (3.2.5)$$

Dividiendo ambos miembros de la igualdad por I_{Fna} se tiene lo siguiente:

$$\frac{V_{Fa}}{I_{Fna}} = \frac{m * Z_{aa} * I_{Fa} + m * Z_{ab} * I_{Fb} + m * Z_{ac} * I_{Fc}}{I_{Fna}} + R_f \quad [\Omega] \quad (3.2.6)$$

Igualando las partes imaginarias de cada miembro se tiene lo siguiente:

$$\text{imag}\left(\frac{V_{Fa}}{I_{Fna}}\right) = \text{imag}\left(\frac{m * Z_{aa} * I_{Fa} + m * Z_{ab} * I_{Fb} + m * Z_{ac} * I_{Fc}}{I_{Fna}} + R_f\right) \quad (3.2.7)$$

Debido a que se considera la resistencia de falla R_f puramente resistiva, su parte imaginaria es nula, por lo tanto:

$$\text{imag}\left(\frac{V_{Fa}}{I_{Fna}}\right) = \text{imag}\left(\frac{m * Z_{aa} * I_{Fa} + m * Z_{ab} * I_{Fb} + m * Z_{ac} * I_{Fc}}{I_{Fna}}\right) \quad (3.2.8)$$

Por último, debido a que el factor m es un número racional entre 0 y 1 puede extraerse de la parte imaginaria como factor común y la expresión queda como se muestra a continuación:

$$\text{imag}\left(\frac{V_{Fa}}{I_{Fna}}\right) = m * \text{imag}\left(\frac{Z_{aa} * I_{Fa} + Z_{ab} * I_{Fb} + Z_{ac} * I_{Fc}}{I_{Fna}}\right) \quad (3.2.9)$$

Finalmente se obtiene lo siguiente:

$$m = \frac{\text{imag}\left(\frac{V_{Fa}}{I_{Fna}}\right)}{\text{imag}\left(\frac{Z_{aa} * I_{Fa} + Z_{ab} * I_{Fb} + Z_{ac} * I_{Fc}}{I_{Fna}}\right)} \quad (3.2.10)$$

En este punto se observa que la expresión (3.2.10) es función de la corriente de falla que se deriva a tierra, en este caso I_{Fna} , siendo esta última función del punto de falla m según la expresión (3.2.4). Por lo tanto, debe realizarse un cálculo iterativo que tenga como objetivo final la convergencia de (3.2.4) y (3.2.10).

Para esto, se estiman valores de m (ubicación del defecto en el tramo), los cuales se denominan m_{EST} y se define en intervalos de 0,0001 entre 0 y 1. Estos valores se reemplazan en la expresión (3.2.4) para luego calcular el punto de

falla m_{CALC} en el tramo de línea en estudio según la expresión (3.2.10). El cálculo iterativo finaliza cuando el valor calculado m_{CALC} es menor o igual al valor estimado inicialmente m_{EST} y, en ese caso, se adopta $m = m_{CALC}$:

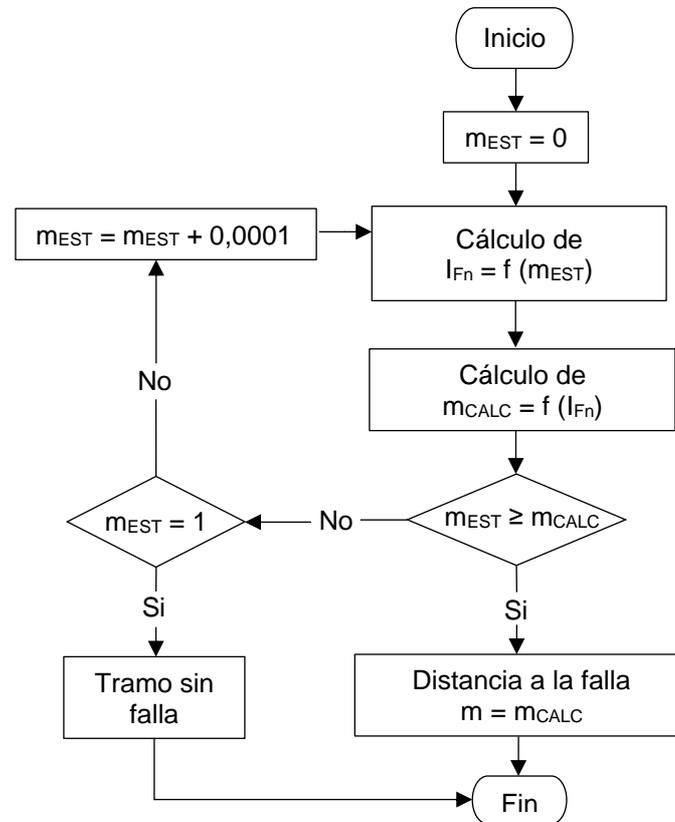


Figura 3.2.3 - Diagrama de flujo del proceso iterativo de cálculo para determinar la distancia al punto de falla m para un tramo analizado

Cabe aclarar, que al momento de analizar un tramo i de la red pueden obtenerse los siguientes valores de m :

- $m < 0$, lo que implica que la falla está en un tramo anterior (aguas arriba) del tramo analizado.
- $0 \leq m \leq 1$, lo que implica que la falla está en el tramo analizado.
- $m > 1$, lo que implica que la falla está en un tramo posterior (aguas abajo) al tramo analizado.

Una vez obtenido el punto de falla, se obtienen dos ecuaciones linealmente independientes de la expresión (3.2.3), que tienen en cuenta todos los parámetros del ramal i analizado (incluyendo la carga en las fases que no están en falla):

$$m_1 = \frac{\text{imag} \left(\frac{V_{Fa} - V_{Fb} + V_{Fc} + B * I_{Fb} + C * I_{Fc}}{I_{Fna}} \right)}{\text{imag} \left(\frac{(Z_{aa} - Z_{ba} + Z_{ca}) * I_{Fa} + A}{I_{Fna}} \right)} \quad (3.2.11)$$

$$m_2 = \frac{\text{imag} \left(\frac{V_{Fa} + V_{Fb} - V_{Fc} - B * I_{Fb} - C * I_{Fc}}{I_{Fna}} \right)}{\text{imag} \left(\frac{(Z_{aa} + Z_{ba} - Z_{ca}) * I_{Fa} + A}{I_{Fna}} \right)} \quad (3.2.12)$$

Donde:

$$A = Z_{ab} * I_{Fb} + Z_{ac} * I_{Fc} \quad [V] \quad (3.2.13)$$

$$B = Z_{bb} + Z_{Cbb} - Z_{cb} - Z_{Ccb} \quad [\Omega] \quad (3.2.14)$$

$$C = Z_{bc} + Z_{Cbc} - Z_{cc} - Z_{Ccc} \quad [\Omega] \quad (3.2.15)$$

Cabe destacar que las expresiones (3.2.10), (3.2.11), (3.2.12), (3.2.13), (3.2.14) y (3.2.15) corresponden a una falla en la fase A, es decir, que para obtener las expresiones correspondientes a las demás fallas monofásicas debe seguirse el mismo razonamiento.

Estas dos últimas expresiones adicionales permiten realizar una comparación entre la ubicación del punto en avería obtenida a partir de la información de la fase en falla (3.2.10) y la obtenida a partir de la información de las tres fases (3.2.11) (3.2.12). La diferencia entre ambos valores se cuantifica a partir de un error que se expresa como sigue:

$$\text{Error}_i = \frac{1}{n} * \frac{\sum_{j=1}^n |m - m_j|}{|m|} \quad (3.2.16)$$

Donde:

m : ubicación del punto de falla según (3.2.10).

m_j : ubicación del punto de falla según (3.2.11) (3.2.12).

n : número de ecuaciones adicionales (para fallas monofásicas $n=2$).

Luego, el tramo en falla (en caso de existir múltiple estimación) se obtiene determinando cuál de todos ellos tiene el menor error. En otras palabras, considerar como correcto el punto de falla que menor error presenta tiene en cuenta que en éste la información de las tres fases y del estado de carga se ajusta mejor a los valores de tensión y corriente en el nodo n de dicho tramo. Esta consideración asume que la información contenida en los valores de tensión y corriente de cada posible sector averiado es única y propia de ese tramo analizado, de acuerdo a sus características físicas y a su estado de carga.

Adicionalmente, se ponderan los probables puntos de falla asignándole a cada uno la probabilidad de ser el tramo correcto. El objetivo de usar como resultado final la probabilidad de cada estimación, en lugar del error de cada una, es el de informar un valor más ameno y de fácil interpretación para el usuario que utiliza el programa. Para ello se define como “peso” (Peso_i) a la inversa del error (Error_i) de cada estimación y como “peso total” ($\text{Peso}_{\text{TOTAL}}$) a la sumatoria de los k pesos, tal como se describe en (3.2.17) y (3.2.18), respectivamente.

$$\text{Peso}_i = \frac{1}{\text{Error}_i} \quad (3.2.17)$$

$$\text{Peso}_{\text{TOTAL}} = \sum_{j=1}^k \frac{1}{\text{Error}_j} \quad (3.2.18)$$

Donde:

k: número total de estimaciones.

Teniendo en cuenta que el tramo con menor error es el que se considera en falla, se puede afirmar que también será el que presenta el mayor valor de peso. En este sentido, para determinar la probabilidad de ser el tramo averiado, se utiliza la relación porcentual entre el peso de cada estimación (**Peso_i**) y el peso total (**Peso_{TOTAL}**), como se muestra en (3.2.19). En resumen, se le asigna mayor probabilidad a la falla que mayor peso (menor error) presenta respecto del peso total:

$$\text{Probabilidad}_i (\%) = \frac{\text{Peso}_i}{\text{Peso}_{\text{TOTAL}}} * 100 = \frac{1}{\text{Error}_i * \sum_{j=1}^k \frac{1}{\text{Error}_j}} * 100 \quad [\%] \quad (3.2.19)$$

II. Falla bifásica a tierra:

Considerando la red que se muestra en la figura 3.2.4, para el tramo de línea entre los nodos **n** y **n+1**, es posible obtener la expresión (3.2.20).

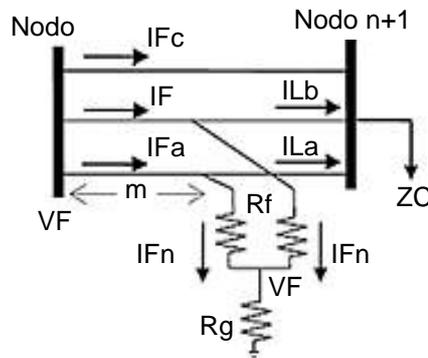


Figura 3.2.4 - Circuito equivalente para el ramal i en caso de una falla bifásica a tierra (ABg)

$$\begin{bmatrix} V_{Fa} - V_{Fn} \\ V_{Fb} - V_{Fn} \\ V_{Fc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} mZ_{aa} & mZ_{ab} & mZ_{ab} \\ mZ_{ba} & mZ_{bb} & mZ_{bc} \\ mZ_{ca} & mZ_{cb} & Z_{cc} + Z_{ccc} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_{Fa} \\ I_{Fb} \\ I_{Fc} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} R_f & 0 & 0 \\ 0 & R_f & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_{Fna} \\ I_{Fnb} \\ I_{Fnc} \end{bmatrix} \quad [V] \quad (3.2.20)$$

Tomando la primera y segunda fila de (3.2.20) se obtiene la fórmula para encontrar la distancia al punto de falla **m**, tal como se muestra a continuación:

$$V_{Fa} - V_{Fn} = m * Z_{aa} * I_{Fa} + m * Z_{ab} * I_{Fb} + m * Z_{ac} * I_{Fc} + R_f * I_{Fna} \quad [V] \quad (3.2.21)$$

$$V_{Fb} - V_{Fn} = m * Z_{ba} * I_{Fa} + m * Z_{bb} * I_{Fb} + m * Z_{bc} * I_{Fc} + R_f * I_{Fnb} \quad [V] \quad (3.2.22)$$

Haciendo la diferencia entre (3.2.21) y (3.2.22) se tiene lo siguiente:

$$V_{Fa} - V_{Fb} = m * [(Z_{aa} - Z_{ba}) * I_{Fa} + (Z_{ab} - Z_{bb}) * I_{Fb} + (Z_{ac} - Z_{bc}) * I_{Fc}] + R_f * (I_{Fna} - I_{Fnb}) \quad [V] \quad (3.2.23)$$

Dividiendo ambos miembros de la igualdad por $I_{Fna} - I_{Fnb}$ se tiene lo siguiente:

$$\frac{V_{Fa} - V_{Fb}}{I_{Fna} - I_{Fnb}} = m * \frac{[(Z_{aa} - Z_{ba}) * I_{Fa} + (Z_{ab} - Z_{bb}) * I_{Fb} + (Z_{ac} - Z_{bc}) * I_{Fc}]}{(I_{Fna} - I_{Fnb})} + R_f \quad [\Omega] \quad (3.2.24)$$

Igualando las partes imaginarias de cada miembro se tiene lo siguiente:

$$\text{imag}\left(\frac{V_{Fa} - V_{Fb}}{I_{Fna} - I_{Fnb}}\right) = \text{imag}\left(m * \frac{[(Z_{aa} - Z_{ba}) * I_{Fa} + (Z_{ab} - Z_{bb}) * I_{Fb} + (Z_{ac} - Z_{bc}) * I_{Fc}]}{(I_{Fna} - I_{Fnb})} + R_f\right) \quad (3.2.25)$$

Debido a que se considera la resistencia de falla R_f puramente resistiva, su parte imaginaria es nula, por lo tanto:

$$\text{imag}\left(\frac{V_{Fa} - V_{Fb}}{I_{Fna} - I_{Fnb}}\right) = \text{imag}\left(m * \frac{[(Z_{aa} - Z_{ba}) * I_{Fa} + (Z_{ab} - Z_{bb}) * I_{Fb} + (Z_{ac} - Z_{bc}) * I_{Fc}]}{(I_{Fna} - I_{Fnb})}\right) \quad (3.2.26)$$

Por último, debido a que el factor m es un número racional entre 0 y 1 puede extraerse de la parte imaginaria como factor común y la expresión queda como se muestra a continuación:

$$\text{imag}\left(\frac{V_{Fa} - V_{Fb}}{I_{Fna} - I_{Fnb}}\right) = m * \text{imag}\left(\frac{[(Z_{aa} - Z_{ba}) * I_{Fa} + (Z_{ab} - Z_{bb}) * I_{Fb} + (Z_{ac} - Z_{bc}) * I_{Fc}]}{(I_{Fna} - I_{Fnb})}\right) \quad (3.2.27)$$

Finalmente se obtiene lo siguiente:

$$m = \frac{\text{imag}\left(\frac{V_{Fa} - V_{Fb}}{I_{Fna} - I_{Fnb}}\right)}{\text{imag}\left(\frac{(Z_{aa} - Z_{ba}) * I_{Fa} + (Z_{ab} - Z_{bb}) * I_{Fb} + (Z_{ac} - Z_{bc}) * I_{Fc}}{I_{Fna} - I_{Fnb}}\right)} \quad (3.2.28)$$

Se reescribe la expresión como sigue:

$$m = \frac{\text{imag}\left(\frac{V_{Fa} - V_{Fb}}{I_{Fna} - I_{Fnb}}\right)}{\text{imag}\left(\frac{D * I_{Fa} + E * I_{Fb} + F * I_{Fc}}{I_{Fna} - I_{Fnb}}\right)} \quad (3.2.29)$$

Donde:

$$D = Z_{aa} - Z_{ba} \quad [\Omega] \quad (3.2.30)$$

$$E = Z_{ab} - Z_{bb} \quad [\Omega] \quad (3.2.31)$$

$$F = Z_{ac} - Z_{bc} \quad [\Omega] \quad (3.2.32)$$

Una vez obtenido el punto de falla, se obtiene una ecuación linealmente independiente de (3.2.20), que tiene en cuenta todos los parámetros del ramal i analizado (incluyendo la carga en las fases que no están en falla):

$$m_1 = \frac{\text{imag} \left(\frac{V_{Fa} - V_{Fb} - V_{Fc} + (Z_{cc} + Z_{ccc}) * I_{Fc}}{I_{Fna} - I_{Fnb}} \right)}{\text{imag} \left(\frac{(D - Z_{ca}) * I_{Fa} + (E - Z_{cb}) * I_{Fb} + F * I_{Fc}}{I_{Fna} - I_{Fnb}} \right)} \quad (3.2.33)$$

Cabe destacar que todas estas expresiones corresponden a una falla en las fases A y B, es decir, que para obtener las fórmulas correspondientes a las demás fallas bifásicas a tierra debe seguirse el mismo razonamiento.

Luego, la distancia calculada según (3.2.29) se compara con la obtenida según (3.2.33) mediante la expresión que cuantifica el error (3.2.16). En este caso, por existir una única ecuación independiente adicional el valor de n , en (3.2.16), es igual a 1.

De igual forma, el tramo en falla (en caso de existir múltiple estimación) se obtiene determinando cuál de todos ellos tiene el menor error y se los ordena según su probabilidad de ocurrencia mediante (3.2.19).

III. Falla bifásica:

Considerando la red que se muestra en la figura 3.2.4, se obtienen las mismas expresiones que para el caso de una falla bifásica a tierra, por lo que resultan las mismas ecuaciones para calcular la distancia al punto de falla y su correspondiente error, ya que dichas expresiones no son función de la resistencia de falla R_f .

Por lo tanto, se obtiene la distancia al punto de falla según (3.2.29), la distancia calculada adicionalmente para calcular el error según (3.2.33), el error de cada posible tramo en falla según (3.2.16) y su probabilidad de ocurrencia según (3.2.19).

IV. Falla trifásica a tierra:

Considerando la red que se muestra en la figura 3.2.5, para el tramo de línea entre los nodos n y $n+1$, es posible obtener la expresión (3.2.34).

$$\begin{bmatrix} V_{Fa} - V_{Fn} \\ V_{Fb} - V_{Fn} \\ V_{Fc} - V_{Fn} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} mZ_{aa} & mZ_{ab} & mZ_{ab} \\ mZ_{ba} & mZ_{bb} & mZ_{bc} \\ mZ_{ca} & mZ_{cb} & mZ_{cc} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_{Fa} \\ I_{Fb} \\ I_{Fc} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} R_f & 0 & 0 \\ 0 & R_f & 0 \\ 0 & 0 & R_f \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_{Fna} \\ I_{Fnb} \\ I_{Fnc} \end{bmatrix} \quad [V] \quad (3.2.34)$$

A partir de (3.2.34) se obtienen tres ecuaciones linealmente independientes para encontrar la distancia al punto de falla m , tal como se muestra a continuación:

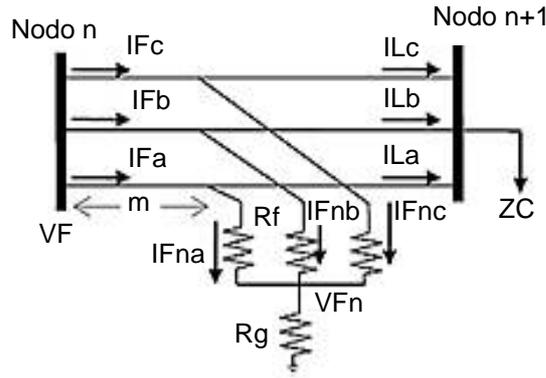


Figura 3.2.5 - Circuito equivalente para el ramal i en caso de una falla trifásica a tierra (ABCg)

$$m_1 = \frac{\text{imag} \left(\frac{V_{Fa} - V_{Fb}}{I_{Fna} - I_{Fnb}} \right)}{\text{imag} \left(\frac{D * I_{Fa} + E * I_{Fb} + F * I_{Fc}}{I_{Fna} - I_{Fnb}} \right)} \quad (3.2.35)$$

$$m_2 = \frac{\text{imag} \left(\frac{V_{Fb} - V_{Fc}}{I_{Fnb} - I_{Fnc}} \right)}{\text{imag} \left(\frac{G * I_{Fa} + H * I_{Fb} + J * I_{Fc}}{I_{Fnb} - I_{Fnc}} \right)} \quad (3.2.36)$$

$$m_3 = \frac{\text{imag} \left(\frac{V_{Fc} - V_{Fa}}{I_{Fnc} - I_{Fna}} \right)}{\text{imag} \left(\frac{K * I_{Fa} + L * I_{Fb} + M * I_{Fc}}{I_{Fnc} - I_{Fna}} \right)} \quad (3.2.37)$$

Donde:

$$G = Z_{ba} - Z_{ca} \quad [\Omega] \quad (3.2.38)$$

$$H = Z_{bb} - Z_{cb} \quad [\Omega] \quad (3.2.39)$$

$$J = Z_{bc} - Z_{cc} \quad [\Omega] \quad (3.2.40)$$

$$K = Z_{ca} - Z_{aa} \quad [\Omega] \quad (3.2.41)$$

$$L = Z_{cb} - Z_{ab} \quad [\Omega] \quad (3.2.42)$$

$$M = Z_{cc} - Z_{ac} \quad [\Omega] \quad (3.2.43)$$

Como la metodología presentada utiliza información de las fases que están sanas para poder eliminar la múltiple estimación en el cálculo de la distancia al punto de falla, dicha distancia m se obtiene como el promedio de las tres medidas calculadas según las expresiones (3.2.35), (3.2.36) y (3.2.37).

$$m = \frac{(m_1 + m_2 + m_3)}{3} \quad (3.2.44)$$

Para determinar el tramo en falla se calcula su error según (3.2.16). En este caso, por existir tres ecuaciones independientes el valor de n , en (3.2.16), es igual a 3.

Análogamente, el tramo en falla (en caso de existir múltiple estimación) se obtiene determinando cuál de todos ellos tiene el menor error y se los ordena según su probabilidad de ocurrencia mediante (3.2.19).

V. Falla trifásica:

Considerando la red que se muestra en la figura 3.2.5, se obtienen las mismas expresiones que para el caso de una falla trifásica a tierra, por lo que resultan las mismas ecuaciones para calcular la distancia al punto de falla y su correspondiente error, ya que estas expresiones no son función de la resistencia de falla R_f .

Por lo tanto, se obtiene la distancia al punto de falla según (3.2.35), (3.2.36), (3.2.37) y (3.2.44), el error de cada posible tramo en falla según (3.2.16) y su probabilidad de ocurrencia según (3.2.19).

3.3. MODELADO DE LA RED ELÉCTRICA

Una vez definido el modelo matemático que permite estimar la ubicación del punto de falla en un sistema de distribución de media tensión, se creó un modelo de red sobre el cual se realizaron las distintas simulaciones con el fin de ensayar el método propuesto.

Para ello se utilizó el programa PowerFactory de DigSILENT, el cual es un potente simulador de SEP que permite estudiar el comportamiento de sistemas de generación, transmisión y distribución, incluso sistemas industriales. Particularmente, en sistemas de distribución de energía eléctrica, el programa provee un amplio rango de propiedades de modelado para el estudio de todos los tipos de redes eléctricas, incluyendo sistemas trifásicos clásicos, bifásicos y LMRT.

Las funciones básicas o módulos de análisis del simulador integran una amplia gama de características de los SEP. Dentro de los principales módulos se encuentran:

- Análisis de flujo de carga.
- Análisis de cortocircuito.
- Análisis básicos de redes MT/BT.
- Modelos de equipos de potencia.
- Representación de redes.
- Gestión de modelos de red.
- Diagramas de red y características gráficas.
- Resultados e informes.
- Convertidor de datos.

A continuación, previo a la explicación del modelado propiamente dicho de la red en el programa PowerFactory DigSILENT, se detallan algunas característi-

cas de la misma que permiten justificar los criterios a tener en cuenta para su construcción.

3.3.1. SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN RURAL DISPONIBLE PARA EL ESTUDIO

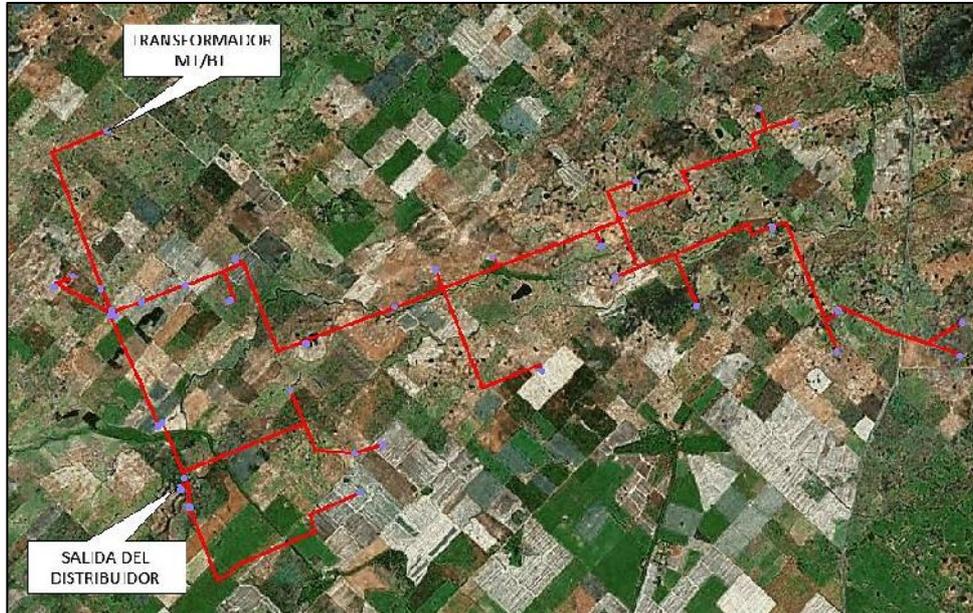


Figura 3.3.1 - Distribuidor rural de media tensión de la Coop. de Electricidad Gral. Balcarce Ltda.

La red de distribución de energía eléctrica de media tensión seleccionada corresponde a un distribuidor rural de 13,2 [kV] perteneciente a la Cooperativa de Electricidad General Balcarce Ltda., tal como se muestra en la figura 3.3.1.

Este distribuidor está alimentado por un transformador de relación 33/13,8 [kV/kV] con una potencia nominal de 2 [MVA]. La red está conformada por 116 tramos los cuales alimentan un total de 36 transformadores de MT/BT, de los cuales 25 de ellos corresponden a transformadores en puntos terminales de la red.

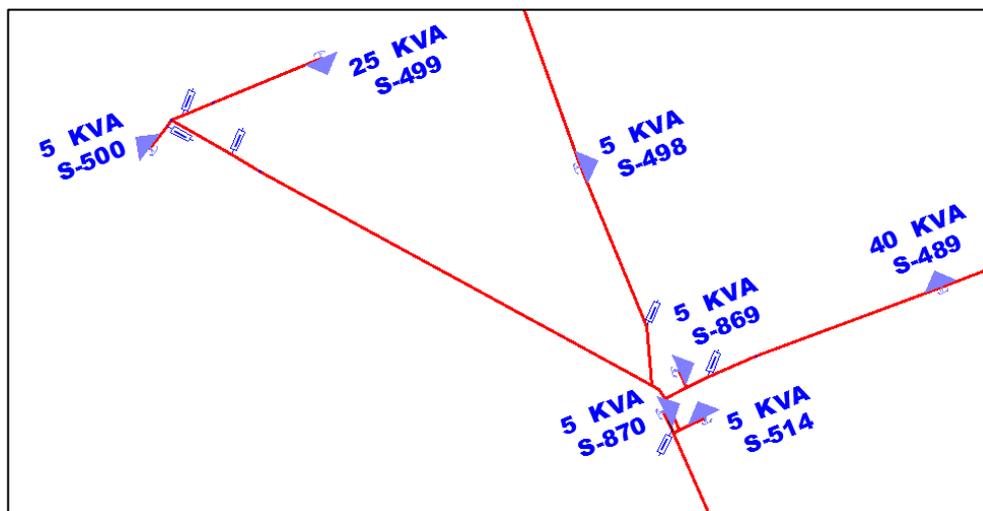


Figura 3.3.2 - Vista ampliada de distribuidor rural de media tensión de la Cooperativa de Electricidad Gral. Balcarce Ltda.

La figura 3.3.2 muestra una ampliación de la red en estudio a modo de observar con mayor claridad cómo se representan las cargas y protecciones de la red. Cada transformador está representado por su identificación y su potencia nominal en [kVA].

En la siguiente tabla se resumen los transformadores de MT/BT existentes en la red:

ID	Tipo	Relación de Transformación	Potencia Nominal	ID	Tipo	Relación de Transformación	Potencia Nominal
-	-	kV/kV	kVA	-	-	kV/kV	kVA
S-467	Monofásico	7,62±5%/0,231	5	S-489	Trifásico	13,2±5%/0,4-0,231	40
S-480	Trifásico	13,2±5%/0,4-0,231	25	S-490	Trifásico	13,2±5%/0,4-0,231	63
S-481	Trifásico	13,2±5%/0,4-0,231	40	S-491	Bifásico	13,2±5%/0,231	5
S-483	Bifásico	13,2±5%/0,231	5	S-492	Trifásico	13,2±5%/0,4-0,231	63
S-484	Trifásico	13,2±5%/0,4-0,231	63	S-493	Bifásico	13,2±5%/0,231	10
S-485	Trifásico	13,2±5%/0,4-0,231	16	S-494	Trifásico	13,2±5%/0,4-0,231	40
S-486	Trifásico	13,2±5%/0,4-0,231	40	S-495	Trifásico	13,2±5%/0,4-0,231	50
S-487	Trifásico	13,2±5%/0,4-0,231	50	S-496	Trifásico	13,2±5%/0,4-0,231	50

Tabla 3.3.1 - Características de las cargas de la red

ID	Tipo	Relación de Transformación	Potencia Nominal	ID	Tipo	Relación de Transformación	Potencia Nominal
-	-	kV/kV	kVA	-	-	kV/kV	kVA
S-497	Trifásico	13,2±5%/0,4-0,231	10	S-776	Monofásico	7,62±5%/0,231	5
S-498	Bifásico	13,2±5%/0,231	5	S-797	Monofásico	7,62±5%/0,231	5
S-499	Trifásico	13,2±5%/0,4-0,231	25	S-800	Monofásico	7,62±5%/0,231	10
S-500	Bifásico	13,2±5%/0,231	5	S-801	Monofásico	7,62±5%/0,231	5
S-514	Bifásico	13,2±5%/0,231	5	S-802	Monofásico	7,62±5%/0,231	5
S-642	Trifásico	13,2±5%/0,4-0,231	30	S-826	Monofásico	7,62±5%/0,231	5
S-685	Monofásico	7,62±5%/0,231	16	S-846	Monofásico	7,62±5%/0,231	5
S-703	Monofásico	7,62±5%/0,231	10	S-869	Bifásico	13,2±5%/0,231	5
S-747	Bifásico	13,2±5%/0,231	5	S-870	Monofásico	7,62±5%/0,231	5
S-774	Trifásico	13,2±5%/0,4-0,231	10	S-904	Monofásico	7,62±5%/0,231	5

Tabla 3.3.1. continuación - Características de las cargas de la red

A modo de ejemplo, se muestra a continuación algunos transformadores rurales presentes en la red disponible para el estudio [28]:

Transformadores Rurales Trifásicos - Relación $13.2 \pm 5\%$ / 0.4 - 0.231 kV								
Potencia (kVA)	Pérdidas (W)		Ucc (%)	Dimensiones (mm)				Masa(kg)
	Po	Pcc		Largo	Ancho	Alto	Diámetro	
63	230	1.450	4,5	750	700	1.800	415	550

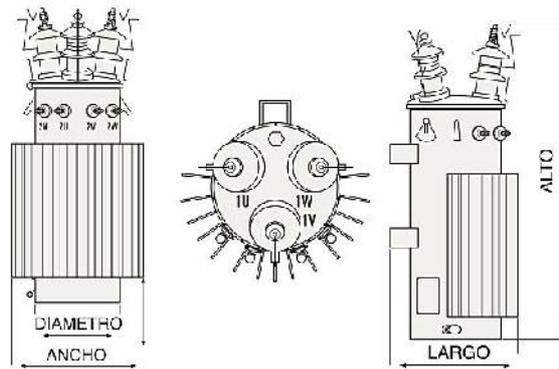


Figura 3.3.3 - Ejemplo de transformador rural trifásico de 63 [kVA] (marca Tadeo Czerweny)

Transformadores Rurales monofásicos - Relación $13.2 \pm 5\%$ / 0.231 kV								
Potencia (kVA)	Pérdidas (W)		Ucc (%)	Dimensiones (mm)				Masa(kg)
	Po	Pcc		Largo	Ancho	Alto	Diámetro	
10	45	290	4,5	500	450	1.000	340	120

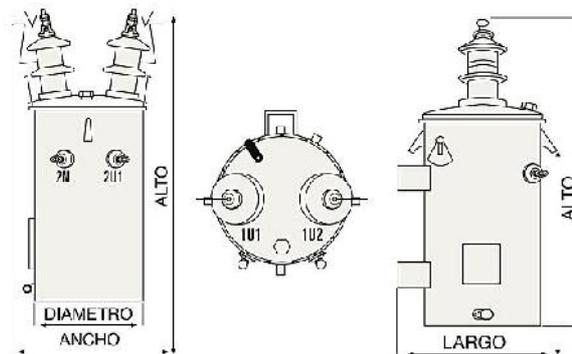


Figura 3.3.4 - Ejemplo de transformador rural bifásico de 10 [kVA] (marca Tadeo Czerweny)

Transformadores Rurales monofásicos - Relación $7.62 \pm 5\%$ / 0.231 kV								
Potencia (kVA)	Pérdidas (W)		Ucc (%)	Dimensiones (mm)				Masa(kg)
	Po	Pcc		Largo	Ancho	Alto	Diámetro	
5	30	160	4,5	450	400	850	295	70

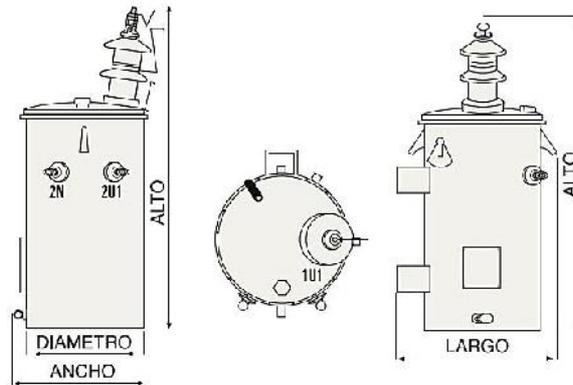


Figura 3.3.5 - Ejemplo de transformador rural monofásico de 5 [kVA] (marca Tadeo Czerweny)

En cuanto a las características de la red, existen líneas troncales del tipo trifásicas y derivaciones trifásicas, bifásicas y LMRT, con conductores desnudos de distintas secciones y materiales:

- Cuerda desnuda de Aluminio de 25 [mm²].
- Cuerda desnuda de Aleación de Aluminio de 16 [mm²].
- Cuerda desnuda de Aleación de Aluminio de 25 [mm²].
- Alambre de Acero Recubierto Zn de 9,4 [mm²].

El plano sobre el cual se representa la red y se vuelca toda la información correspondiente a la base de datos georreferenciada vigente por normativa [10] está representada en AutoCAD Map.

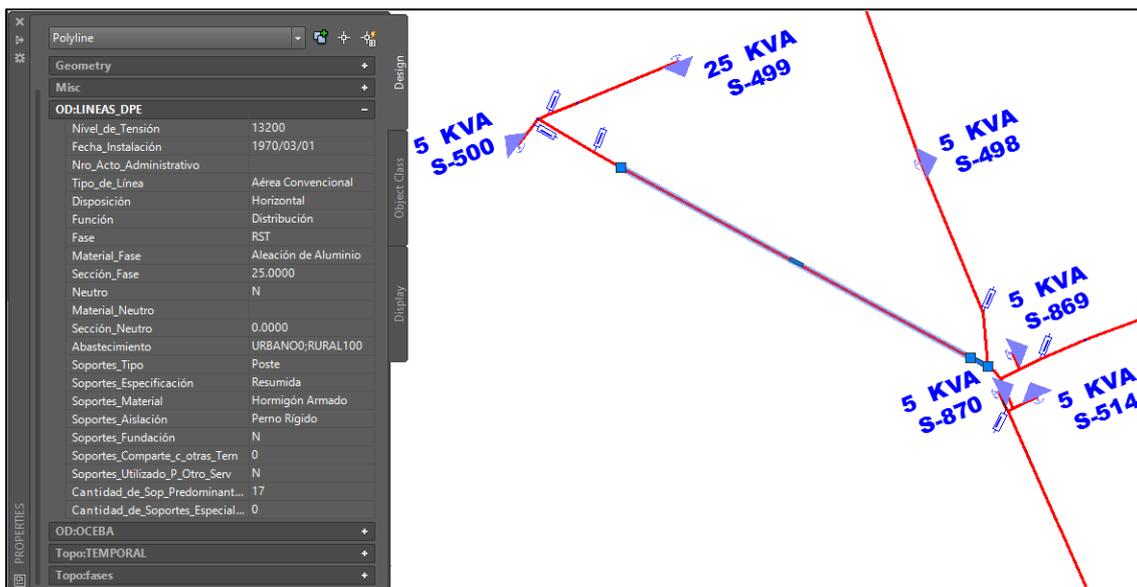


Figura 3.3.6 - Información disponible en las propiedades de las entidades gráficas

El uso de esta herramienta posibilitó no solo la representación gráfica de las líneas, cargas, protecciones y otros elementos de la red, sino que también pudieron representarse en este mismo entorno gráfico los resultados obtenidos del método propuesto para la localización de fallas y la eliminación de la múltiple estimación. Además, de aquí se obtuvieron todos los datos necesarios para el cálculo de las impedancias de las líneas y de las cargas (transformadores).

3.3.2. DEFINICIÓN DE LAS IMPEDANCIAS DE LÍNEA

Tal como se definió en la sección 3.2 “Método para la eliminación de la múltiple estimación”, la impedancia de las líneas se expresa como sigue:

$$Z_L = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \quad [\Omega] \quad (3.3.1)$$

También puede expresarse la impedancia de las líneas en términos de impedancia específica o impedancia por unidad de longitud:

$$z_L = \begin{bmatrix} z_{aa} & z_{ab} & z_{ac} \\ z_{ba} & z_{bb} & z_{bc} \\ z_{ca} & z_{cb} & z_{cc} \end{bmatrix} \quad \left[\frac{\Omega}{\text{km}} \right] \quad (3.3.2)$$

Para definir las impedancias propias y mutuas de cada línea, que forman parte de esta matriz de impedancias, se procede tal como se propone en [29]. De esta manera pueden calcularse los elementos de la ecuación (3.3.2) como se muestra a continuación:

$$z_{aa} = (r_a + r_d) + j \left(wk * \ln \left(\frac{D_e}{D_s} \right) \right) \quad \left[\frac{\Omega}{\text{km}} \right] \quad (3.3.3)$$

$$z_{bb} = (r_b + r_d) + j \left(wk * \ln \left(\frac{D_e}{D_s} \right) \right) \quad \left[\frac{\Omega}{\text{km}} \right] \quad (3.3.4)$$

$$z_{cc} = (r_c + r_d) + j \left(wk * \ln \left(\frac{D_e}{D_s} \right) \right) \quad \left[\frac{\Omega}{\text{km}} \right] \quad (3.3.5)$$

$$z_{ab} = z_{ba} = r_d + j \left(wk * \ln \left(\frac{D_e}{D_{ab}} \right) \right) \quad \left[\frac{\Omega}{\text{km}} \right] \quad (3.3.6)$$

$$z_{bc} = z_{cb} = r_d + j \left(wk * \ln \left(\frac{D_e}{D_{cb}} \right) \right) \quad \left[\frac{\Omega}{\text{km}} \right] \quad (3.3.7)$$

$$z_{ca} = z_{ac} = r_d + j \left(wk * \ln \left(\frac{D_e}{D_{ca}} \right) \right) \quad \left[\frac{\Omega}{\text{km}} \right] \quad (3.3.8)$$

Donde:

r_a, r_b, r_c : resistencia por unidad de longitud de cada fase, en $[\Omega/\text{km}]$.

r_d : resistencia de tierra de Carson, en $[\Omega/\text{km}]$.

w_k : constante de multiplicación de inductancia, en $[\Omega/\text{km}]$.

D_e : distancia función de la resistividad del suelo y la frecuencia de red, en $[\text{mm}]$.

D_g : radio medio geométrico RMG, en $[\text{mm}]$.

D_{ab}, D_{bc}, D_{ca} : distancia efectiva entre fases, en $[\text{mm}]$.

A continuación, se describe cada una de las variables necesarias para el cálculo de la matriz de impedancia de línea:

- Resistencia de línea r_i .

Los conductores eléctricos presentan una resistencia al paso de la corriente eléctrica que causa la conversión de una parte de la energía eléctrica que circula por el conductor en calor, en proporción directa a la resistencia del conductor y al cuadrado del valor eficaz de la intensidad de corriente que circula por el conductor.

La resistencia de un conductor es directamente proporcional a la resistividad del material del que está hecho y a la longitud del conductor, e inversamente proporcional a su sección. Por lo tanto, la resistencia es uno de los factores más determinantes en la elección del material y del calibre de los conductores [1].

Conociendo el material del que está hecho el conductor y su sección nominal a partir de la información disponible en la base de datos georreferenciada [10], es posible obtener el valor de resistencia específica por unidad de longitud de cualquier catálogo de cuerdas de media tensión. En el presente trabajo, para obtener los valores de resistencia de los distintos tipos de conductores que se mencionan en la sección 3.3.1 “Sistema de distribución rural disponible para el estudio”, se utilizó la información disponible en [30].

- Resistencia de tierra de Carson r_d .

En el año 1923, John N. Carson publicó uno de los trabajos más importantes de la época, el cual describe la impedancia de un conductor aéreo con retorno de corriente por tierra [31]. En su publicación Carson considera un único conductor de longitud unitaria paralelo al suelo [29], tal como se muestra en la figura 3.3.7.

El conductor es circulado por una corriente I_a , la cual retorna bajo tierra a través del circuito $d - d'$. Se considera que la tierra presenta una resistividad uniforme a lo largo de su extensión infinita. La corriente I_a circula a través del suelo buscando el camino de retorno de menor resistencia posible y, además, satisfaciendo la ley de Kirchhoff de manera de producir una caída de tensión igual en todos los sentidos de circulación.

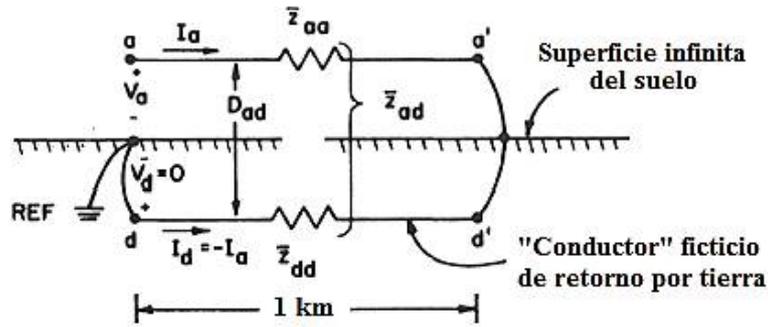


Figura 3.3.7 - Línea de Carson con retorno por tierra

Carson encontró que la resistencia de tierra r_d es función de la frecuencia f y la definió empíricamente como sigue:

$$r_d = 9,869 \times 10^{-4} * f \left[\frac{\Omega}{\text{km}} \right] \quad (3.3.9)$$

Para el caso particular de la República Argentina, el valor normalizado de frecuencia en los SEP es de 50 [Hz]. Por lo tanto:

$$r_{d(50 \text{ [Hz]})} = 4,9345 \times 10^{-2} \left[\frac{\Omega}{\text{km}} \right] \quad (3.3.10)$$

- Constante de multiplicación de inductancia wk .

Teniendo en cuenta que es posible deducir las ecuaciones que definen la reactancia por unidad de longitud [29] a partir del Sistema Métrico o del Sistema Inglés, y además se puede utilizar logaritmos en base 10 o base e (base natural), se tabulan a continuación los posibles valores de la constante de multiplicación wk en función de la frecuencia nominal de red f :

Constante	Sistema de Medida	Logaritmo base 10	Logaritmo natural (base e)
wk	Métrico [km]	0,14460	0,06283
	Inglés [mi]	0,23280	0,10111

Tabla 3.3.2 - Constante de multiplicación wk para frecuencia $f = 50$ [Hz]

Constante	Sistema de Medida	Logaritmo base 10	Logaritmo natural (base e)
wk	Métrico [km]	0,17360	0,07539
	Inglés [mi]	0,27940	0,12134

Tabla 3.3.3 - Constante de multiplicación wk para frecuencia $f = 60$ [Hz]

En este caso, la unidad de medida utilizada es el kilómetro [km] (en la base de datos se encuentra en metros [m]) y la ecuación utilizada para el cálculo utiliza el logaritmo natural. Por lo tanto:

$$wk_{(50 \text{ [Hz]}; [\text{km}]; \ln)} = 6,283 \times 10^{-2} \left[\frac{\Omega}{\text{km}} \right] \quad (3.3.11)$$

- Distancia **De**:

En el caso de un circuito trifásico formado por tres conductores de fase y un conductor de neutro, en el que existe un desequilibrio entre las corrientes, la corriente resultante regresa por el neutro. Mientras que, en el caso en que la corriente resultante del desequilibrio regresase por tierra, el camino de retorno se hace por una serie de caminos irregulares y de sección variable. Sin embargo, partiendo de la suposición de que la tierra tiene resistividad uniforme y es de extensión infinita, puede reemplazarse el circuito real a través de tierra por otro ideal, formado por un “conductor” ficticio, colocado bajo tierra a una distancia **De** de los conductores de la línea [32]. Esta distancia ficticia es función de la resistividad del terreno ρ y de la frecuencia de red f :

$$D_e = 658 * \sqrt{\frac{\rho}{f}} \quad [\text{m}] \quad (3.3.12)$$

Donde:

ρ : resistividad del terreno, en [$\Omega \cdot \text{m}$].

f : frecuencia de red, en [Hz].

La resistividad del terreno depende del tipo del terreno y del grado de humedad que contenga. En la práctica suele estar comprendida entre 10 [$\Omega \cdot \text{m}$] y 1000 [$\Omega \cdot \text{m}$]. Para estos valores extremos y para una frecuencia de 50 [Hz], la profundidad equivalente de regreso tiene los siguientes valores:

$$D_e = 658 * \sqrt{\frac{10 \text{ [}\Omega \cdot \text{m}]}{50 \text{ [Hz]}}} = 294,3 \text{ [m]} \quad (3.3.13)$$

Y,

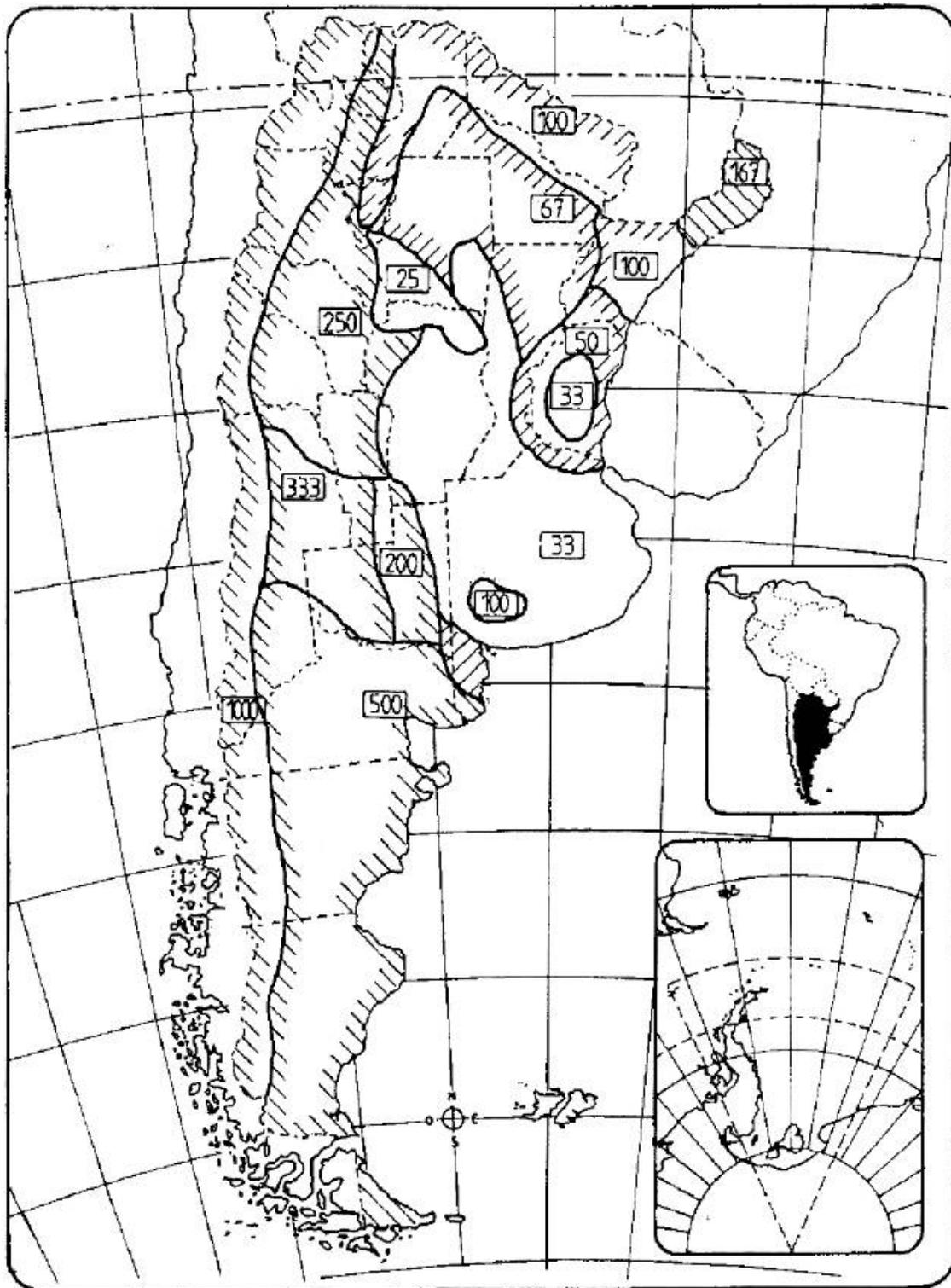
$$D_e = 658 * \sqrt{\frac{1000 \text{ [}\Omega \cdot \text{m}]}{50 \text{ [Hz]}}} = 2943 \text{ [m]} \quad (3.3.14)$$

Puede verse que **De** es mucho mayor que la altura de los conductores de una línea de transmisión o distribución sobre el piso. Esto explica que las reactancias propias y mutuas de los conductores sean prácticamente independientes de la altura de los conductores sobre el piso [32].

En la Norma IRAM 2281-1 [33] se presenta un mapa de la República Argentina con los valores orientativos de resistividad de terreno por regiones, tal como se observa en la figura 3.3.8, y además se brinda tablas con valores típicos de resistividad para distintos tipos de suelo o agua (tabla 3.3.4).

Para el caso de la red en estudio, ubicada en la localidad de Balcarce (Pcia. de Buenos Aires), la resistividad media del terreno es igual a 33 [$\Omega \cdot \text{m}$]. Es decir:

$$D_e = 658 * \sqrt{\frac{33 \text{ [}\Omega \cdot \text{m}]}{50 \text{ [Hz]}}} = 534,56 \text{ [m]} \quad (3.3.15)$$



REPÚBLICA ARGENTINA

Referencias:

- ρ = Resistividad a profundidades de hasta 5m aproximadamente
- 33** Valores promedio típicos locales en Ωm

Zonas geográficas :

- $\rho < 50 \Omega m$
- ◐ $50 \Omega m < \rho \leq 100 \Omega m$
- ◑ $\rho > 100 \Omega m$

Figura 3.3.8 - Mapa orientativo de resistividades eléctricas de suelos en la República Argentina

Tipos de suelo o agua	Resistividad típica [$\Omega \cdot m$]	Límites normales [$\Omega \cdot m$]
Agua de mar	2	0,10 a 10
Arcilla	40	8 a 70
Agua subterránea, agua de pozo y agua de manantial	50	10 a 150
Mezcla de arcilla y arena	100	4 a 300
Pizarra, esquisto, gres, etc.	120	10 a 1.000
Turba, limo y lodo	150	5 a 250
Agua de lago y de torrente	250	100 a 400
Arena	2.000	200 a 3.000
Grava de morena	3.000	40 a 10.000
Grava marítima	15.000	3.000 a 30.000
Granito	25.000	10.000 a 50.000
Arena	100.000	10.000 a 100.000

Tabla 3.3.4 - Valores típicos de la resistividad de ciertos tipos de suelo y agua

A falta de mediciones de resistividad del suelo “in situ”, y considerando que el tipo de suelo en la región presenta gran contenido de arcilla, se adopta este valor orientativo de resistividad media del suelo (33 [$\Omega \cdot m$]) para el cálculo de las impedancias de línea.

- Radio medio geométrico RMG, **Ds**.

Puede definirse el radio medio geométrico (RMG) para un conductor no magnético de cualquier forma como el radio exterior de un conductor tubular de espesor infinitesimal (de manera que todo el flujo sea exterior al conductor) que, para la misma corriente, produce el mismo flujo total que conductor real al cual sustituye [1].

La expresión de la impedancia propia de cada fase (3.3.3) (3.3.4) (3.3.5) en función del radio medio geométrico puede generalizarse para un conductor de cualquier tipo de construcción (cableado concéntrico, hueco, etc.) utilizando el RMG correspondiente. En la siguiente tabla se da el RMG de diversos conductores en función de un factor adimensional y de su radio exterior r :

Tipo de conductor	RMG
Alambre cilíndrico	$0,779 \times r$
Sección rectangular $a \times b$	$0,2235 \times (a + b) \times r$
Cable de un solo material	
7 hilos en 2 capas	$0,726 \times r$
19 hilos en 3 capas	$0,758 \times r$
37 hilos en 4 capas	$0,768 \times r$
61 hilos en 5 capas	$0,772 \times r$
91 hilos en 6 capas	$0,774 \times r$
127 hilos en 7 capas	$0,776 \times r$
Cable de aluminio con alma de acero (ACSR)	
26 hilos en 2 capas	$0,809 \times r$
30 hilos en 2 capas	$0,826 \times r$
54 hilos en 3 capas	$0,810 \times r$

Tabla 3.3.5 - RMG de diversos conductores en función de su radio exterior r

Luego, de acuerdo a los tipos de conductores existentes en cada caso (material y sección), el algoritmo de cálculo que se desarrolla en la sección 3.6 “Estructura del algoritmo de cálculo” utiliza el RMG correspondiente para cada uno de ellos.

- Distancia relativa entre fases **Dab**, **Dbc**, **Dca**.

Esta distancia tiene en cuenta el fenómeno de inducción mutua entre los conductores de línea. En la práctica la distancia entre conductores queda definida por la cruceta utilizada para ubicar los soportes aisladores donde se sujetan los conductores de las líneas. En la figura 3.3.9 se muestra un poste de suspensión con cruceta central, típico en redes de distribución rural.

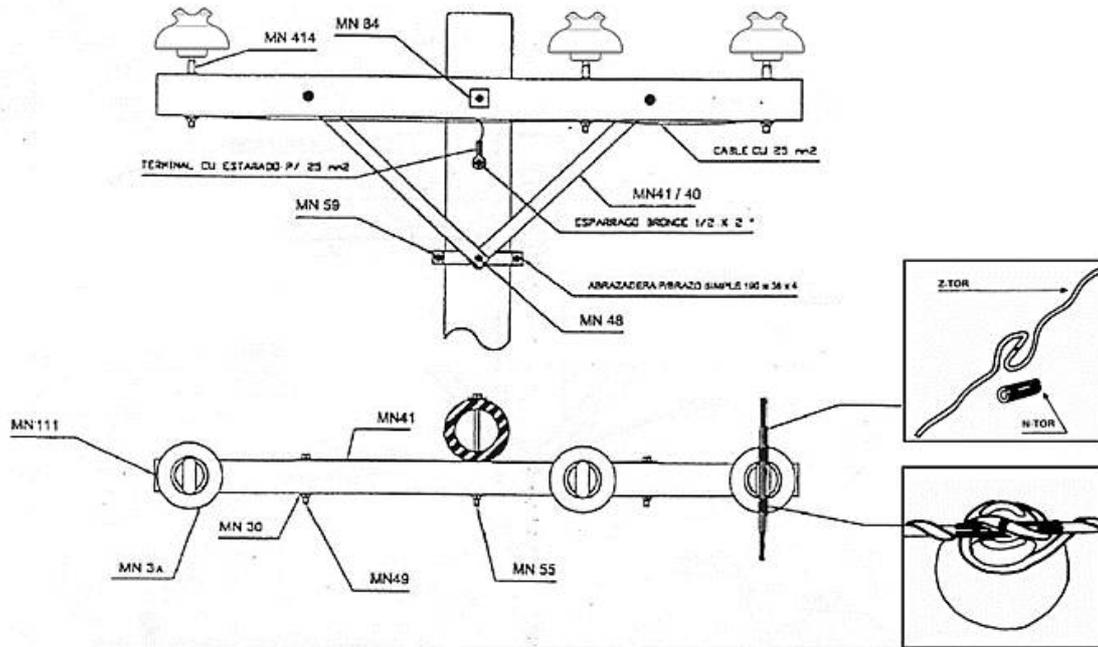


Figura 3.3.9 - Poste de suspensión con cruceta central, típico en redes de distribución rural

A partir de la figura 3.3.10 pueden obtenerse las distancias relativas entre fases necesarias para el cálculo **Dab**, **Dbc** y **Dca**:

Cruceta	Dab [mm]	Dbc [mm]	Dca [mm]
-			
MN107	1800	1000	2800
MN111	1370	870	2240
MN109	555	555	1110
MN110	1110	510	1620
MN108	1030	430	1460
MN112/3	600	600	1200

Tabla 3.3.6 - Distancias relativas entre fases **Dab**, **Dbc** y **Dca**

Debe destacarse que en el caso de líneas bifilares los conductores se consideran colocados en los puntos extremos, es decir, a una distancia **Dca**. Mientras que las líneas monofilares solo cuentan con un único aislador colocado en la cima del poste. Ambos casos se muestran en la figura 3.3.11.

Si bien la Norma IRAM 9540 hace referencia a crucetas y ménsulas de madera, en la actualidad se ha reemplazado gradualmente la madera por otros materiales como, por ejemplo, acero cincado en perfiles UPN 8, UPN 10 o UPN 12. A pesar de esto, las distancias normalizadas entre conductores de línea siguen siendo las definidas por Norma IRAM 9540.

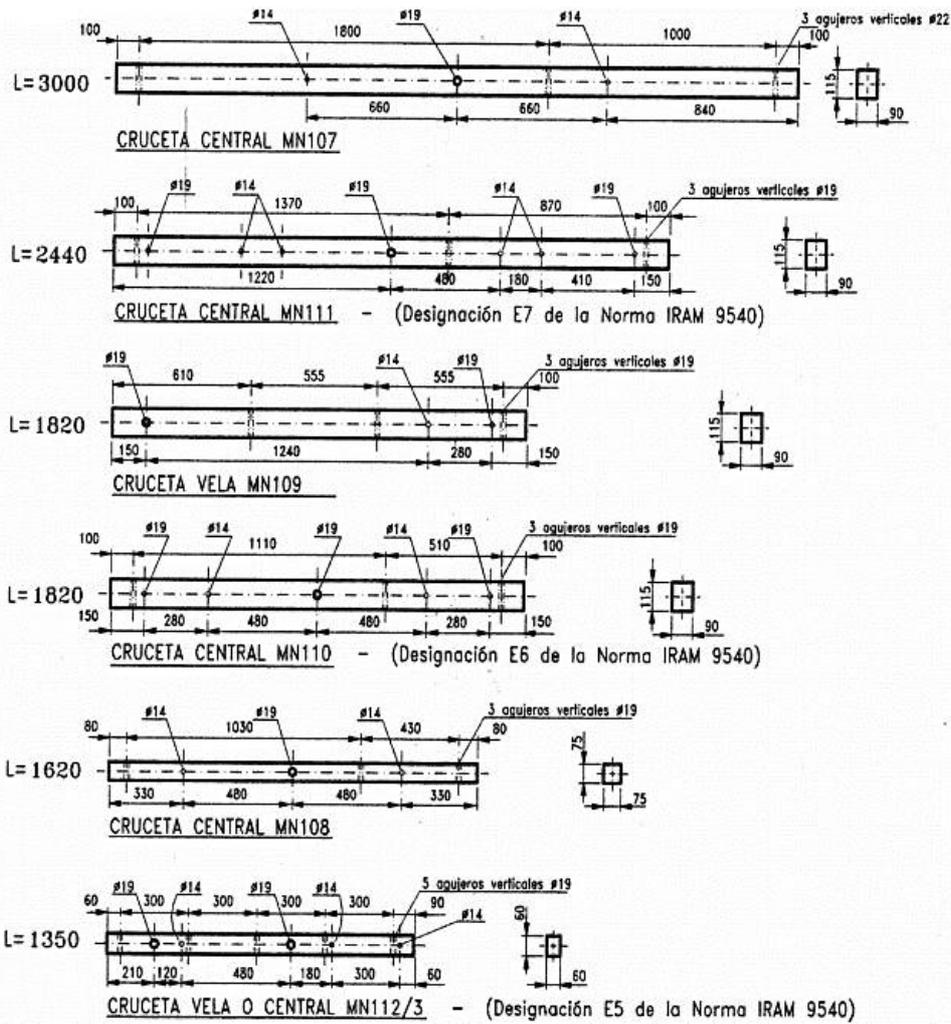


Figura 3.3.10 - Crucetas normalizadas según Norma IRAM 9540

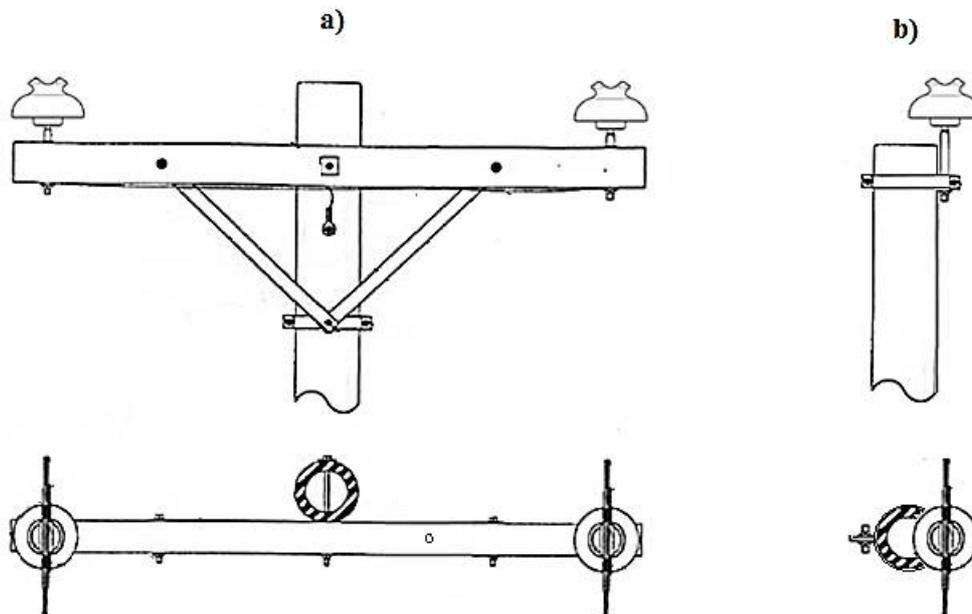


Figura 3.3.11 - Caso particular de líneas bifilares (a) y monofilares (b)

Por último, el algoritmo de cálculo realiza una aproximación al asumir en toda la red la misma cruceta. Es decir, el usuario puede seleccionar cual es la cruceta preponderante en toda la red, tal como se desarrolla con más detalle en la sección 3.6 “Estructura del algoritmo de cálculo”.

3.3.3. DEFINICIÓN DE LAS IMPEDANCIAS DE CARGA

En primera instancia, para definir el modelado de las cargas, se tienen en cuenta las siguientes consideraciones:

- La potencia aparente demandada es igual a la potencia nominal del transformador.
- Se considera un factor de potencia igual a 0,85.
- La carga se considera equilibrada.
- Siguiendo lo planteado en el modelo desarrollado en la sección 3.2 “Método para la eliminación de la múltiple estimación”, se consideran las cargas trifásicas conectadas en estrella de manera de poder realizar un análisis por fase (equivalente monofásico). Además, las cargas monofásicas y bifásicas son analizadas de igual forma a partir de su equivalente monofásico.

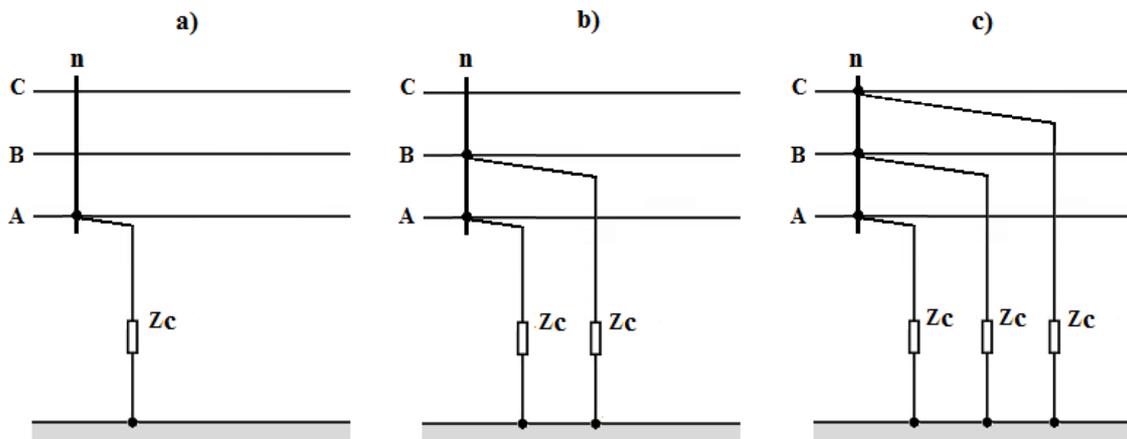


Figura 3.3.12 - Modelado de cargas monofásicas (a), bifásicas (b) y trifásicas (c)

Cabe destacar que, al considerar este tipo de conexionado para las cargas se realizó una aproximación de las cargas reales existentes en la red disponible para el estudio. De esta manera, debe entenderse que la red modelada es un caso particular pero que es útil para realizar un primer análisis de la metodología de cálculo planteada en la sección 3.2 “Método para la eliminación de la múltiple estimación”.

Más adelante, en la sección 4.2 “Estudio del desequilibrio en el flujo de carga mediante componentes simétricas” se analizará con más detalle el modelado de la red a partir de otros tipos constructivos de cargas.

3.3.4. PROCEDIMIENTO PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LA RED EN POWERFACTORY DIGSILENT

Al tener en cuenta los conceptos definidos anteriormente se hace más comprensible el proceso de ingreso de los datos de líneas y cargas en el programa utilizado.

A continuación, se detalla el procedimiento para la construcción de la red en estudio en PowerFactory de DigSILENT [35]:

I. Inicialmente debe crearse un nuevo proyecto, por lo que se selecciona desde la Barra de Menú Principal la siguiente ruta *FILE > NEW > PROJECT*, tal como se observa en la figura 3.3.13.

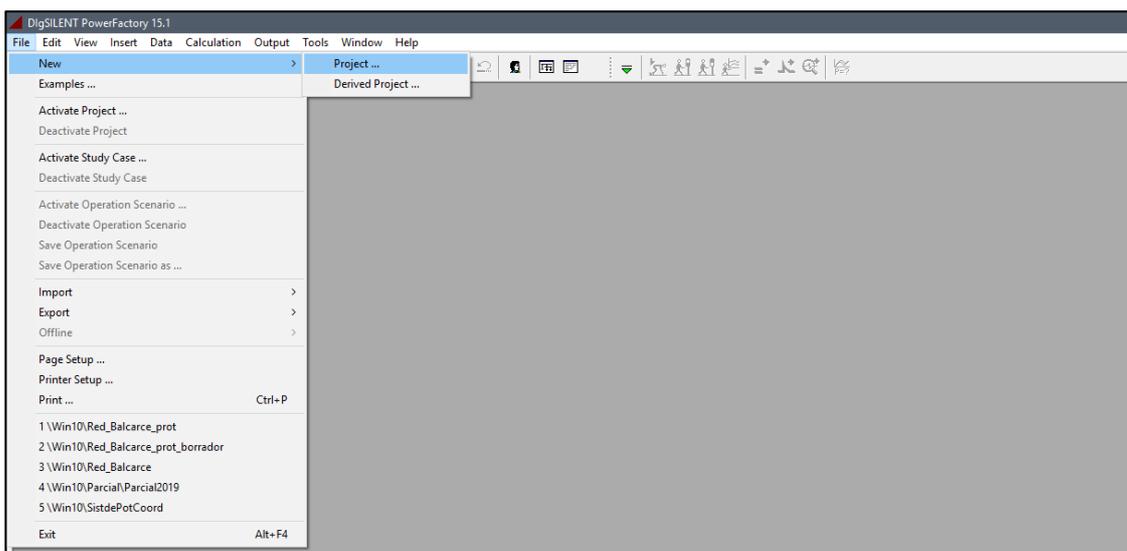


Figura 3.3.13 - Creación de nuevo proyecto en PowerFactory DigSILENT

Una vez seleccionada esta opción el programa despliega una nueva ventana en la cual se definen las características del nuevo proyecto:

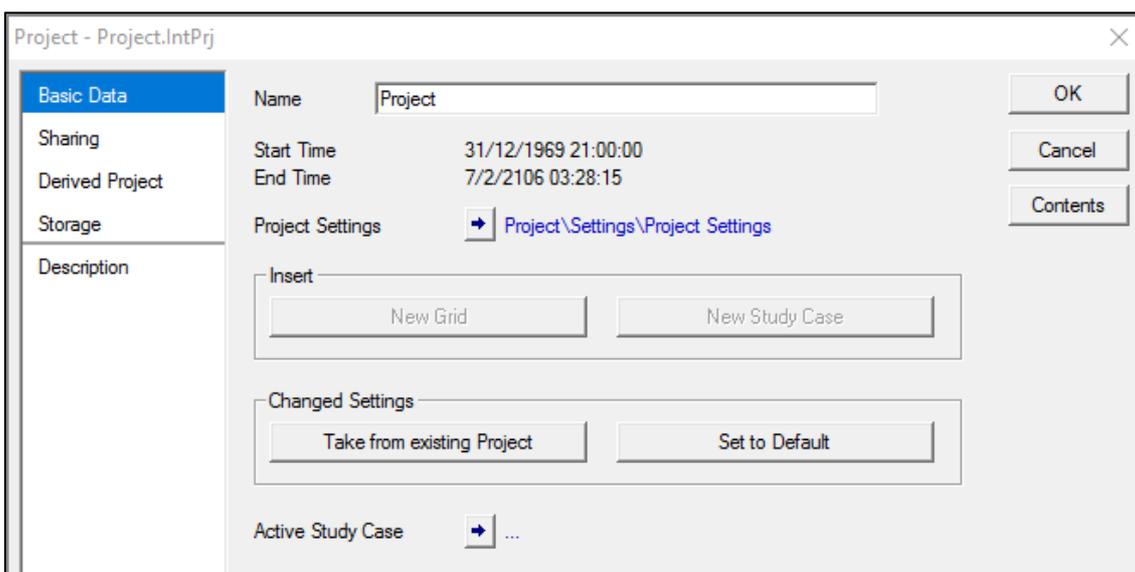


Figura 3.3.14 - Información del nuevo proyecto en PowerFactory DigSILENT

Al presionar *OK* se despliega una nueva ventana en la cual se define el nombre de la nueva red (GRID) y la frecuencia nominal de red. Además, es posible definir el propietario del proyecto.

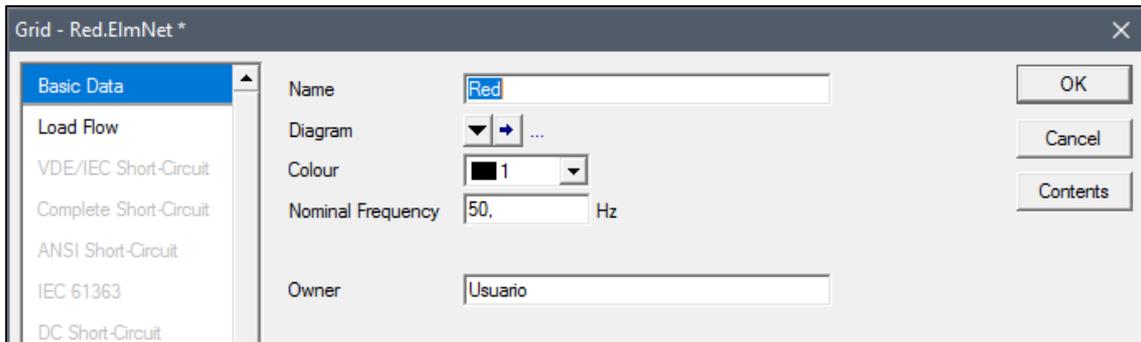


Figura 3.3.15 - Información de la nueva red en PowerFactory DigSILENT

Finalmente se despliega el entorno de trabajo sobre el cual se crea la nueva red, tal como muestra la figura 3.3.16.

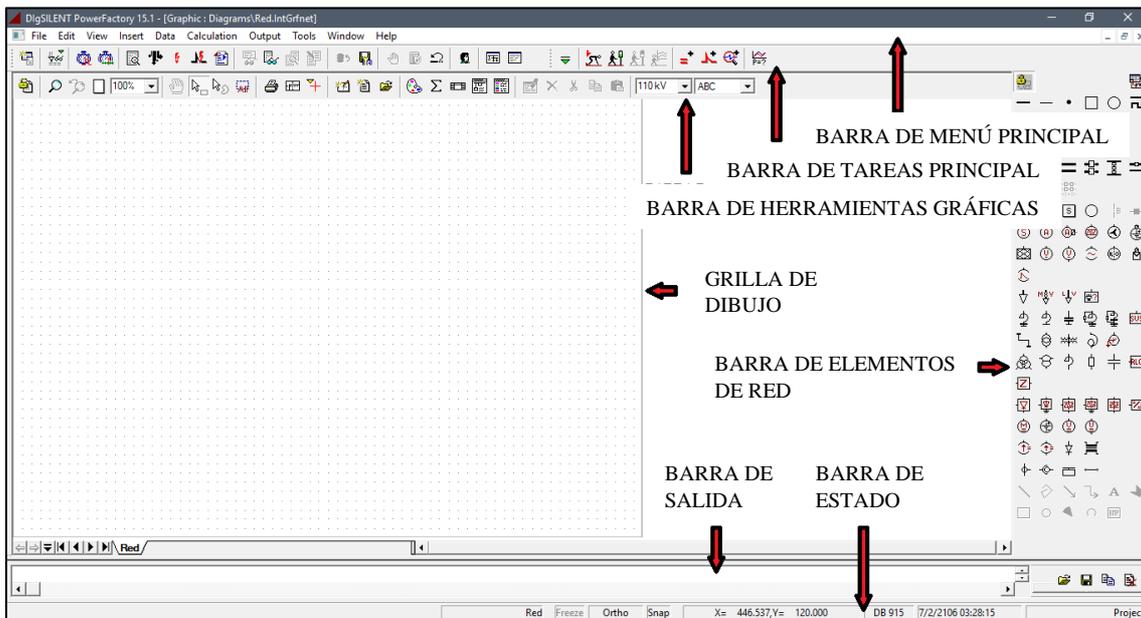


Figura 3.3.16 - Entorno de trabajo en PowerFactory DigSILENT

II. Una vez creado el nuevo proyecto deben colocarse todos los nodos existentes en la red, simplemente seleccionando desde la Barra de Elementos de Red el elemento *JUNCTION/INTERNAL NODE* e insertándolo en la Grilla de Dibujo (figura 3.3.17). Para simplificar la tarea del cargado de la información es conveniente definir la tensión nominal de la red en 13,2 [kV] y el tipo constructivo como ABC. De esta manera cada elemento cargado a la Grilla de Dibujo adoptará estas propiedades.

Presionando dos veces con el puntero sobre cada nodo cargado es posible asignarle una identificación y ver todas sus propiedades, tal como se observa en la figura 3.3.18.

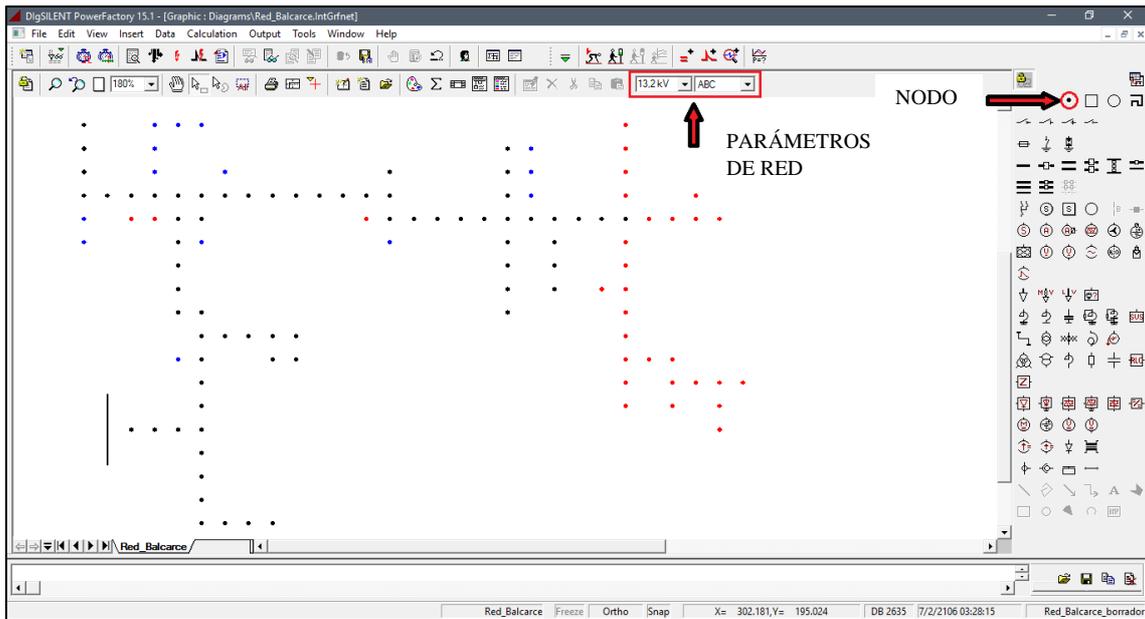


Figura 3.3.17 - Ubicación de los nodos de la red eléctrica

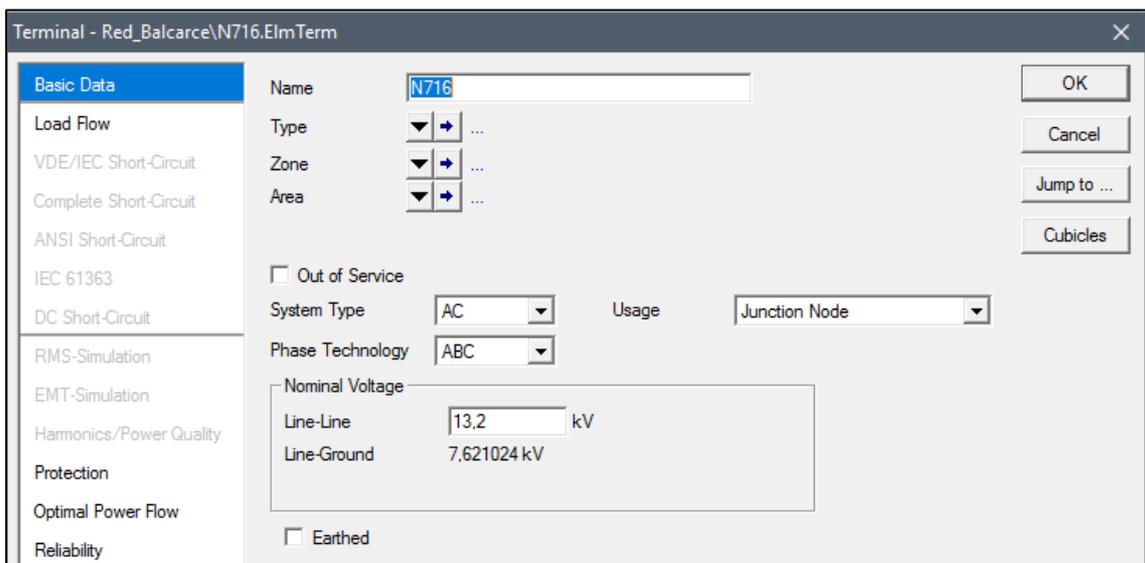


Figura 3.3.18 - Propiedades del nodo

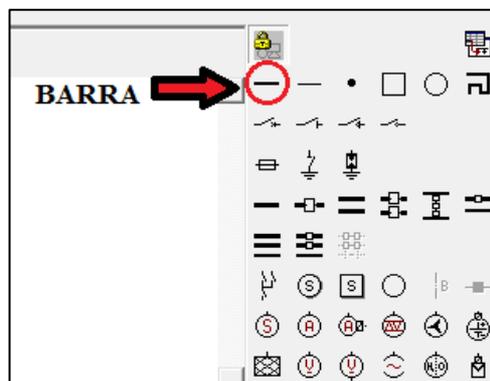


Figura 3.3.19 - Caso particular del nodo a la salida del distribuidor

En este trabajo, se designó cada nodo con la misma identificación que utiliza la base de datos georreferenciada [10], en su Archivo de Nodos, correspondiente a la red disponible para el estudio.

Por motivos de tener una mejor claridad de la red eléctrica, se definió el nodo perteneciente a la salida del distribuidor como una barra (*BUSBAR*), como se indica en la figura 3.3.19.

III. Con todos los nodos de la red eléctrica ya cargados, es posible agregar las líneas.

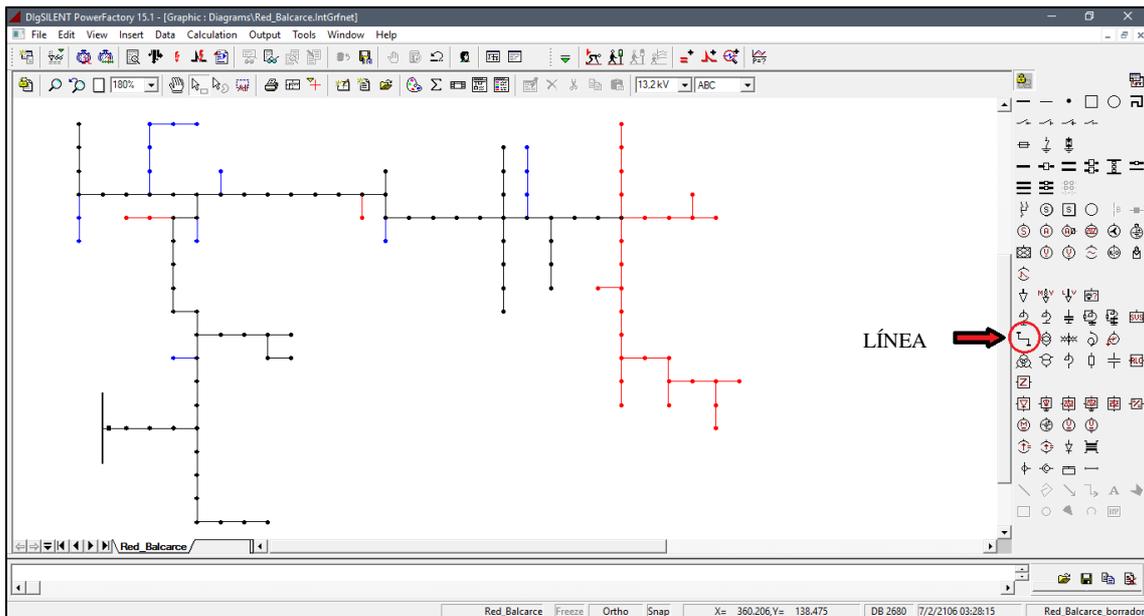


Figura 3.3.20 - Cargado de las líneas de la red eléctrica

Para cargar una línea gráficamente solo basta con seleccionar el elemento *LINE* y presionar sobre los dos nodos ubicados en sus extremos. En este caso, se utilizó diferentes colores para diferenciar las líneas trifásicas (**negro**), bifásicas (**azul**) y monofásicas (**rojo**).

Debido a que existen distintos tipos constructivos de líneas es necesario crearlos en el simulador. En este trabajo se definieron las siguientes líneas:

- Línea Trifásica ABC con Conductor de Aleación de Aluminio de 25 [mm²].
- Línea Bifásica AC con Conductor de Aluminio de 25 [mm²].
- Línea Bifásica AB con Conductor de Aleación de Aluminio de 25 [mm²].
- Línea Bifásica AC con Conductor de Aleación de Aluminio de 25 [mm²].
- Línea Bifásica AC con Conductor de Aleación de Aluminio de 16 [mm²].
- Línea Monofásica A con Conductor de Aleación de Aluminio de 16 [mm²].
- Línea Monofásica B con Conductor de Aleación de Aluminio de 16 [mm²].

Para ello, inicialmente se selecciona una de las líneas ya cargadas y dentro de la ventana de las propiedades de dicha línea se sigue la ruta *TYPE > NEW PROJECT TYPE > TOWER TYPE* para definir un nuevo tipo constructivo de línea.

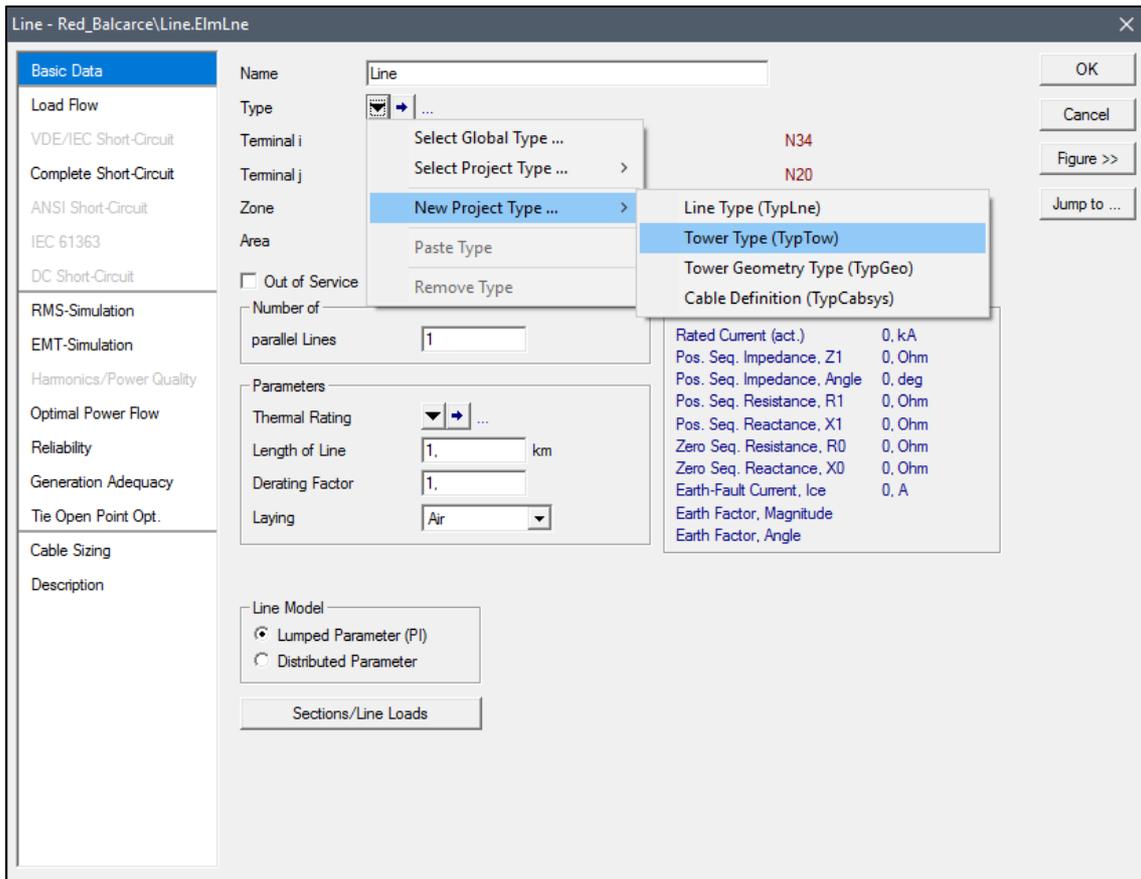


Figura 3.3.21 - Definición de un nuevo tipo de línea (*TOWER TYPE*)

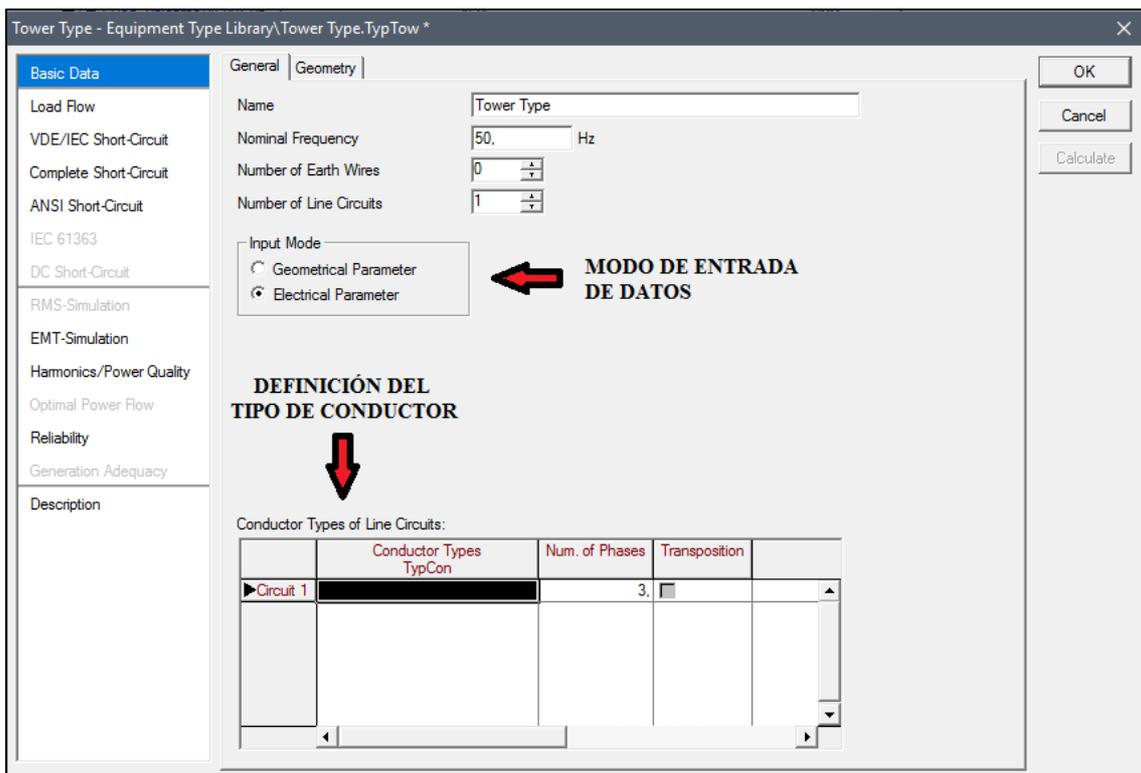


Figura 3.3.22 - Parámetros del nuevo tipo de estructura (*TOWER TYPE*)

Una vez desplegada la nueva ventana para la creación de un nuevo tipo de estructura se opta por la opción de cargar los datos a partir de los parámetros eléctricos (*ELECTRICAL PARAMETER*) y, además, se define el tipo de conductor a utilizar (*CONDUCTOR TYPES OF LINE CIRCUITS*). Esto último se resume en la figura 3.3.22.

Seleccionando la casilla dentro del tipo de conductor (*CONDUCTOR TYPES OF LINE CIRCUITS*) es posible definir los conductores ya mencionados anteriormente.

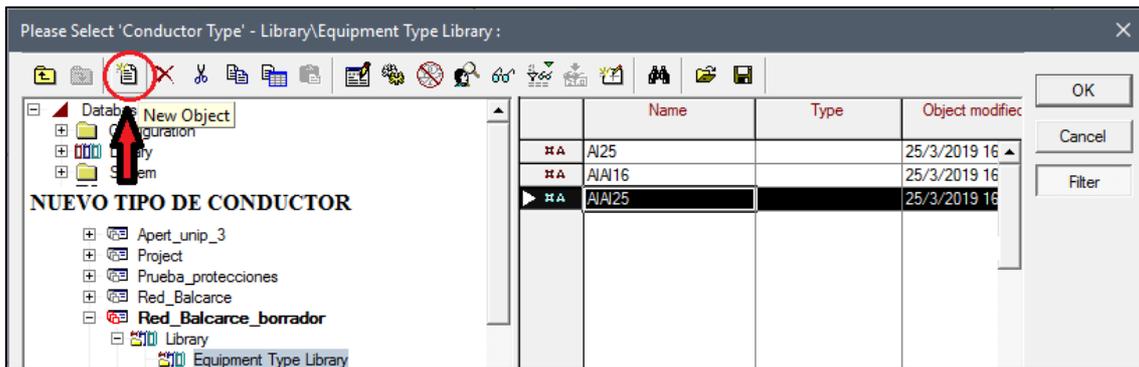


Figura 3.3.23 - Creación de nuevo tipo de conductor

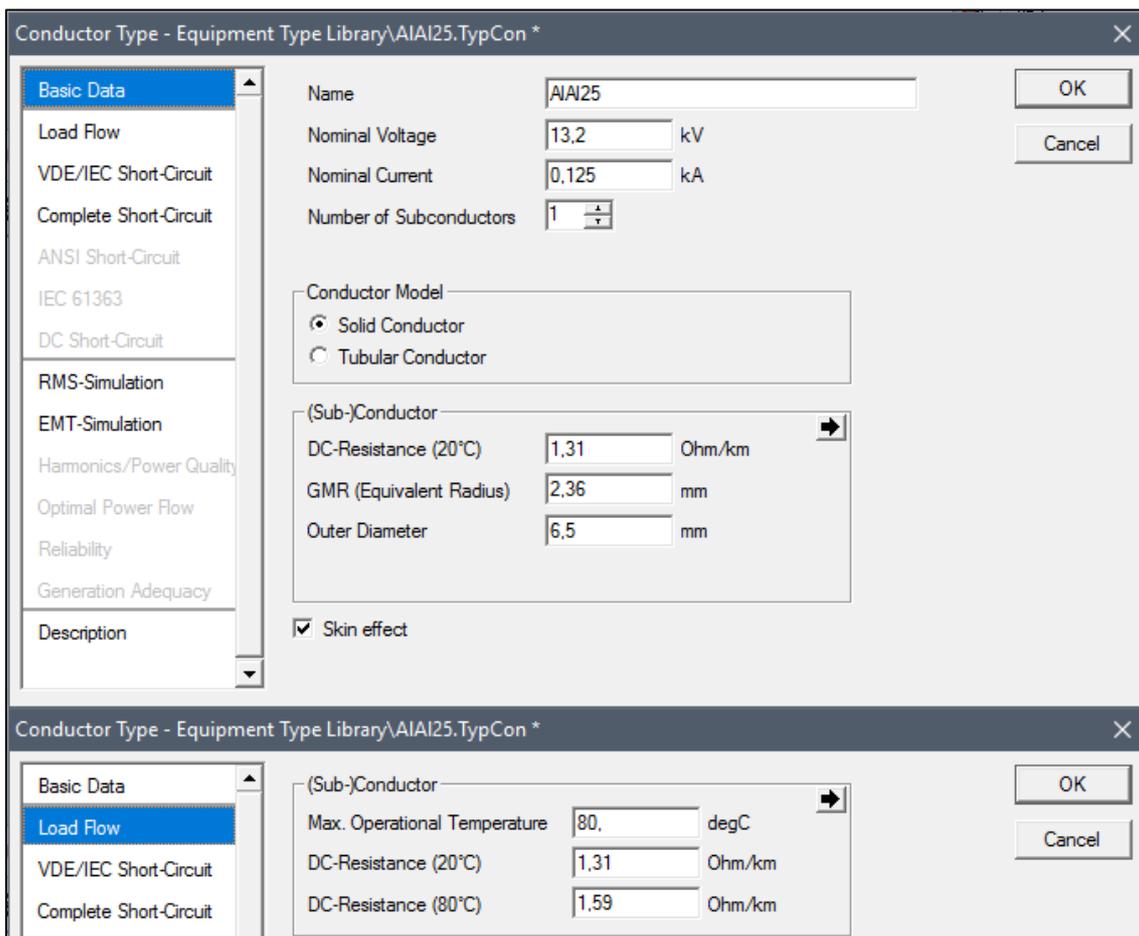


Figura 3.3.24 - Definición de parámetros para conductor de aleación de aluminio de 25 [mm²] (AIAI25)

Presionando sobre la opción *NEW OBJECT* se abre una nueva ventana donde se definen las características del nuevo tipo de conductor. A modo de ejemplo, en la figura 3.3.23 se muestran los tipos de conductor creados para el presente trabajo y en la figura 3.3.24 se muestran las propiedades definidas para el caso del conductor de aleación de aluminio de 25 [mm²] (AIAI25). Como ya se mencionó, toda la información correspondiente a los parámetros eléctricos de los conductores se obtuvo de [30].

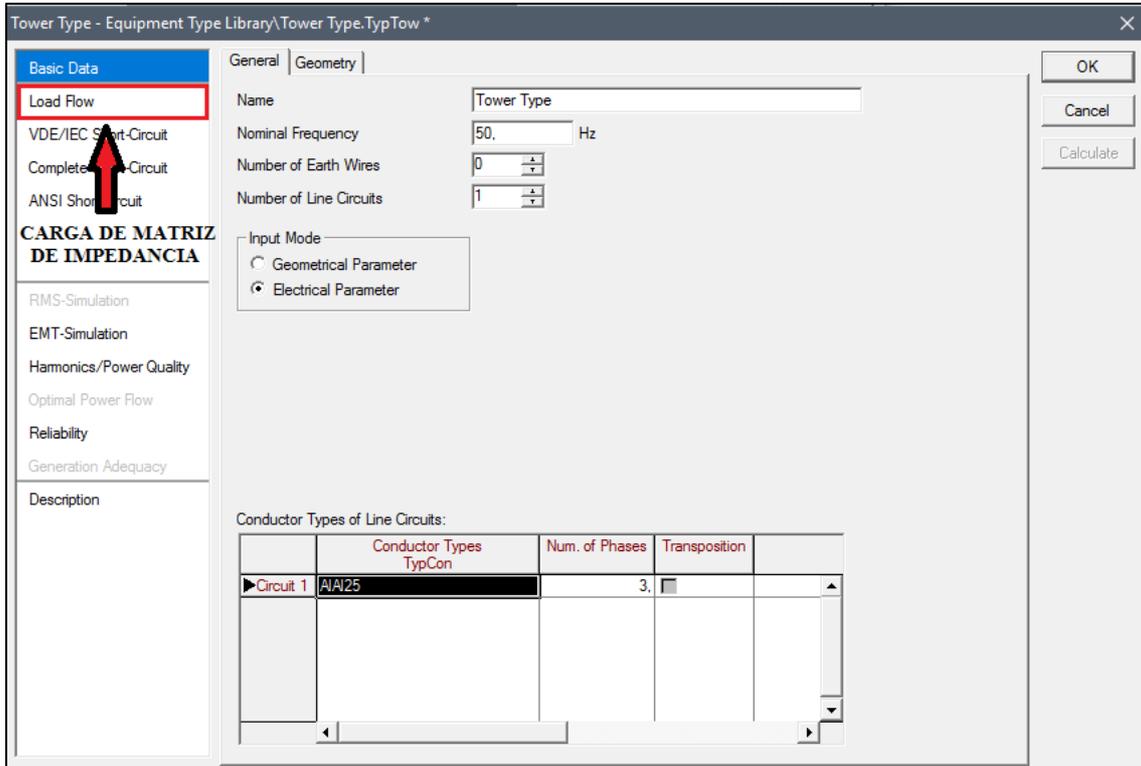


Figura 3.3.25 - Ruta para la carga de matriz de impedancia para el nuevo tipo de estructura

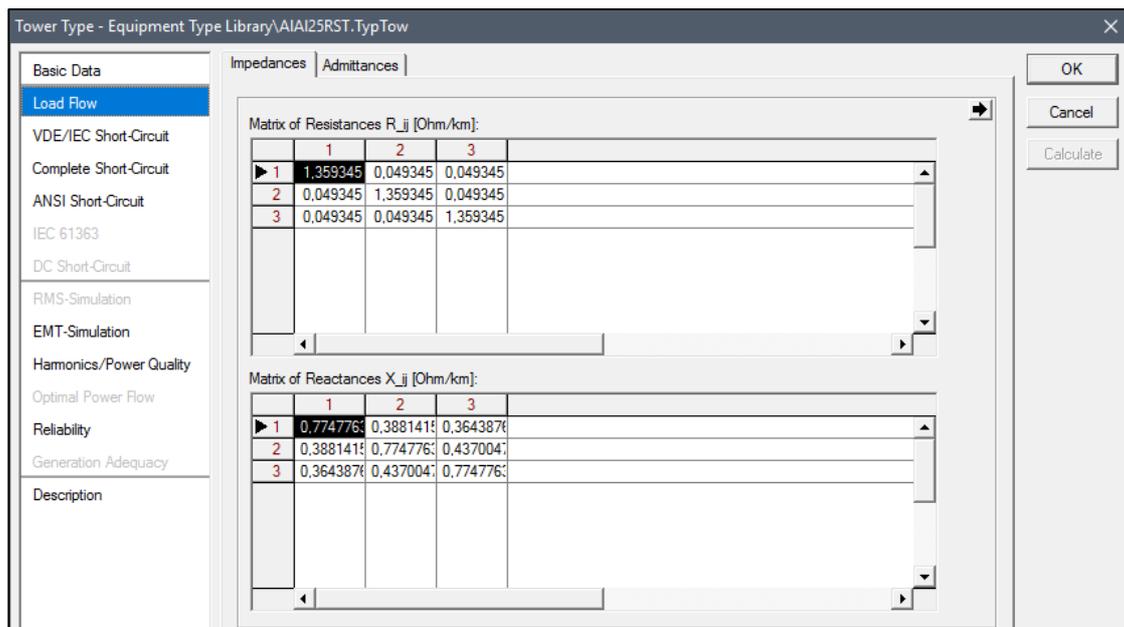


Figura 3.3.26 - Matriz de impedancia por unidad de longitud para el nuevo tipo de estructura

Una vez creado todos los tipos de conductores y seleccionado el correspondiente al tipo de estructura (*TOWER TYPE*) que quiere crearse, resta asignarle a ésta la correspondiente matriz de impedancia por unidad de longitud, tal como se definió en la sección 3.3.2 “Definición de las impedancias de línea”. Para ello, se presiona sobre la pestaña *LOAD FLOW* y se cargan los valores correspondientes a cada estructura, como se observa en las figuras 3.3.25 y 3.3.26.

Para las simulaciones del presente informe se consideró la utilización de una cruceta MN110 en toda la red. En la figura 3.3.26 se muestra la matriz de impedancia por unidad de longitud utilizada para la estructura de una línea trifásica con conductores de aleación de aluminio de 25 [mm²]. Una vez cargados todos los datos, el programa automáticamente copia los valores en las demás pestañas de la ventana de edición del tipo de estructura.

Ya creados todos los tipos de estructuras según el tipo de línea que corresponda, se obtuvo lo siguiente:

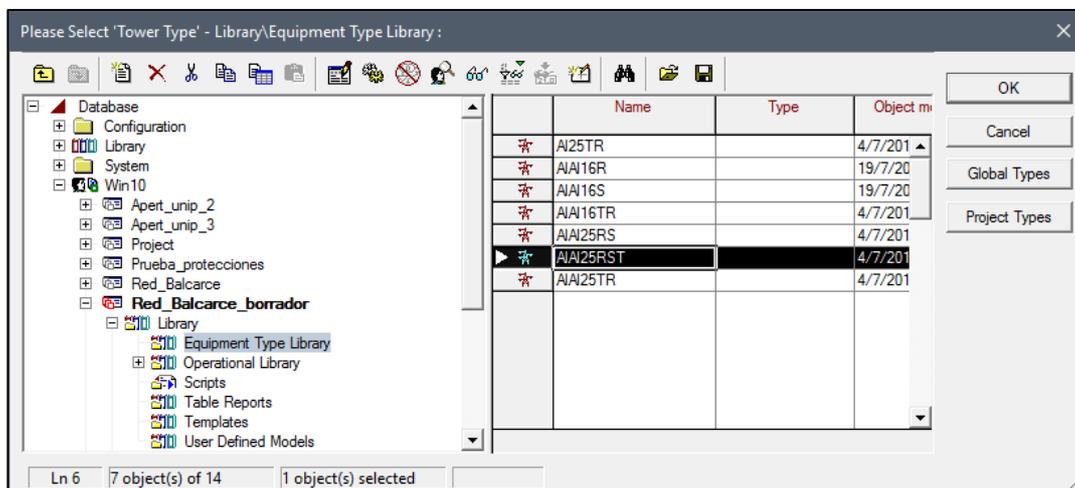


Figura 3.3.27 - Tipos de estructuras (*TOWER TYPE*) creados para la simulación de la red eléctrica en estudio

Finalmente, seleccionado el tipo de línea que corresponde para cada tramo siguiendo la ruta *TYPE > SELECT PROJECT TYPE > TOWER TYPE*, se le asignó a cada uno de ellos su identificación y longitud correspondiente, a partir de la información disponible en la base de datos georreferenciada [10], como se muestra en la figura 3.3.28. Con los datos de la longitud del tramo y la matriz de impedancia por unidad de longitud del tipo de línea, el programa calcula automáticamente la matriz de impedancia total correspondiente a cada tramo.

IV. Posteriormente, se definen las cargas. Para ello, siguiendo lo explicado en la sección 3.3.3 “Definición de las impedancias de carga” deben crearse cargas trifásicas, bifásicas y monofásicas con una potencia igual a la potencia nominal del transformador que representan y con un factor de potencia igual a 0,85.

Para ello se seleccionan las cargas (*GENERAL LOAD*) de la Barra de Elementos de Red y se las ubica en el nodo correspondiente, tal como se indica en la figura 3.3.29.

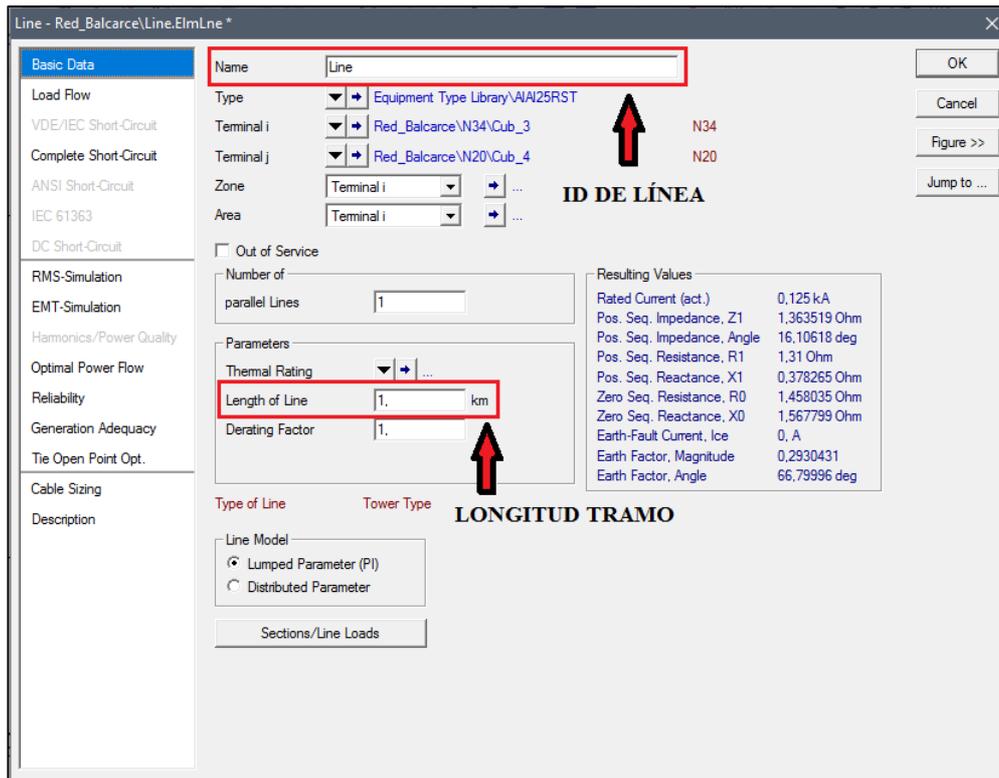


Figura 3.3.28 - Identificación y longitud del tramo según [10]

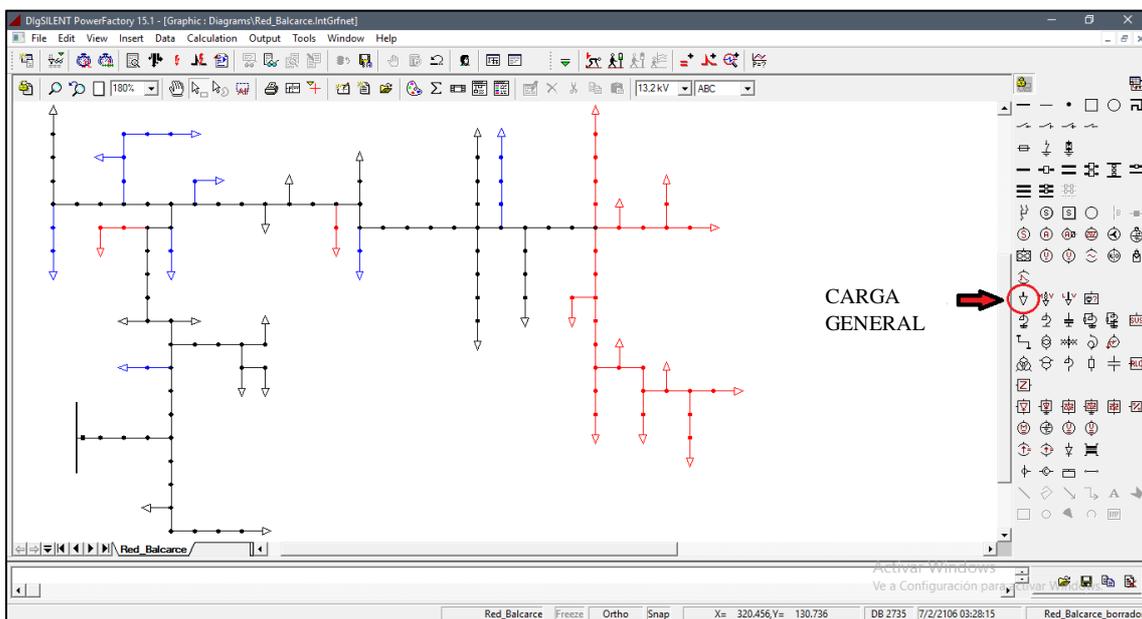


Figura 3.3.29 - Ubicación de las cargas de la red (transformadores MT/BT)

Tal como se hizo con las líneas, es necesario definir los tipos de carga existentes en la red. Para ello, seleccionando cualquiera de las cargas se abre una nueva ventana donde se observan las características de esta en particular.

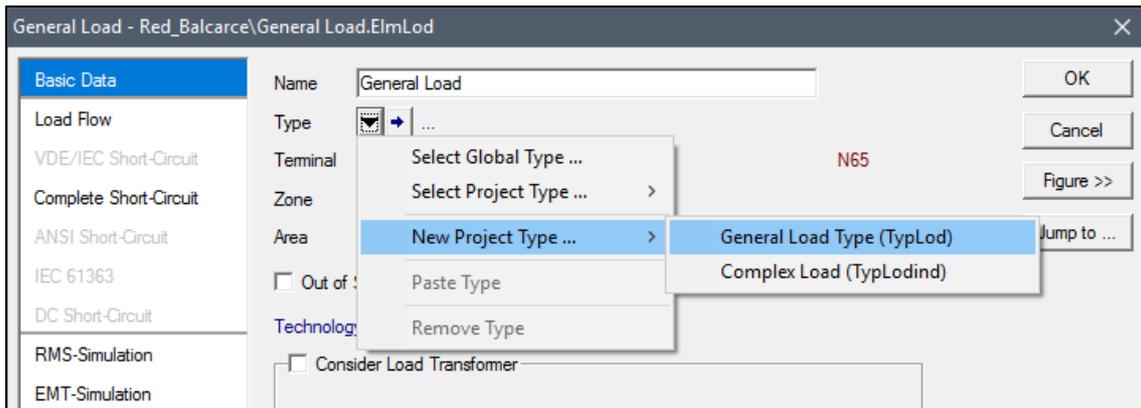


Figura 3.3.30 - Creación de nuevos tipos de cargas

Allí, siguiendo la ruta *TYPE > NEW PROJECT TYPE > GENERAL LOAD TYPE* es posible crear un nuevo tipo de carga.

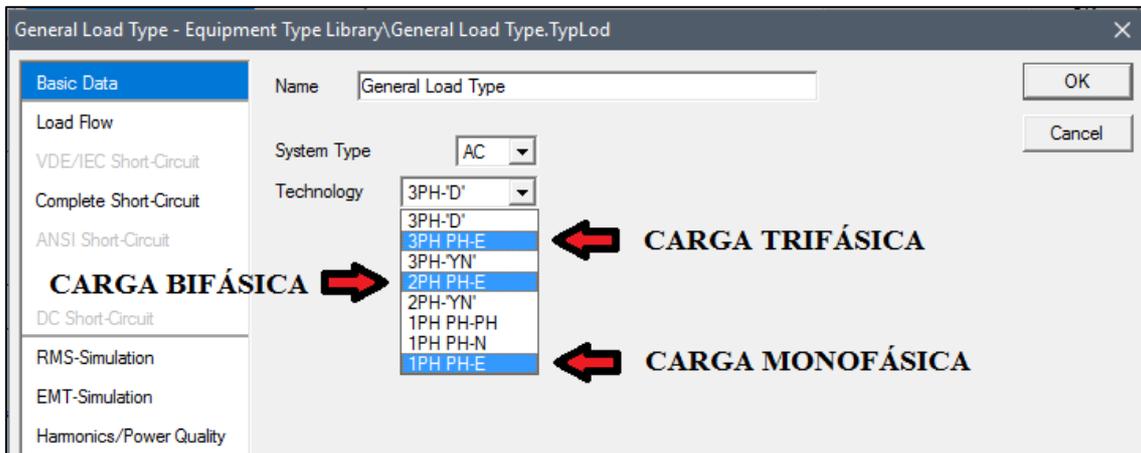


Figura 3.3.31 - Creación de cargas trifásicas, bifásicas y monofásicas

Con los nuevos tipos de cargas definidos el esquema de conexión de cada una de ellas respeta el análisis por fase (equivalente monofásico) planteado en la sección 3.3.3 “Definición de las impedancias de carga”, tal como se observa en la figura 3.3.32.

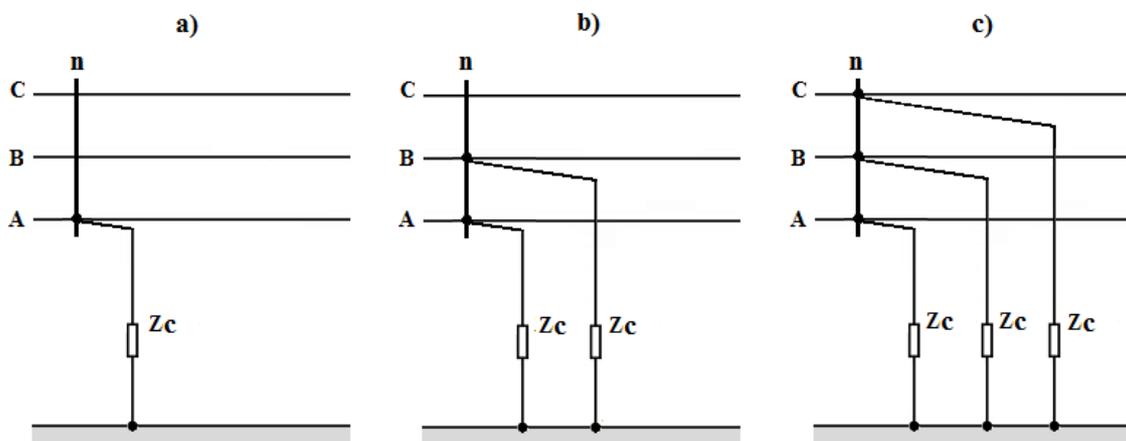


Figura 3.3.32 - Modelado de cargas monofásicas (a), bifásicas (b) y trifásicas (c)

Luego, se le asigna a cada carga el tipo de conexionado siguiendo la ruta *TYPE > NEW PROJECT TYPE > GENERAL LOAD TYPE*.

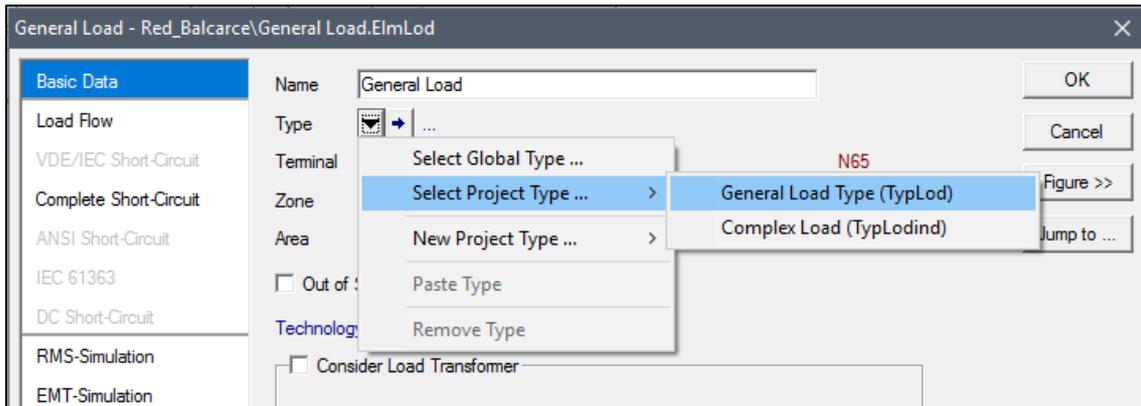


Figura 3.3.33 - Tipo de carga

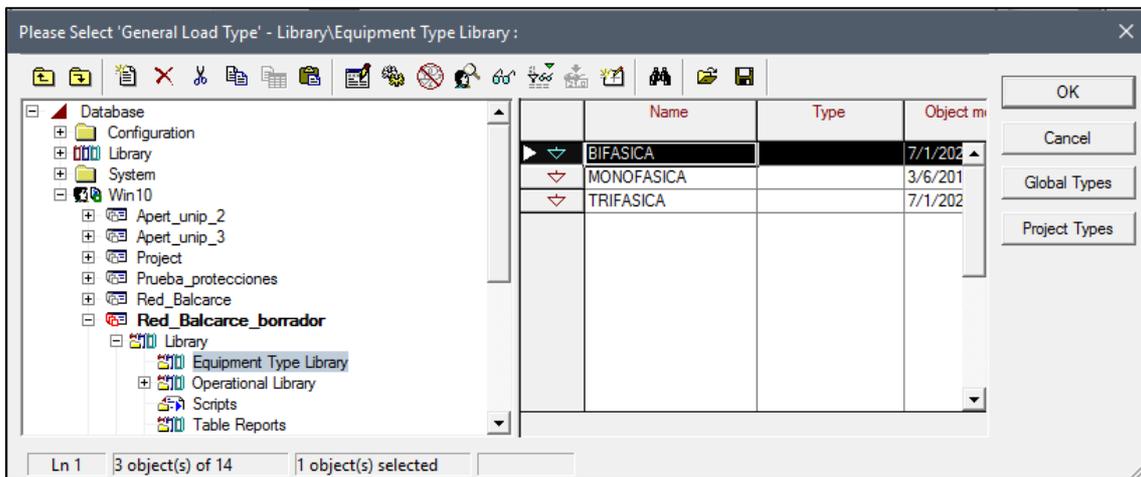


Figura 3.3.34 - Tipos de carga creados

Por último, es necesario asignarle los valores de potencia y factor de potencia a la carga. Desde la ventana de las características de la carga se accede a la pestaña *LOAD FLOW* donde se introducen dichos valores según corresponda en cada caso.

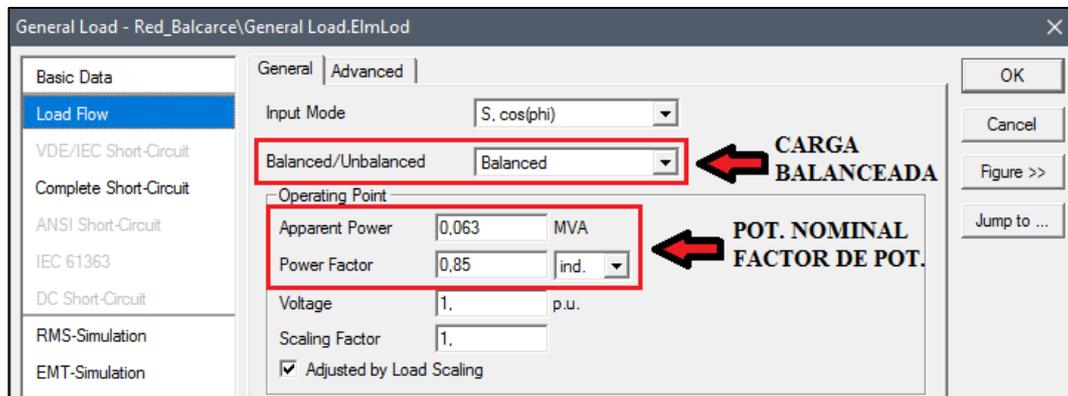


Figura 3.3.35 - Definición de valores de potencia nominal de la carga en [MVA] y factor de potencia

Al igual que en el caso de los nodos y las líneas, las cargas fueron nombradas con la identificación correspondiente a la base de datos georreferenciada [10] de la red en estudio.

V. Finalmente, para completar la red eléctrica resta definir la acometida. La misma se selecciona de la Barra de Elementos de Red (*EXTERNAL GRID*) y se inserta en la barra que representa la salida del distribuidor, donde se tomarán los valores de tensión y corriente medidos en las distintas simulaciones.

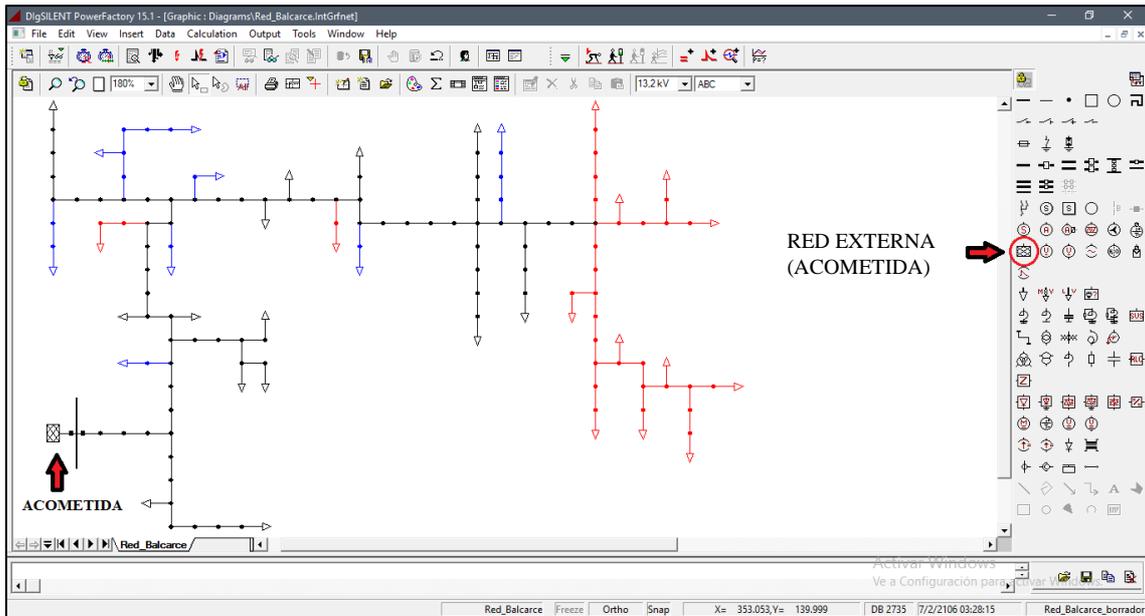


Figura 3.3.36 - Ubicación de la acometida del distribuidor de media tensión (13,2 [kV])

En este punto es necesario definir la potencia de cortocircuito S_k'' en barras de salida del distribuidor, sin embargo, por no contar con la información necesaria se realizaron las siguientes consideraciones para su cálculo:

- Se consideró potencia de cortocircuito infinita en el punto de acometida.

$$S_{K\text{ACOMETIDA}}'' = \text{Infinito} \quad (3.3.16)$$

- La única impedancia que limita la corriente de cortocircuito en la barra de salida del distribuidor es la impedancia propia del transformador.

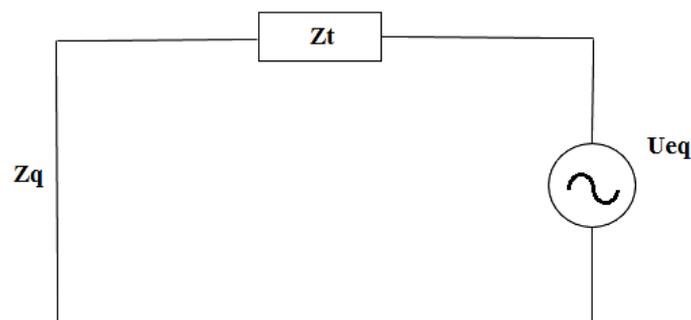


Figura 3.3.37 - Cálculo de la corriente de cortocircuito en barras de salida del distribuidor

Aplicando el método de cálculo de corrientes de cortocircuito según Norma VDE 0102 presentado en [36] y [37] se obtuvo el valor de corriente de cortocircuito trifásico en barras de salida del distribuidor a partir del circuito mostrado en la figura 3.3.37.

El valor de la impedancia del transformador Z_t queda definido a partir de la siguiente expresión:

$$Z_t = \frac{u_{CC} \%}{100} * \frac{U_n^2}{S_n} \quad [\Omega] \quad (3.3.17)$$

Donde:

$u_{CC} \%$: tensión de cortocircuito porcentual del transformador, en [%].

U_n : tensión nominal del lado de baja del transformador, en [kV].

S_n : potencia aparente nominal del transformador, en [MVA].

Conociendo que el transformador instalado es de relación 33/13,86 [kV/kV] con una potencia nominal de 2 [MVA] se obtuvo de [38] el valor de tensión de cortocircuito porcentual para un transformador de similares características:

Transformadores de Subtransmisión								
Relación 33.000 +2,5; 0; -3 x 2,5%/13,86.860-8.002 kV/kV								
Potencia (kVA)	Pérdidas (W)		Ucc (%)	Dimensiones (mm)				Masa (kg)
	Po	Pcc		Largo	Ancho	Alto	Trocha	
2000	3700	18500	5,00	2450	2600	2700	1000	5330

Figura 3.3.38 - Datos característicos de transformador 33/13,860-8,002 [kV/kV] y 2 [MVA] (marca Tadeo Czerweny)

Luego:

$$Z_t = \frac{5 [\%]}{100} * \frac{(13,86 [kV])^2}{2 [MVA]} \quad (3.3.18)$$

$$Z_t = 4,802 [\Omega] \quad (3.3.19)$$

Por otro lado, como se mencionó anteriormente, se consideró la potencia de cortocircuito de la acometida infinita por lo que su impedancia Z_q es nula.

$$Z_q = 0 [\Omega] \quad (3.3.20)$$

Finalmente, el valor de la fuente equivalente de tensión U_{eq} queda definido por la siguiente expresión:

$$U_{eq} = c * \frac{U_n}{\sqrt{3}} \quad [V] \quad (3.3.21)$$

Esta fuente de tensión equivalente es la única tensión activa del sistema y todas las redes de alimentación, máquinas sincrónicas y asíncronas se sustituyen por sus impedancias internas. El factor c para el cálculo de corrientes máximas o mínimas de cortocircuito toma los siguientes valores:

Tensión nominal U_n	Factor de tensión c para el cálculo de:	
	corrientes máximas de cortocircuito $c_{m\acute{a}x}^{(1)}$	corrientes mínimas de cortocircuito $c_{m\grave{i}n}$
Baja tensión 100 V a 1000 V (IEC 60038, tabla I)	1,05 ⁽³⁾ 1,10 ⁽⁴⁾	0,95
Media tensión > 1 kV a 35 kV (IEC 60038, tabla III)	1,10	1,00
Alta tensión ⁽²⁾ > 35 kV a 380 kV (Norma IEC 60038, tabla IV)		
⁽¹⁾ $c_{m\grave{i}n} U_n$ no debe exceder la máxima tensión U_n para equipamientos de sistemas de potencia. ⁽²⁾ Si no se define una tensión nominal, se debe aplicar $c_{m\acute{a}x} U_n = U_n$ o $c_{m\grave{i}n} U_n = 0,90 U_n$. ⁽³⁾ Para sistemas de baja tensión con una tolerancia de + 6 %, por ejemplo para sistemas renombrados de 380 V a 400 V. ⁽⁴⁾ Para sistemas de baja tensión con una tolerancia de + 10 %.		

Figura 3.3.39 - Factor c para el cálculo de corrientes de cortocircuito máximas y mínimas

Para el caso de redes eléctricas con tensión nominal de 13,2 [kV] el factor c toma los siguientes valores:

$$c_{M\acute{A}X} = 1,10 \quad (3.3.22)$$

$$c_{m\grave{i}n} = 1,00 \quad (3.3.23)$$

Luego, el valor de corriente de cortocircuito máximo y mínimo en el punto analizado es el siguiente:

$$I''_{K M\acute{A}X} = \frac{c_{M\acute{A}X} * \frac{U_n}{\sqrt{3}}}{(Z_q + Z_t)} \quad [A] \quad (3.3.24)$$

$$I''_{K M\acute{A}X} = \frac{1,10 * \frac{13,2 \text{ [kV]}}{\sqrt{3}}}{4,802 \text{ [\Omega]}} \quad (3.3.25)$$

$$I''_{K M\acute{A}X} = 1,746 \text{ [kA]} \quad (3.3.26)$$

Y,

$$I''_{K m\grave{i}n} = \frac{c_{m\grave{i}n} * \frac{U_n}{\sqrt{3}}}{(Z_q + Z_t)} \quad [A] \quad (3.3.27)$$

$$I_{K\text{MÁX}}'' = \frac{1,00 * \frac{13,2 \text{ [kV]}}{\sqrt{3}}}{4,802 \text{ [\Omega]}} \quad (3.3.28)$$

$$I_{K\text{MÁX}}'' = 1,587 \text{ [kA]} \quad (3.3.29)$$

Considerando estos valores de corriente de cortocircuito pueden obtenerse los siguientes valores de potencia de cortocircuito en barras de salida del distribuidor:

$$S_{K\text{MÁX}}'' = \sqrt{3} * I_{K\text{MÁX}}'' * U_n \text{ [MVA]} \quad (3.3.30)$$

$$S_{K\text{MÁX}}'' \cong 40 \text{ [MVA]} \quad (3.3.31)$$

Y,

$$S_{K\text{mín}}'' = \sqrt{3} * I_{K\text{mín}}'' * U_n \text{ [MVA]} \quad (3.3.32)$$

$$S_{K\text{MÁX}}'' \cong 36 \text{ [MVA]} \quad (3.3.33)$$

Si bien estos valores estimados quizás difieran con los valores de potencia de cortocircuito reales, permiten realizar las simulaciones necesarias para ensayar la metodología de cálculo para la localización de fallas y la eliminación de la múltiple estimación.

Finalmente, se asignaron los valores calculados a la acometida de la red creada en PowerFactory DigSILENT. Para esto, se seleccionó el elemento creado y se accedió a la pestaña *RMS-SIMULATION* donde se cargaron todos los datos de potencia de cortocircuito para el caso máximo y el mínimo.

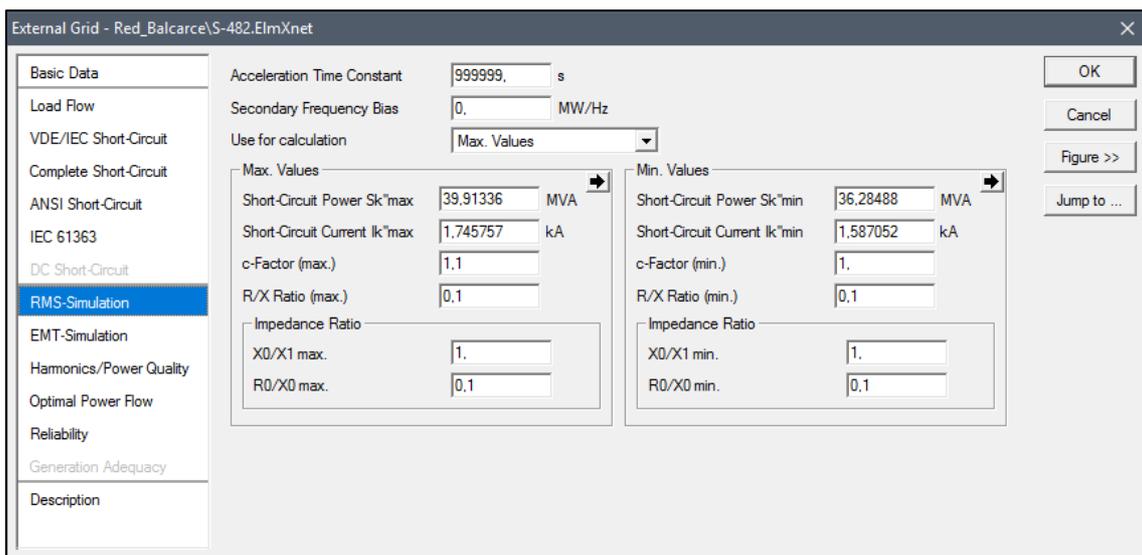


Figura 3.3.40 - Carga de datos de potencia de cortocircuito máxima y mínima en acometida

En este punto ya se cuenta con toda la información de la red, sobre la cual realizar las simulaciones, volcada en la Grilla de Dibujo. En la figura 3.3.41 se muestra una porción de la red eléctrica donde se observa con detalle las características de los elementos creados.

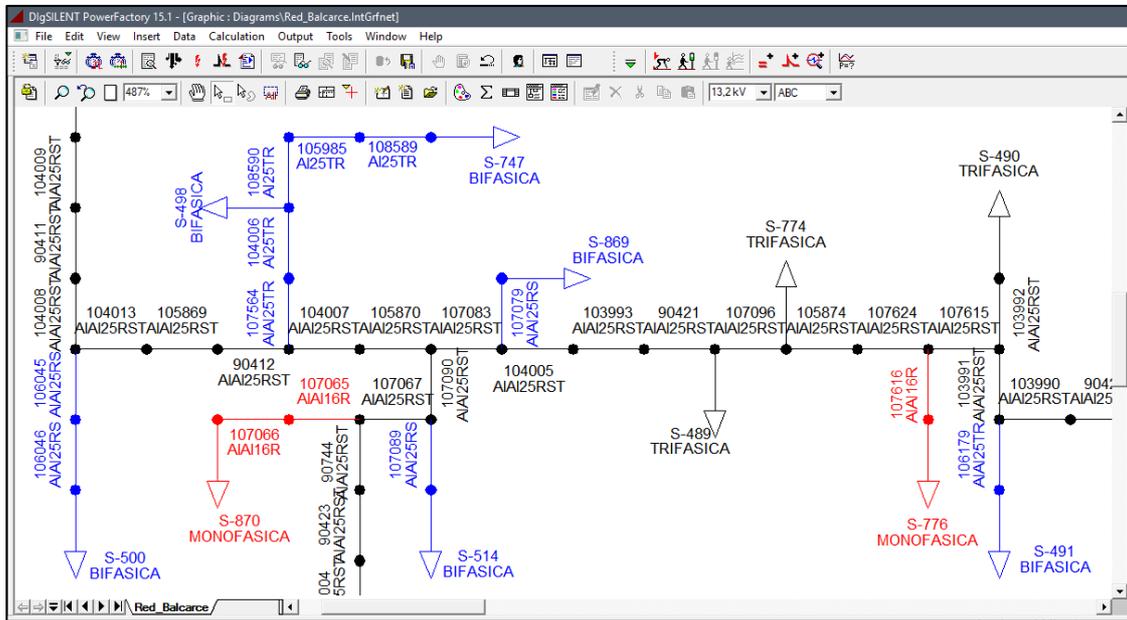


Figura 3.3.41 - Porción de la red eléctrica completa

VI. Con la red eléctrica completa ya es posible realizar las distintas simulaciones para contar con datos de tensión y corriente en la barra de salida del distribuidor. Estos valores representan los eventuales valores medidos de tensión y corriente en los equipos de medición a la salida del distribuidor en caso de falla, o bien, en caso de un estado de carga normal.

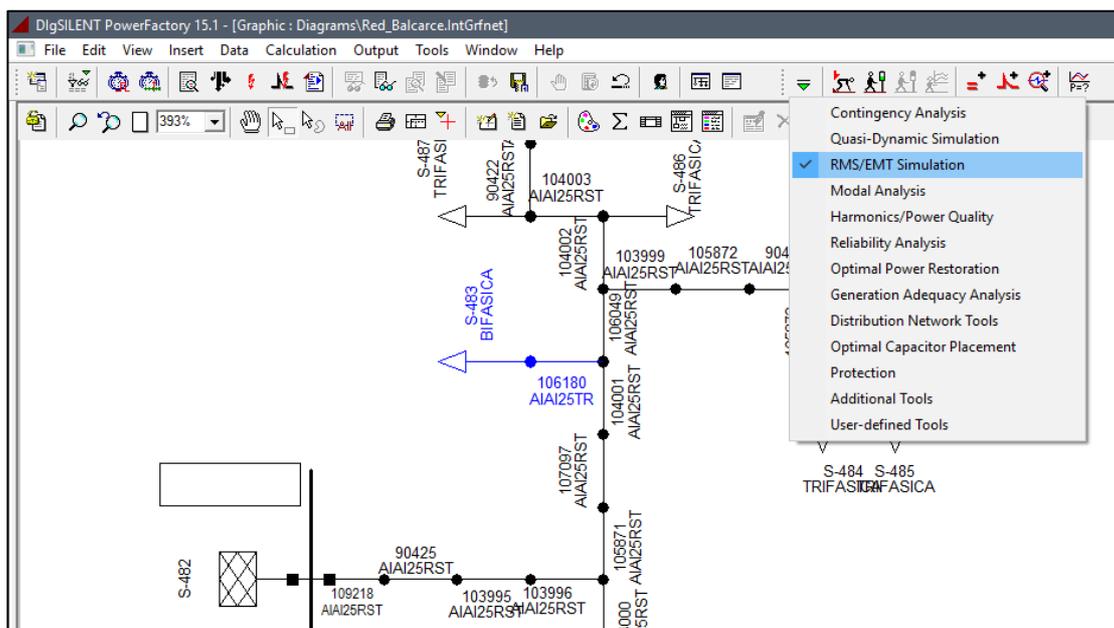


Figura 3.3.42 - Bloque de análisis RMS/EMT SIMULATION

En este caso, se utilizó el bloque de análisis *RMS/EMT SIMULATION* disponible en la Barra de Tareas Principal, como se indica en la figura 3.3.42.

Para visualizar la Caja de Resultados (*RESULT BOXES*) simplemente se presiona con el botón derecho del puntero sobre el elemento que se desea, en este caso, la acometida.

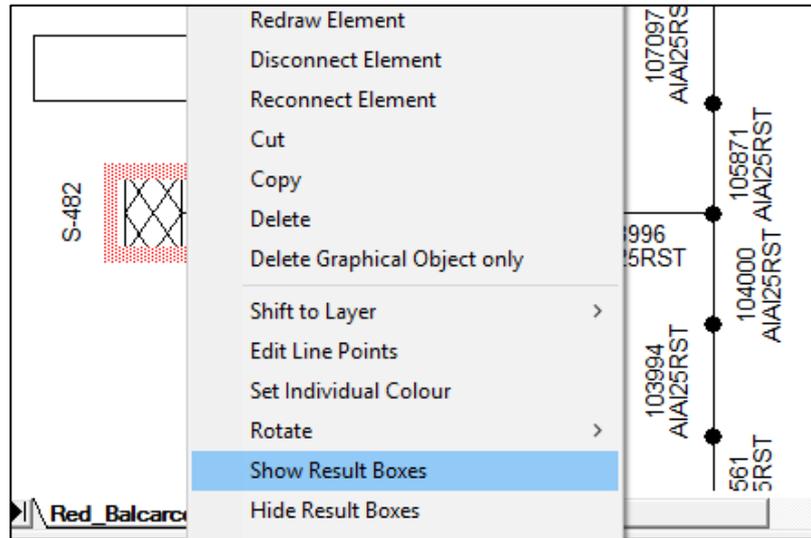


Figura 3.3.43 - Visualización de Caja de Resultados (*RESULT BOXES*)

Una vez visualizada la ventana de resultados, puede seleccionarse que parámetros mostrar en la misma. Para esto, nuevamente se presiona con el botón derecho del puntero sobre la Caja de Resultados donde se selecciona la opción *EDIT FORMAT FOR ALL ELEMENTS*.

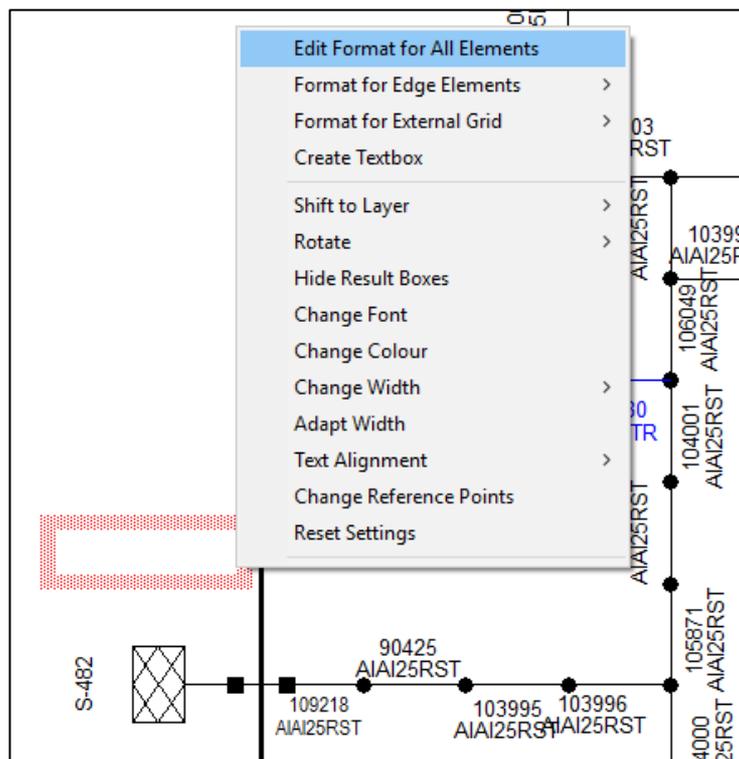


Figura 3.3.44 - Selección de parámetros en Caja de Resultados (*RESULT BOXES*)

Seleccionada esta opción se abre una nueva ventana donde se visualizan las variables a mostrar en las simulaciones. Inicialmente aparece un campo vacío, por lo que se presiona el mismo y se tildan los parámetros deseados.

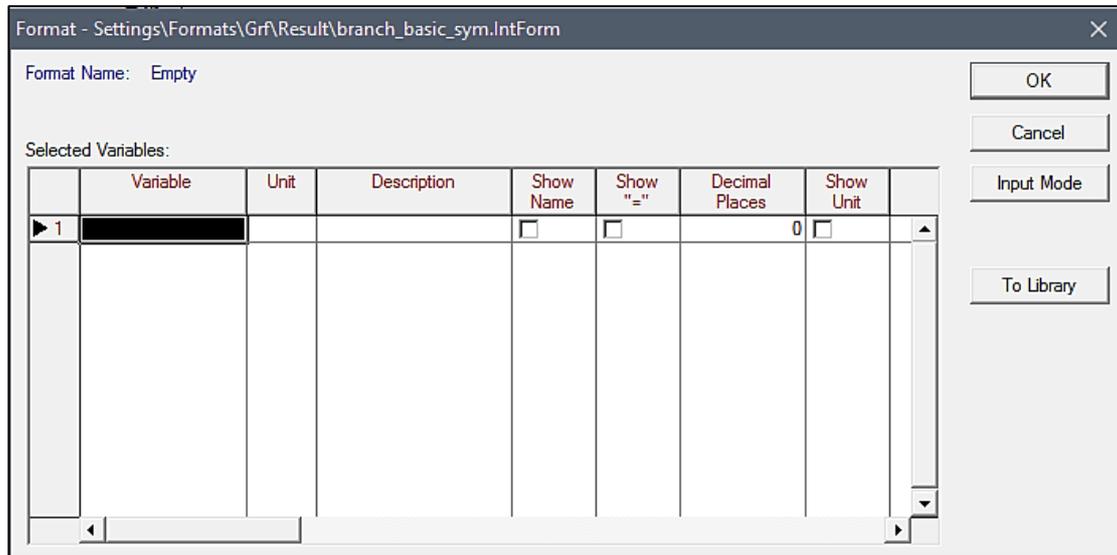


Figura 3.3.45 - Lista de parámetros mostrados en Caja de Resultados (*RESULT BOXES*), inicialmente vacía

Es importante tener en cuenta, tal como se indica en las figuras 3.3.46 y 3.3.47, los criterios de búsqueda considerados para localizar correctamente las variables deseadas:

- Seleccionar el bloque de análisis *RMS-SIMULATION*.
- Deben considerarse los parámetros desbalanceados (*UNBALANCED*) de manera que aparezcan las variables de cada fase. En caso contrario, si se eligiera la opción de parámetros balanceados (*BALANCED*) solo aparecería las variables de una única fase.
- En el filtro de búsqueda, utilizar el asterisco (*) en los campos *VARIABLE NAME* y *BUS NAME* permite visualizar las variables de las todas las fases.
- En el filtro de búsqueda, utilizar la opción *BUS RESULTS* en el campo *VARIABLE SET* permite encontrar los parámetros correspondientes a los fasores de tensión de fase (módulo y ángulo).
- En el filtro de búsqueda, utilizar la opción *CURRENTS, VOLTAGES AND POWERS* en el campo *VARIABLE SET* permite encontrar los parámetros correspondientes a los fasores de corriente de línea (módulo y ángulo).
- A medida que se seleccionan las variables deseadas, disponibles en el campo *AVAILABLE VARIABLES*, las mismas aparecen en el campo *SELECTED VARIABLES*.

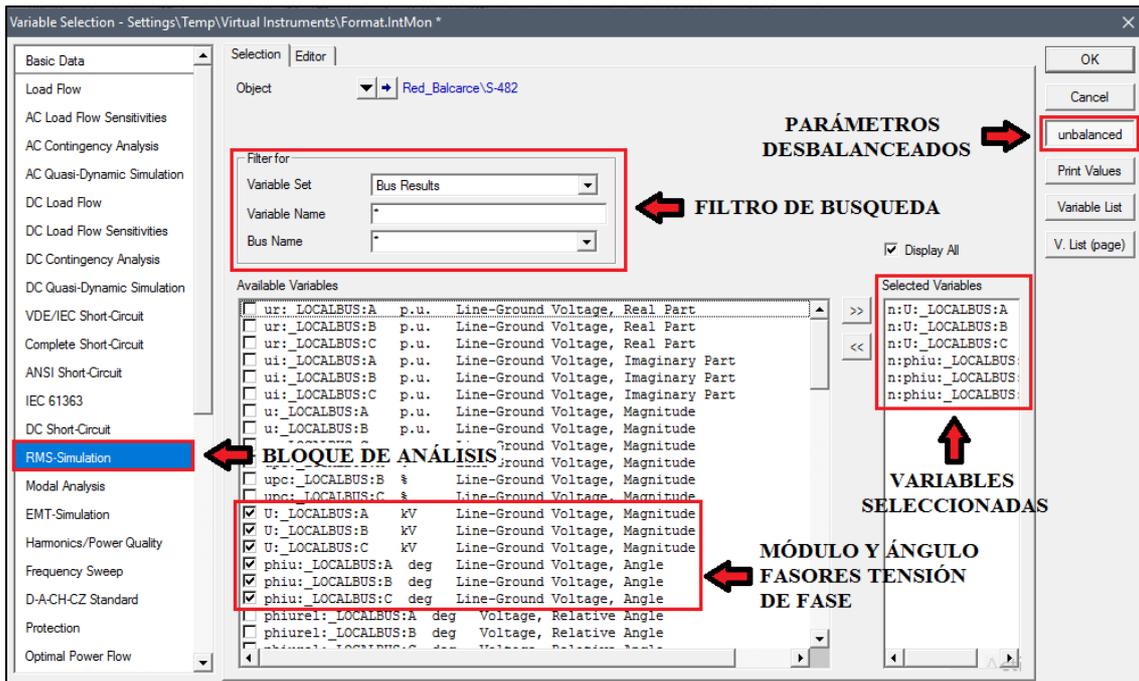


Figura 3.3.46 - Selección de parámetros de tensión de fase (módulo y ángulo) para mostrar en Caja de Resultados (*RESULT BOXES*)

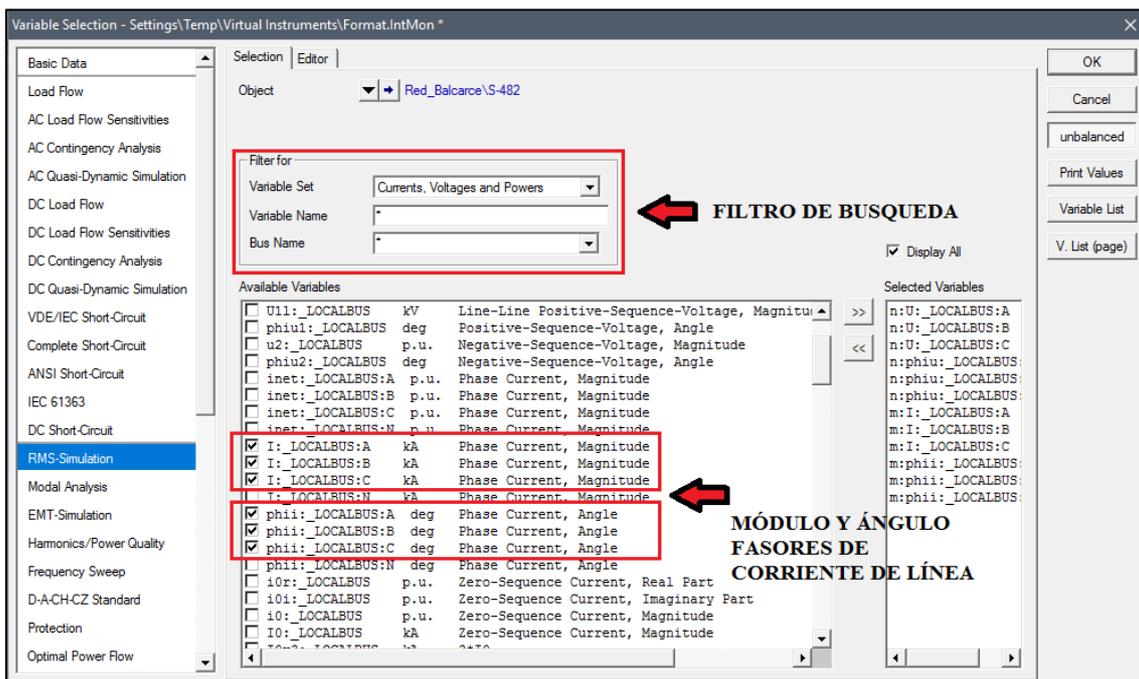


Figura 3.3.47 - Selección de parámetros de corriente de línea (módulo y ángulo) para mostrar en Caja de Resultados (*RESULT BOXES*)

Una vez elegidas todas las variables necesarias para el algoritmo de cálculo se presiona *OK* y se visualiza nuevamente la ventana donde se muestran las variables que se observan en la Caja de Resultados (*RESULT BOXES*).

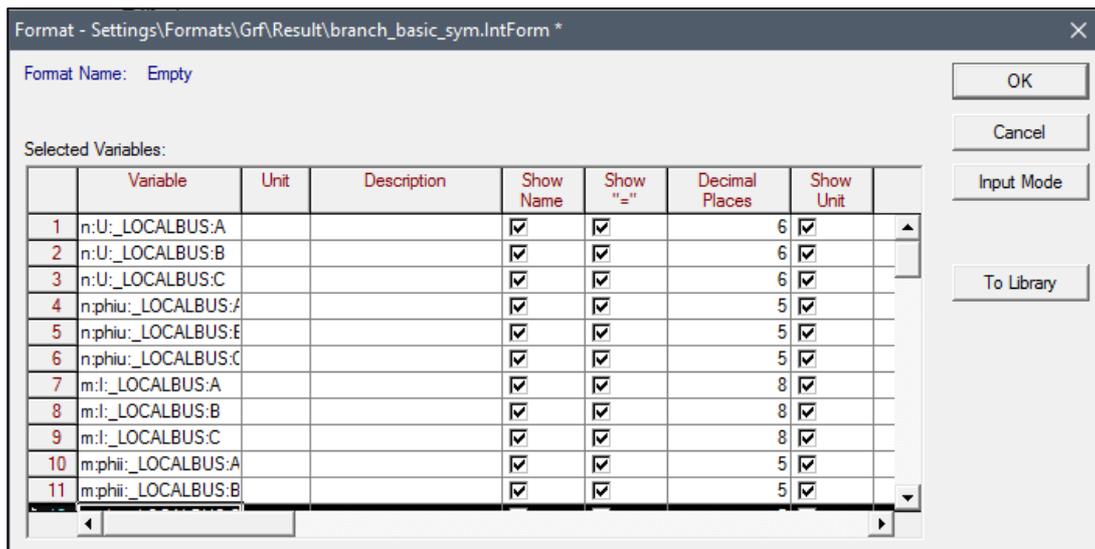


Figura 3.3.48 - Lista de parámetros cargados en Caja de Resultados (*RESULT BOXES*)

En la misma se tildan los campos correspondientes al nombre de cada variable (*SHOW NAME*), su unidad de medida (*SHOW UNIT*) y el signo igual (*SHOW "="*), de manera de no generar confusión al momento de la lectura de los datos. La cantidad de decimales fijados (*DECIMAL PLACES*) en cada caso fue arbitrario y se utilizó de esta manera para poder analizar el orden de magnitud del error en el cálculo al momento de desarrollar el algoritmo de localización de fallas y eliminación de la múltiple estimación.

- Simulación de Flujo de Carga.

En este caso, puede simularse un flujo de carga de la red creada presionando la opción *CALCULATE INITIAL CONDITIONS* en la Barra de Tareas Principal.

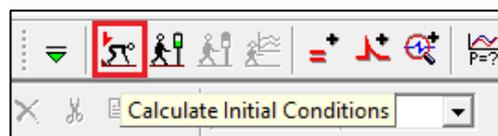


Figura 3.3.49 - Simulación de Flujo de Carga

Una vez seleccionada esta opción se abre una nueva ventana (figura 3.3.50) donde se configuran los parámetros necesarios para realizar un flujo de carga de la red.

Finalmente, al presionar *EXECUTE* el programa calcula un flujo de carga de la red y es posible visualizar en la Caja de Resultados creada anteriormente los valores de tensión y corriente a la salida del distribuidor, tal como se observa en la figura 3.3.51. Como comentario adicional, el valor que se indica en cada uno de los tramos corresponde al estado de carga de cada uno de ellos (el 100% de carga es igual a la corriente admisible del conductor).

Cabe destacar que el método utilizado para determinar el flujo de carga de la red, no es el único método disponible en el programa. En este trabajo se consideró este modelo de análisis para realizar las simulaciones tanto de flujos de carga como de cortocircuitos.

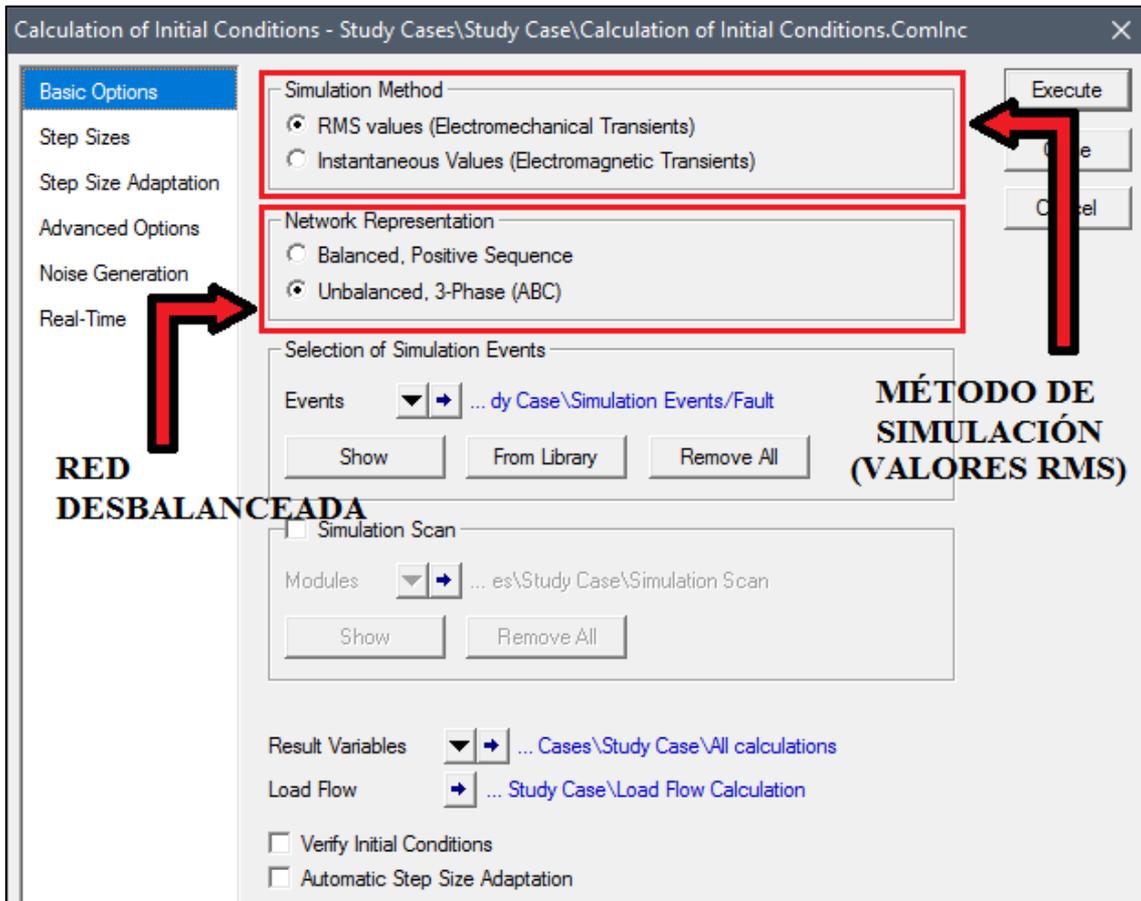


Figura 3.3.50 - Parámetros para simulación de Flujo de Carga

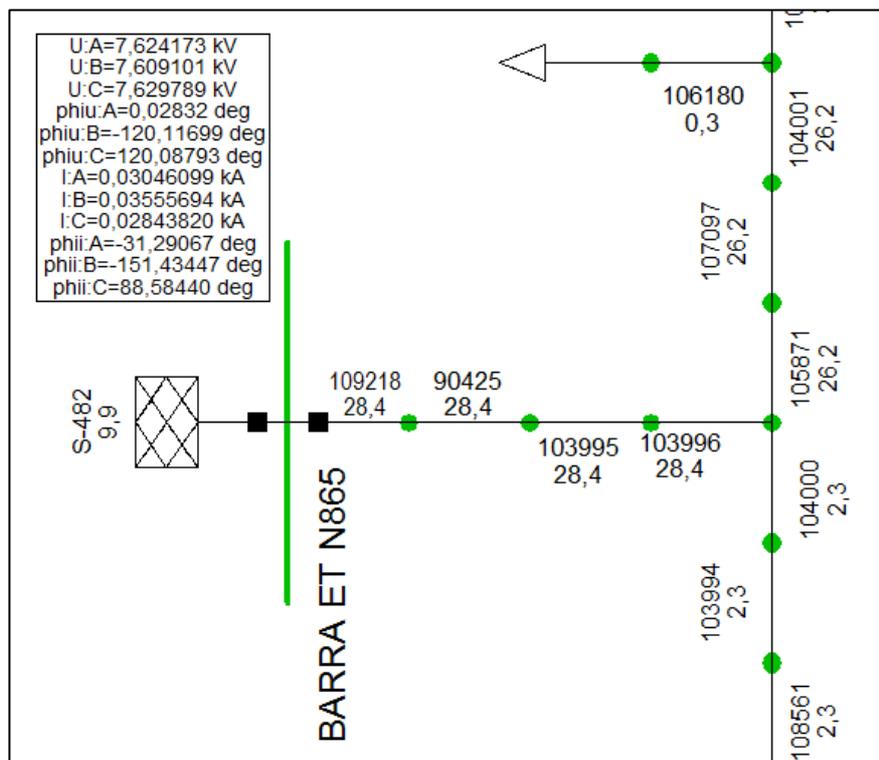


Figura 3.3.51 - Lectura de datos de flujo de carga a la salida del distribuidor

- Simulación de Cortocircuito.

Para simular una falla en cualquiera de los tramos disponibles en la red es necesario, en primer lugar, habilitar la línea deseada para poder realizar correctamente la simulación. Para esto se configura el tramo donde se desea simular el defecto presionando dos veces con el botón izquierdo del puntero sobre el mismo. En la figura 3.3.52 se muestra, como ejemplo, la ventana de propiedades del tramo 103996.

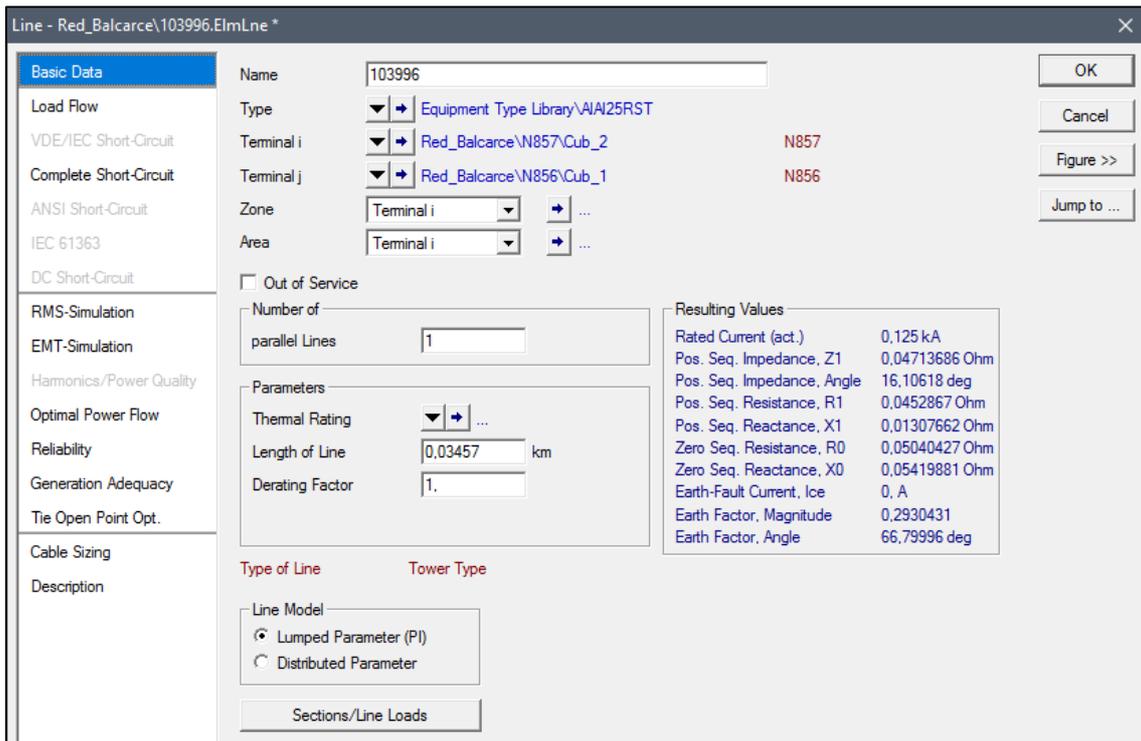


Figura 3.3.52 - Propiedades del tramo de línea 103996

Accediendo a la pestaña *RMS-SIMULATION* se despliega un nuevo menú donde debe tildarse la opción *AVAILABLE* que habilita la simulación de fallas en el tramo. Además, en el campo *SHORT-CIRCUIT LOCATION* se completa la ubicación del defecto simulado dentro de la extensión total de tramo analizado.



Figura 3.3.53 - Configuración del tramo 103996 para la simulación de fallas

Una vez habilitado el tramo donde se desea simular la falla, se presiona sobre el mismo con el botón derecho del puntero y se selecciona la opción *DEFINE > SHORT-CIRCUIT EVENT*.

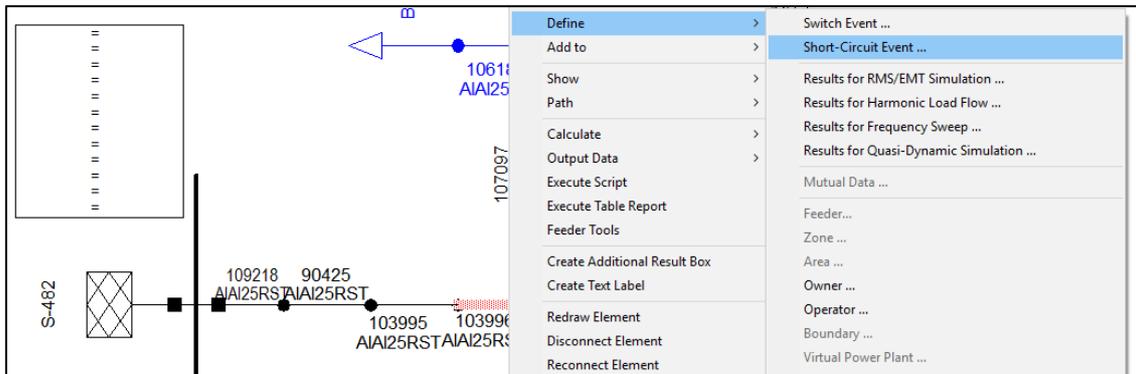


Figura 3.3.54 - Definición de nuevo evento de cortocircuito (*SHORT-CIRCUIT EVENT*)

Luego, se despliega la ventana del evento de cortocircuito creado donde es posible definir el tipo de falla a simular y el valor de la resistencia de falla R_f .

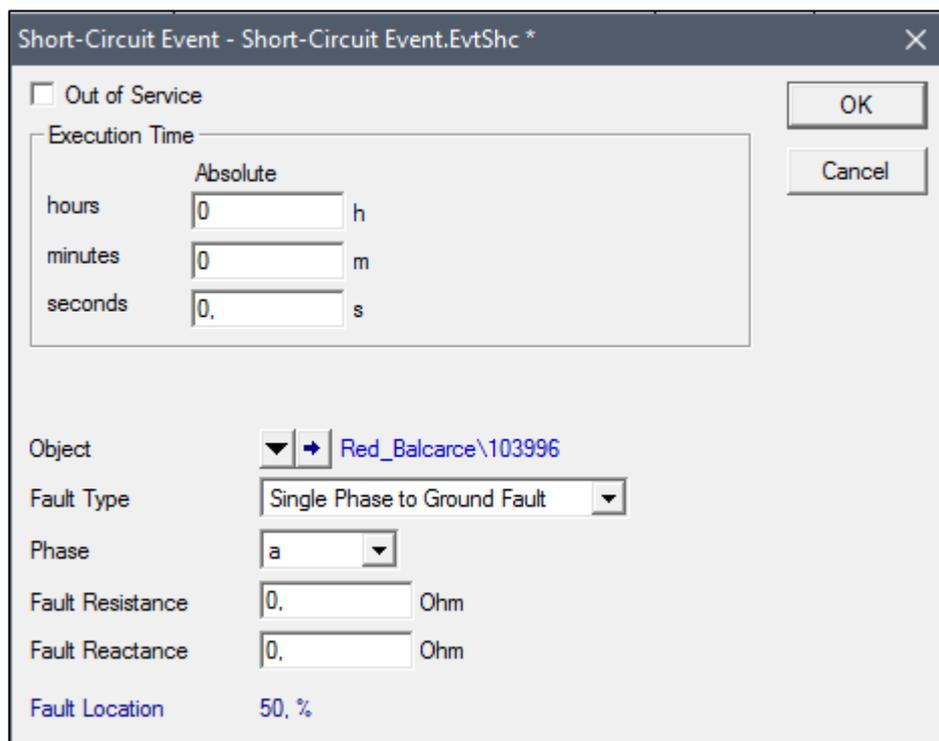


Figura 3.3.55 - Definición del tipo de falla y de la resistencia de falla

Una vez creado el evento de cortocircuito puede visualizarse y ser editado nuevamente, en caso de ser necesario, seleccionando la opción *EDIT SIMULATION EVENTS* en la Barra de Tareas Principal.



Figura 3.3.56 - Edición de eventos definidos

Desde allí es posible editar, eliminar, deshabilitar o crear nuevos eventos si se desea.

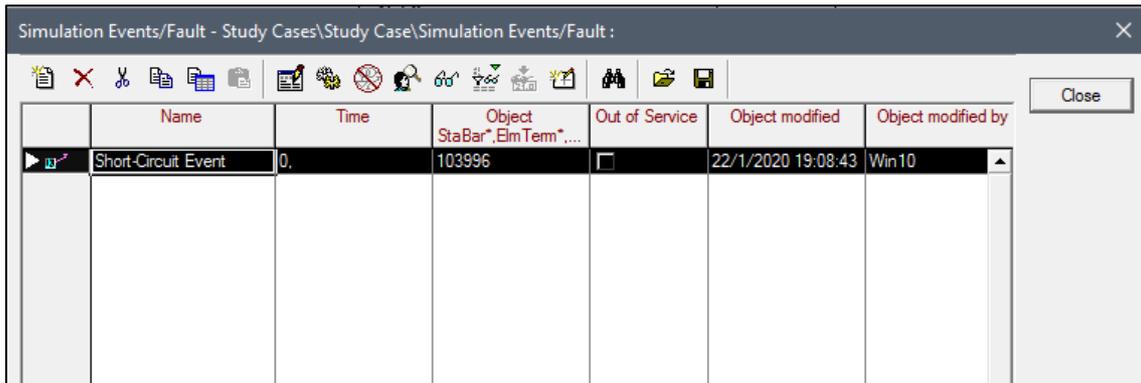


Figura 3.3.57 - Ventana de edición de eventos

Nuevamente, presionando la opción *CALCULATE INITIAL CONDITIONS* en la Barra de Tareas Principal es posible seleccionar el evento creado para la simulación del mismo.

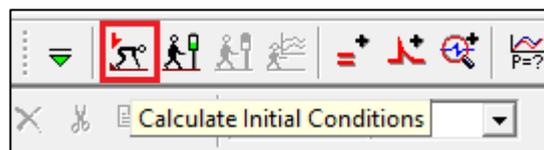


Figura 3.3.58 - Cálculo de condiciones iniciales para la simulación del evento de falla

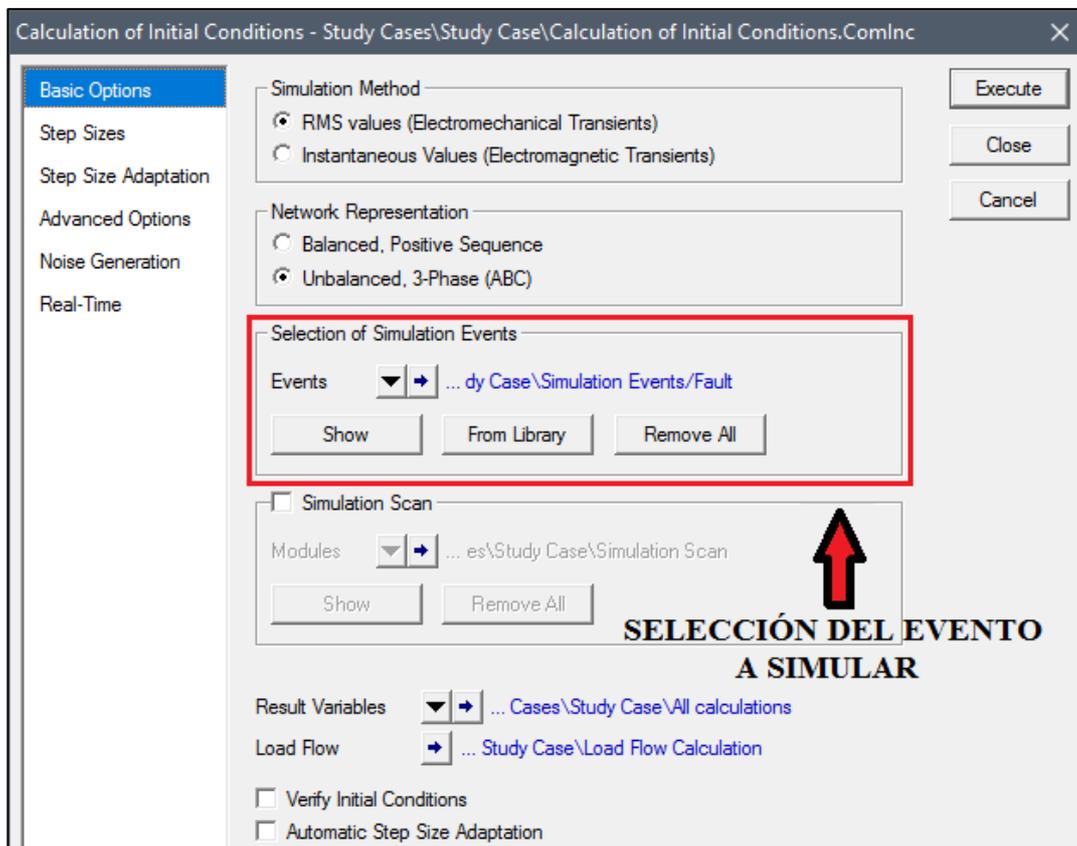


Figura 3.3.59 - Selección del evento a simular

En la ventana desplegada (figura 3.3.59) debe seleccionarse el evento deseado del menú *SELECTION OF SIMULATION EVENTS* y finalmente se presiona *OK*.

Luego de calcular un flujo de carga de la red, ya se está en condiciones de simular la falla propiamente dicha. Para ello debe seleccionarse la opción *START SIMULATION* en la Barra de Tareas Principal y se ejecuta (*EXECUTE*) la simulación de la falla.

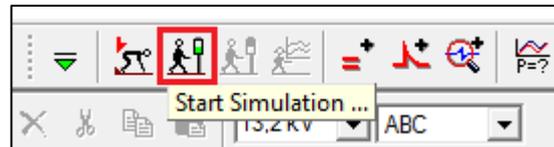


Figura 3.3.60 - Ejecución del evento a simular

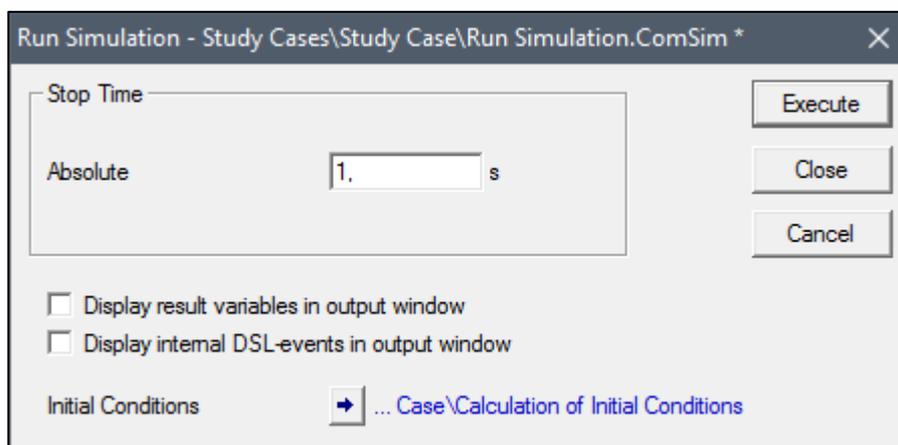


Figura 3.3.61 - Simulación final del evento de falla

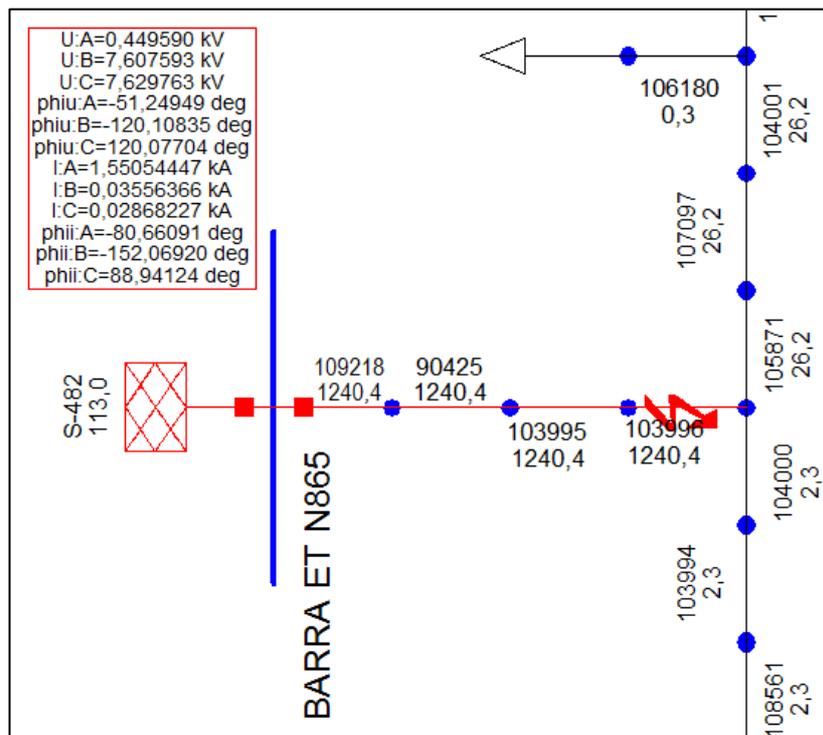


Figura 3.3.62 - Resultados de la simulación del evento de falla

Finalmente, al igual que en el caso del flujo de carga, es posible contar con los valores de tensión y corriente a la salida del distribuidor en la Caja de Resultados, tal como se observa en la figura 3.3.62.

Comparando con el caso de flujo de carga simulado anteriormente, puede notarse que las líneas por las que circula la corriente de falla presentan un estado de carga del 1240,4% respecto de la corriente nominal del conductor.

A modo de aclaración, debe tenerse la precaución de que el tiempo en que se produce la falla (*EXECUTION TIME*), ingresado al momento de definir el tipo de defecto, debe ser menor al tiempo total de ejecución de la simulación (*STOP TIME*). De esta manera la falla ocurre dentro del tiempo total del evento simulado.

$$t_{\text{EXECUTION TIME (FALLA)}} < t_{\text{STOP TIME (SIMULACIÓN)}} \quad [\text{seg}] \quad (3.3.34)$$

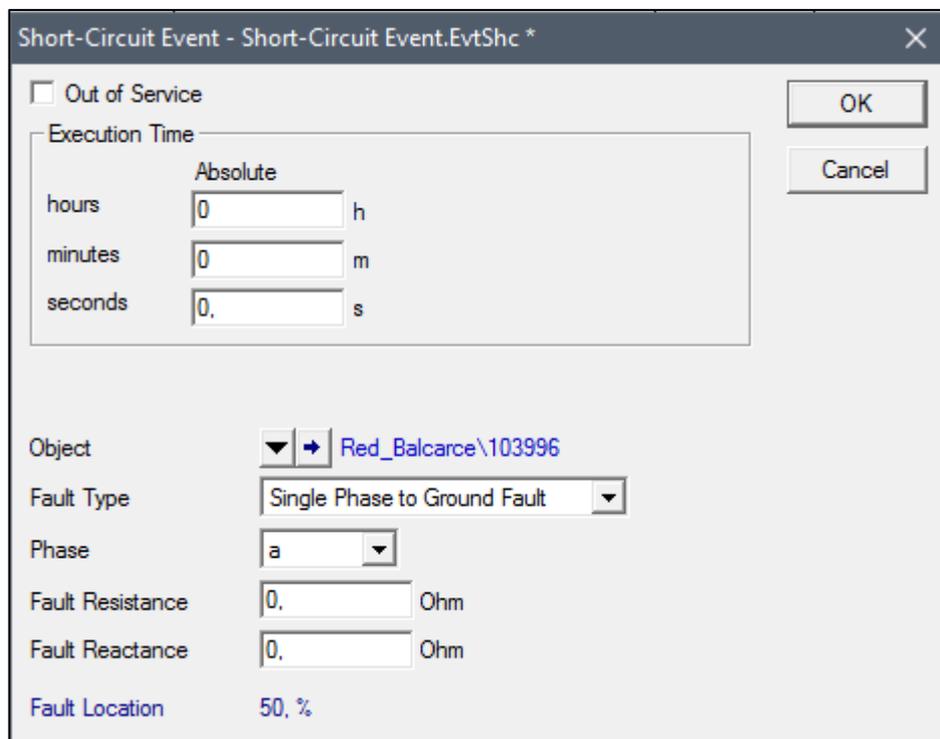


Figura 3.3.63 - Tiempo de ejecución de la falla (*EXECUTION TIME*)

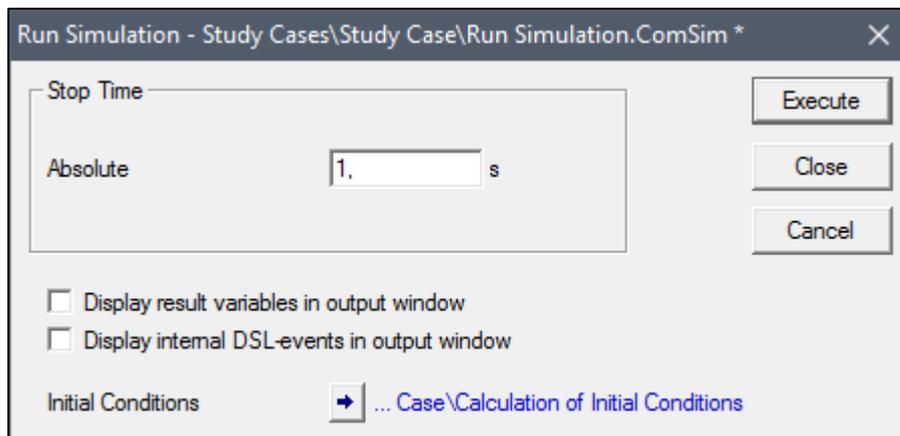


Figura 3.3.64 - Tiempo de ejecución total de la simulación (*STOP TIME*)

3.4. DETERMINACIÓN DEL FLUJO DE CARGA

Una de las principales características que tiene el método presentado aquí es la de requerir los valores de tensión V_n y corriente I_n en el nodo n del tramo analizado. Para esto se hace imperioso poder conocer el flujo de carga real de la forma más aproximada posible, por ejemplo, mediante medición directa en cada derivación de la red de distribución.

En la práctica esto es económicamente inviable por lo que debe estimarse el flujo de carga, hasta un nodo n cualquiera de la red, solo tomando como datos los valores medidos de tensión y corriente en la salida del distribuidor.

En esta sección se detalla la metodología desarrollada para lograr calcular un flujo de carga de toda la red de la manera más aproximada posible.

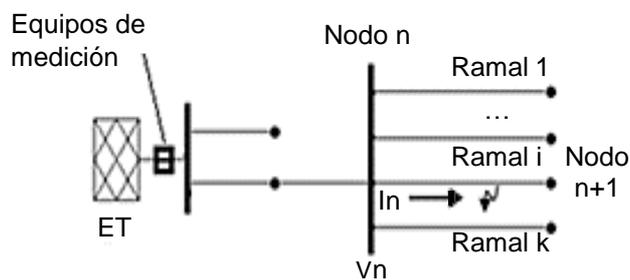


Figura 3.4.1 - Sistema de distribución radial trifilar con medición en salida del distribuidor

3.4.1. DEFINICIÓN DE NODO DE CORRIENTE

Previo a explicar la metodología propuesta para obtener un flujo de carga aproximado, se define una nueva terminología que evita la confusión en el análisis de la red en estudio.

Por un lado, según las leyes de Kirchhoff se denomina *nodo* o *nudo* al punto común a tres o más conductores, tal como se observa en la figura 3.4.2.

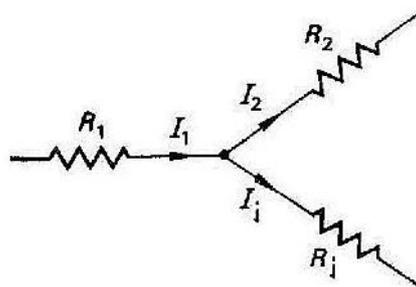


Figura 3.4.2 - Nodo según definición de Primera Ley de Kirchhoff

En este caso, la primera ley de Kirchhoff establece:

“En todo nodo, la suma de las corrientes que entran es igual a la suma de las corrientes que salen del mismo”.

En otras palabras, define la conservación de la carga eléctrica siendo la sumatoria de todas las corrientes que entran y salen del nodo igual a cero.

$$\sum_{j=1}^n i_j = 0 \quad [A] \quad (3.4.1)$$

Por otro lado, como se presentó en la sección 3.1 “Bases de datos georreferenciadas”, según [10] se define al *nodo* como un “punto de interés en la red”, siendo éste no necesariamente un punto de la red en la que se derive corriente. Por ejemplo, un nodo puede ser un punto en el que existe algún cambio en la característica de la línea (cambio de conductor aéreo a subterráneo, cambio de sección, etc.) o aparecen elementos físicos (transformadores, switches, etc.).

Por esto último, para no generar confusión entre ambas definiciones, en el presente trabajo se nombra al nodo en que existen derivaciones de línea (primera ley de Kirchhoff) como *nodo de corriente*. El término *nodo* se deja reservado para la definición usada en el catastro georreferenciado [10].

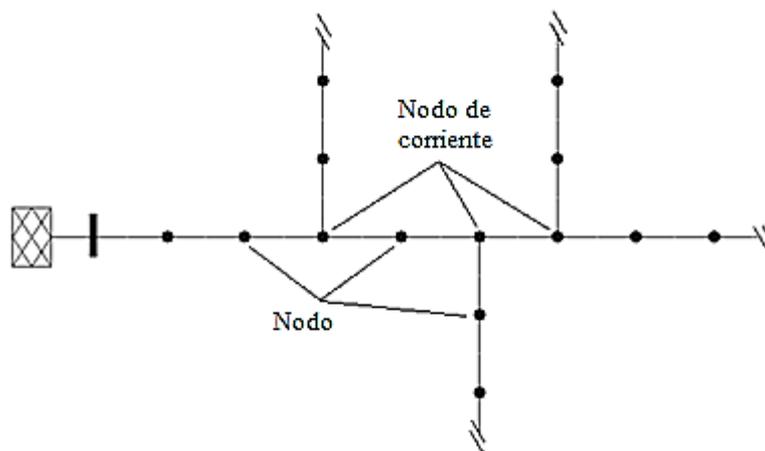


Figura 3.4.3 - Terminología utilizada para describir los nodos de la red eléctrica

A partir del archivo “*lineas.txt*” presentado en 3.6 “Estructura del algoritmo de cálculo”, el cual cuenta con la información del nodo inicial y final de cada tramo de línea de la red, es posible obtener los nodos de corriente de la misma simplemente analizando cuantas veces se repite cada nodo inicial. Si éste se repite dos veces existe un nodo de corriente con dos derivaciones, si lo hace tres veces existe un nodo de corriente con tres derivaciones, y así se puede generalizar que:

“si un nodo inicial se repite n veces, tal que $n > 1$, entonces éste es un nodo de corriente en el que existen n derivaciones”.

Además, deben considerarse como nodo de corriente aquellos nodos en los que existen transformadores (excepto aquellos que sean cargas terminales) ya que en estos también se deriva parte de la corriente.

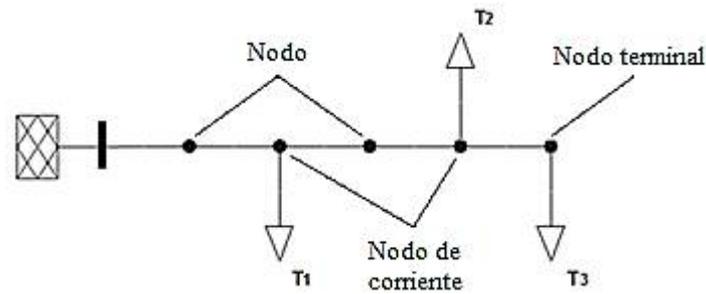


Figura 3.4.4 - Nodo de corriente debido a carga (transformador)

3.4.2. MÉTODO PARA ESTIMAR FLUJOS DE CARGA

El algoritmo que permite obtener los datos de tensión y corriente en un punto determinado de la red considera, como una primera aproximación, que se cuenta con la información del estado de carga de los transformadores de la red previo al evento de falla. Además, durante una falla, la carga permanece constante en términos de impedancia de manera de poder realizar un flujo de carga mientras se desarrolla el defecto. De esta manera, es posible contar con una estimación de la demanda en un instante determinado.

Con estas hipótesis es factible poder calcular para cada nodo de corriente la impedancia equivalente de cada una de sus derivaciones $Z_{EQ. RAMAL}$, tal como se desarrolla en la sección 3.5 “Cálculo de la impedancia de carga”.

Con la información de la impedancia de cada tramo de línea y la impedancia equivalente de cada derivación puede calcularse los valores de tensión y corriente en cualquier punto de la red, aún durante un estado de falla:

- I. Se obtienen los valores de tensión V_{MEDIDA} y corriente I_{MEDIDA} de los equipos de medición en barras del distribuidor.

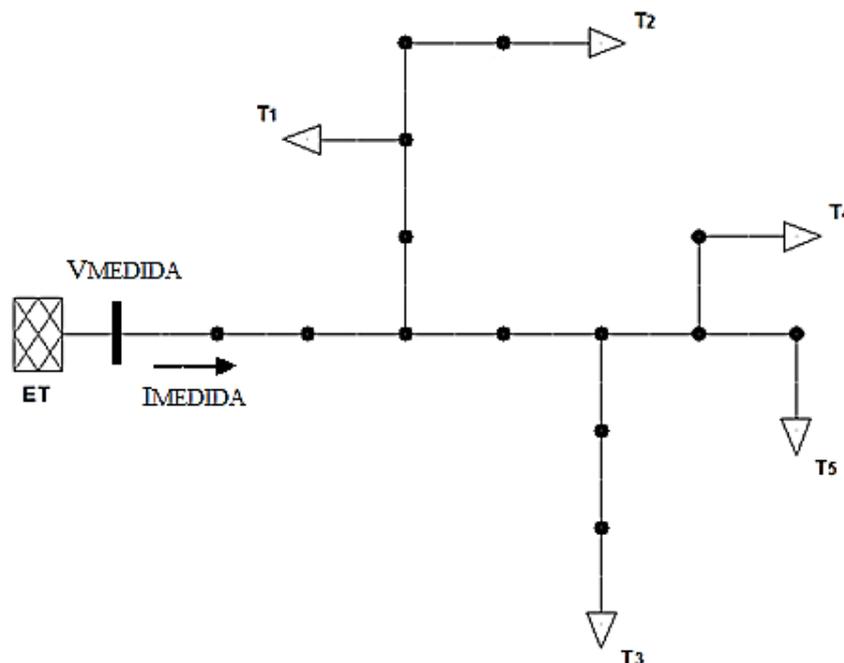


Figura 3.4.5 - Medición de tensión y corriente en barras principales del distribuidor

- II. Con la impedancia serie acumulada Z_{SERIE} hasta el primer nodo de corriente, puede obtenerse la tensión V_{n1} en dicho punto.

$$V_{n1} = V_{MEDIDA} - Z_{SERIE} * I_{MEDIDA} \quad [V] \quad (3.4.2)$$

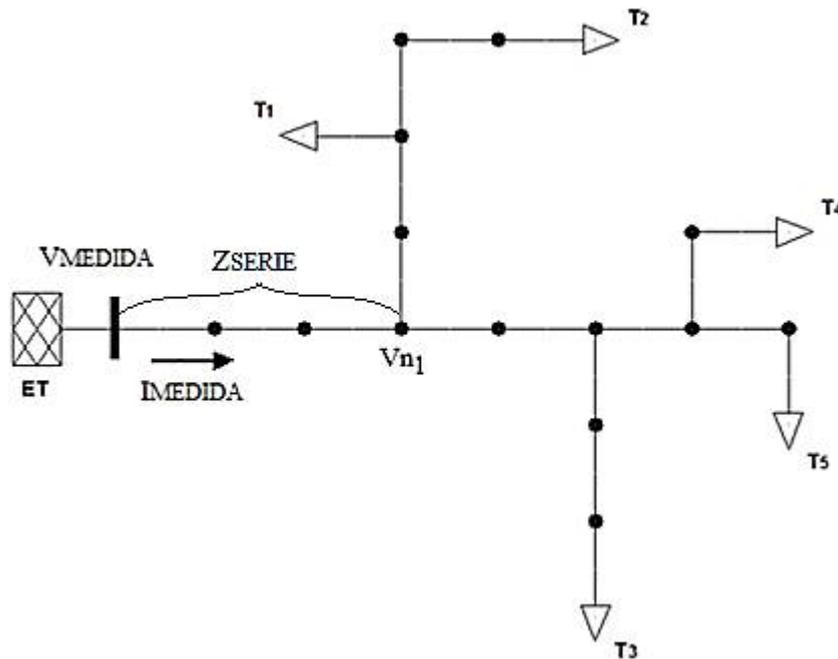


Figura 3.4.6 - Caída de tensión hasta primer nodo de corriente

- III. Una vez actualizados los valores tensión en el nodo de corriente en análisis, es posible calcular la corriente que se deriva por cada ramal de acuerdo al valor de impedancia equivalente $Z_{EQ. RAMAL i}$ de cada uno de ellos:

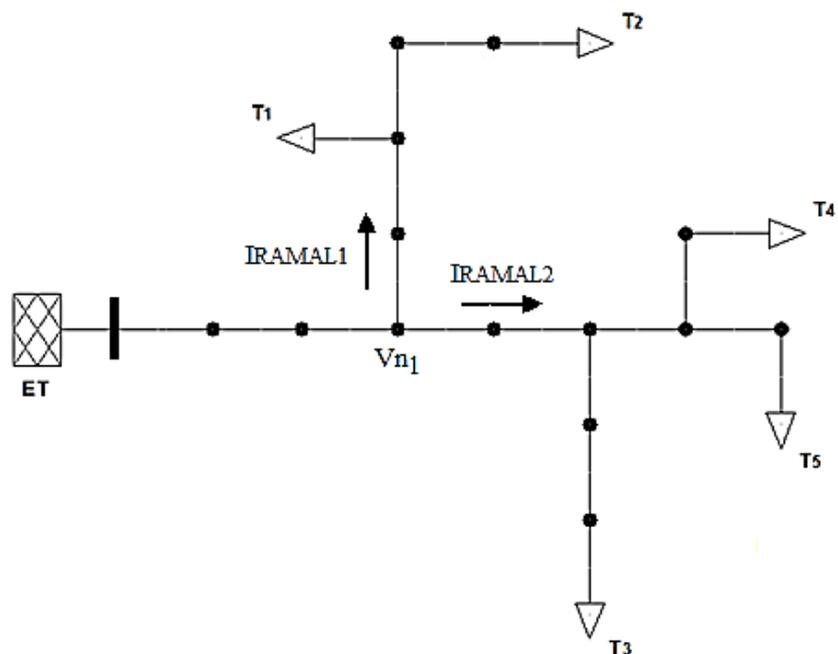


Figura 3.4.7 - Corriente derivada por cada ramal del nodo de corriente

$$I_{RAMAL1} = (Z_{EQ. RAMAL1})^{-1} * V_{n1} \quad [A] \quad (3.4.3)$$

$$I_{RAMAL2} = (Z_{EQ. RAMAL2})^{-1} * V_{n1} \quad [A] \quad (3.4.4)$$

- IV. Luego, repitiendo el procedimiento puede determinarse el valor de tensión **V_{ni}** y corriente **I_{ni}** en el nodo **ni** que se desee de la red.
- V. En caso de existir una carga **k** en un nodo de corriente, solo es necesario restarle a la corriente **I_{RAMALi}** la corriente que se deriva en la carga **I_{CARGAk}**.

$$I_{RAMALj} = I_{RAMALi} - I_{CARGAk} \quad [A] \quad (3.4.5)$$

$$I_{RAMALj} = I_{RAMALi} - (Z_{EQ. CARGAk})^{-1} * V_{ni} \quad [A] \quad (3.4.6)$$

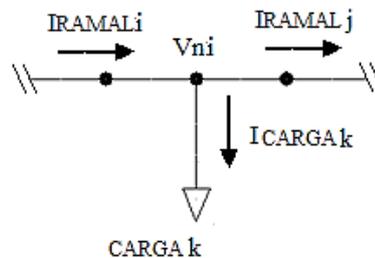


Figura 3.4.8 - Corriente derivada en una carga k

3.5. CALCULO DE LA IMPEDANCIA DE CARGA

Algunos métodos prácticos, tales como el método de impedancia aparente usado en [14], calculan indirectamente el valor de impedancia a partir de los valores de tensión y corriente en dicho punto. Sin embargo, ese método de cálculo es aproximado ya que desprecia las impedancias mutuas entre líneas (en el caso de líneas eléctricas trifilares y bifilares). Por ejemplo, sean **V^{1x3}** la matriz de tensiones de fase e **I^{1x3}** la matriz de corrientes de línea, se obtiene la siguiente matriz de impedancia aparente **Z_{APARENTE}^{3x3}**:

$$V = \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad [V] \quad (3.5.1)$$

$$I = \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad [A] \quad (3.5.2)$$

Donde:

$$Z_{aAPARENTE} = \frac{V_a}{I_a} \quad [\Omega] \quad (3.5.3)$$

$$Z_{bAPARENTE} = \frac{V_b}{I_b} \quad [\Omega] \quad (3.5.4)$$

$$Z_{cAPARENTE} = \frac{V_c}{I_c} \quad [\Omega] \quad (3.5.5)$$

$$Z_{APARENTE} = \begin{vmatrix} Z_{aAPARENTE} & 0 & 0 \\ 0 & Z_{bAPARENTE} & 0 \\ 0 & 0 & Z_{cAPARENTE} \end{vmatrix} \quad [\Omega] \quad (3.5.6)$$

La siguiente técnica de análisis propuesta, soluciona este problema calculando la impedancia equivalente a partir de los datos de impedancia de las líneas eléctricas y de la impedancia propia de las cargas para el estado de carga considerado. Este algoritmo, desarrollado en el programa MATLAB, para la obtención del valor de impedancia equivalente visto aguas abajo de un punto de la red es aplicable tanto a redes trifilares, bifilares como monofilares.

Con el valor de esta impedancia es posible, por ejemplo, realizar el análisis visto en la sección 3.2 “Método para la eliminación de la múltiple estimación”, donde es necesario contar con una impedancia de carga Z_c vista aguas debajo del nodo $n+1$.

De manera de simplificar su entendimiento, se explica a continuación este algoritmo a partir de un ejemplo práctico simple. Para su estudio deben tenerse en cuenta los siguientes casos constructivos de la red: a) red con un solo ramal aguas abajo del punto en análisis (un único nodo terminal) y b) red con más de un ramal aguas abajo del punto en análisis (más de un nodo terminal).

A. Red con un solo ramal aguas abajo del punto en análisis

La red aguas abajo del punto analizado N_{eq} está formada por un único ramal con sus respectivos nodos N_1, N_2, \dots, N_6 (coincidente con el único nodo terminal N_T), y por las distintas cargas T_1, T_2 y T_3 . Particularmente, las cargas acometen directamente al ramal, es decir, que no lo hacen por medio de otro ramal como se mostrará en el caso B.

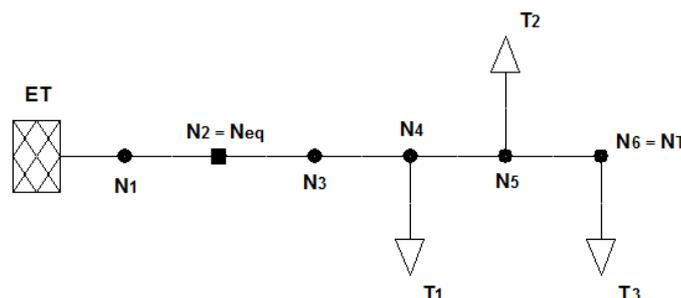


Figura 3.5.1 - Red con un único ramal aguas debajo de N_{eq}

Como se mencionó anteriormente, el objetivo de este algoritmo es obtener el valor de la impedancia equivalente **Z_{eq}** vista aguas abajo del nodo **Neq** (**N₂**). Los pasos para llegar al mismo son los siguientes:

I. Búsqueda del índice de **Neq** dentro del vector de nodos del ramal en estudio, según [10].

$$\text{Nodos} = [N_1 \ N_2 \ N_3 \ N_4 \ N_5 \ N_6] \quad (3.5.7)$$

En este caso particular, **Neq** coincide con el segundo elemento del vector, **N₂**.

En el algoritmo programado en MATLAB, descrito en la sección 3.6 “Estructura del algoritmo de cálculo”, la información de cada ramal está contenida en diferentes vectores. Cada elemento que conforma el vector corresponde a un tramo de línea, de manera que el primer elemento corresponde al primer tramo, el segundo elemento al tramo siguiente, y así sucesivamente hasta llegar al último elemento del vector que pertenece al tramo de línea final. Existen distintos vectores por cada ramal con información acerca del nombre de la línea, de la impedancia de cada tramo, de los nodos iniciales, de los nodos finales y de la cantidad de fases de cada tramo.

II. Con este índice, se crea un nuevo vector recortado con los elementos aguas abajo del nodo en estudio.

$$\text{Nodos recortado} = [N_2 \ N_3 \ N_4 \ N_5 \ N_6] \quad (3.5.8)$$

Es decir, para el algoritmo el ramal queda modificado tal como se observa en la siguiente figura:

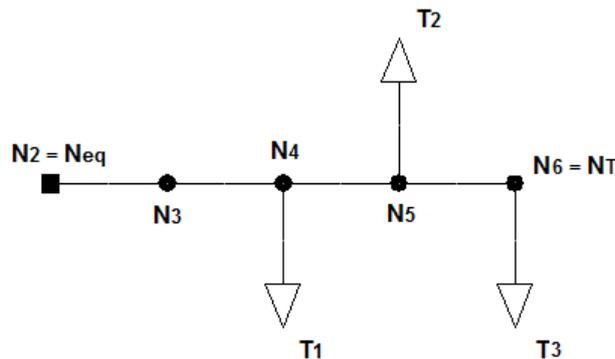


Figura 3.5.2 - Red recortada debajo de **Neq**

Dado que en este punto de la programación se cuenta con más información previa de cada ramal, también se crearon nuevos vectores recortados de otros parámetros: ID de línea, fases de línea e impedancia de línea.

$$\text{ID de línea recortado} = [ID_2 \ ID_3 \ ID_4 \ ID_5] \quad (3.5.9)$$

$$\text{Fase de línea recortado} = [F_2 \ F_3 \ F_4 \ F_5] \quad (3.5.10)$$

$$\text{Impedancia recortado} = [Zl_2 \ Zl_3 \ Zl_4 \ Zl_5] \quad (3.5.11)$$

III. Se invierten los elementos de cada vector, de modo de poder analizar la red desde el último nodo del ramal **Nt** hacia el nodo en estudio **Neq**. De esta manera, la reducción del circuito para la obtención de la impedancia equivalente se realiza en orden desde el nodo terminal **Nt** hacia el nodo en estudio **Neq**.

$$\text{Nodos recortado invertido} = [N_6 \ N_5 \ N_4 \ N_3 \ N_2] \quad (3.5.12)$$

$$\text{ID recortado invertido} = [ID_5 \ ID_4 \ ID_3 \ ID_2] \quad (3.5.13)$$

$$\text{Fase recortado invertido} = [F_5 \ F_4 \ F_3 \ F_2] \quad (3.5.14)$$

$$\text{Zl recortado invertido} = [Zl_5 \ Zl_4 \ Zl_3 \ Zl_2] \quad (3.5.15)$$

El objetivo del procedimiento es poder obtener al final del cálculo, en el último elemento del vector de impedancias recortado e invertido (3.5.15), el valor de la impedancia equivalente **Zeq** deseada.

IV. Se reemplaza la impedancia del último tramo **Zl₅**, primer elemento de (3.5.15), por la suma de la impedancia de dicho tramo y la impedancia de la carga **ZT₃**.

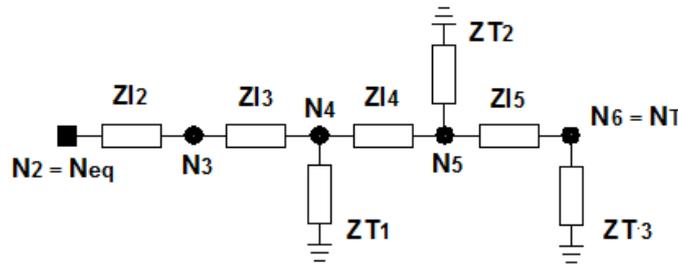


Figura 3.5.3 - Impedancias de red recortada previa al cálculo

$$Zl_5 = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \quad [\Omega] \quad (3.5.16)$$

$$ZT_3 = \begin{bmatrix} Z_{Taa} & 0 & 0 \\ 0 & Z_{Tbb} & 0 \\ 0 & 0 & Z_{Tcc} \end{bmatrix} \quad [\Omega] \quad (3.5.17)$$

$$Zl_5' = Zl_5 + ZT_3 \quad [\Omega] \quad (3.5.18)$$

$$Zl_5' = \begin{bmatrix} Z_{aa} + Z_{Taa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} + Z_{Tbb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} + Z_{Tcc} \end{bmatrix} \quad [\Omega] \quad (3.5.19)$$

Luego:

$$Zl \text{ recortado invertido} = [Zl_5' \ Zl_4 \ Zl_3 \ Zl_2] \quad (3.5.20)$$

Con este paso, Zl_5' representa la suma de dos impedancias en serie, tal como se muestra a continuación:

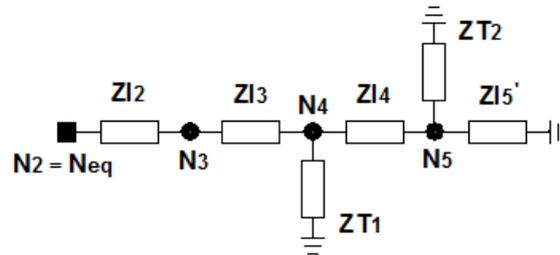


Figura 3.5.4 - Modificación de la impedancia del último tramo

V. Una vez realizada la primera suma en serie de las impedancias de línea y de la carga del nodo terminal N_t , se prosigue con el cálculo y se analizan las siguientes condiciones posibles teniendo en cuenta el próximo nodo del vector de nodos invertidos (3.5.12), N_5 .

- a. El nodo N_5 es el nodo en el que se quiere obtener la impedancia equivalente, es decir, $N_5 = Neq$.

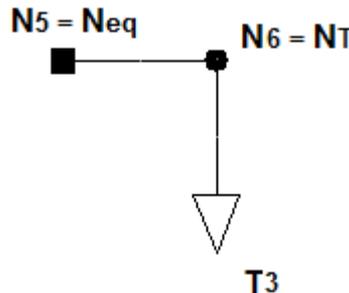


Figura 3.5.5 - Condición a para nodo N_5

- b. El nodo N_5 no coincide con Neq y es un nodo en el que no acomete una carga y aguas arriba de este existe otro tramo de línea.

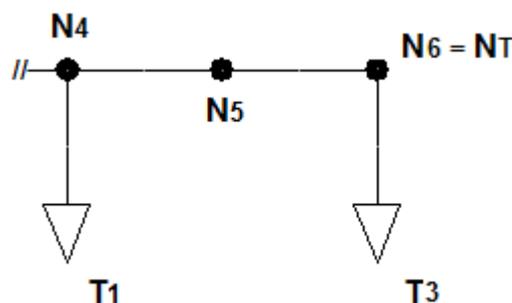


Figura 3.5.6 - Condición b para nodo N_5

- c. El nodo **N₅** no coincide con **N_{eq}** y es un nodo en el que acomete una carga.

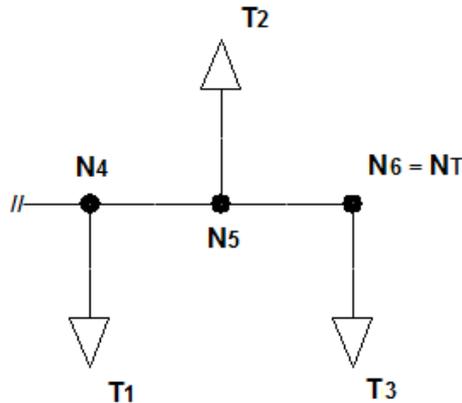


Figura 3.5.7 - Condición c para nodo **N₅**

En este caso en particular, se tiene la condición c en la que el nodo **N₅** no coincide con **N_{eq}** y es un nodo en el que acomete una carga. Por lo tanto, se realiza el cálculo para obtener la impedancia equivalente **Z_{//1}** del paralelo de ambas impedancias. En este caso, la carga **T₂** acomete al nodo **N₅**, por lo que debe hacerse la combinación en paralelo de las impedancias **ZT₂** y **ZI₅'**, respectivamente.

Debido a que dicho cálculo es complejo si se utilizan directamente las matrices de impedancia, se opta por realizar la suma de las matrices de admitancias de la línea y la carga. Es decir:

$$Y_{I_5'} = (Z_{I_5'})^{-1} = \begin{bmatrix} Y_{aa} & Y_{ab} & Y_{ac} \\ Y_{ba} & Y_{bb} & Y_{bc} \\ Y_{ca} & Y_{cb} & Y_{cc} \end{bmatrix} \quad [S] \quad (3.5.21)$$

$$Y_{T_2} = (Z_{T_2})^{-1} = \begin{bmatrix} Y_{T_{aa}} & 0 & 0 \\ 0 & Y_{T_{bb}} & 0 \\ 0 & 0 & Y_{T_{cc}} \end{bmatrix} \quad [S] \quad (3.5.22)$$

$$Y_{//1} = Y_{I_5'} + Y_{T_2} \quad [S] \quad (3.5.23)$$

Luego:

$$Z_{//1} = (Y_{//1})^{-1} \quad [\Omega] \quad (3.5.24)$$

Finalmente, se reemplaza el valor de **ZI₅'** por el de **Z_{//1}**, y se lo suma a la impedancia del próximo tramo **ZI₄**.

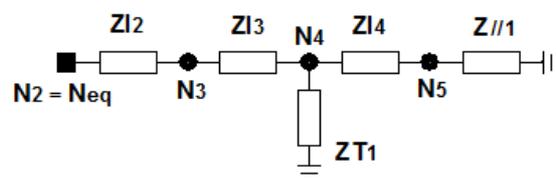


Figura 3.5.8 - Suma en paralelo de impedancias **ZI₅'** y **ZT₂**

$$Zl \text{ recortado invertido} = [Z_{//1} \quad Zl_4 \quad Zl_3 \quad Zl_2] \quad (3.5.25)$$

Análogamente se reemplaza en (3.5.25) el valor de Zl_4 por la suma de Zl_4 y $Z_{//1}$, para realizar la suma en serie de estas impedancias.

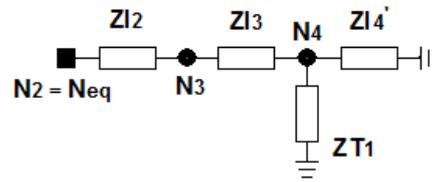


Figura 3.5.9 - Suma en serie de impedancias Zl_4 y $Z_{//1}$

$$Zl_4' = Zl_4 + Z_{//1} \quad [\Omega] \quad (3.5.26)$$

$$Zl \text{ recortado invertido} = [Z_{//1} \quad Zl_4' \quad Zl_3 \quad Zl_2] \quad (3.5.27)$$

VI. Se repite el mismo análisis hecho en V. para el nodo N_4 y se aplica nuevamente la condición V.c. para realizar la combinación en paralelo de Zl_4' y ZT_1 :

$$Yl_4' = (Zl_4')^{-1} = \begin{bmatrix} Y_{aa} & Y_{ab} & Y_{ac} \\ Y_{ba} & Y_{bb} & Y_{bc} \\ Y_{ca} & Y_{cb} & Y_{cc} \end{bmatrix} \quad [S] \quad (3.5.28)$$

$$YT_1 = (ZT_1)^{-1} = \begin{bmatrix} YT_{aa} & 0 & 0 \\ 0 & YT_{bb} & 0 \\ 0 & 0 & YT_{cc} \end{bmatrix} \quad [S] \quad (3.5.29)$$

$$Y_{//2} = Yl_4' + YT_1 \quad [S] \quad (3.5.30)$$

Luego:

$$Z_{//2} = (Y_{//2})^{-1} \quad [\Omega] \quad (3.5.31)$$

Finalmente, se reemplaza en (3.5.27) el valor de Zl_4' por el de $Z_{//2}$, y se lo suma a la impedancia del próximo tramo Zl_3 .

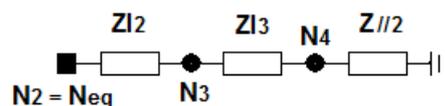


Figura 3.5.10 - Suma en paralelo de impedancias Zl_4' y ZT_1

$$Zl \text{ recortado invertido} = [Z_{//1} \quad Z_{//2} \quad Zl_3 \quad Zl_2] \quad (3.5.32)$$

Análogamente, se reemplaza en (3.5.32) el valor de Zl_3 por la suma de Zl_3 y $Z_{//2}$, para realizar la suma en serie de estas impedancias.

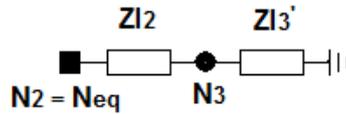


Figura 3.5.11 - Suma en serie de impedancias Zl_3 y $Z_{//2}$

$$Zl_3' = Zl_3 + Z_{//2} \quad [\Omega] \quad (3.5.33)$$

$$Zl \text{ recortado invertido} = [Z_{//1} \quad Z_{//2} \quad Zl_3' \quad Zl_2] \quad (3.5.34)$$

VII. Se repite el mismo análisis hecho en V. para el nodo N_3 y se aplica la condición V.b., es decir, el nodo N_3 no coincide con Neq y es un nodo en el que no acomete una carga y aguas arriba de este existe otro tramo de línea.

Simplemente, se realiza la combinación en serie de las impedancias Zl_3' y Zl_2 , de la misma forma que en los pasos anteriores, es decir, se reemplaza Zl_2 en (3.5.34) por la suma de las impedancias previamente mencionadas:

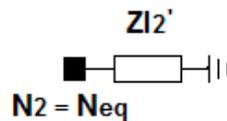


Figura 3.5.12 - Suma en serie de impedancias Zl_3' y Zl_2

$$Zl_2' = Zl_2 + Zl_3' \quad [\Omega] \quad (3.5.35)$$

$$Zl \text{ recortado invertido} = [Z_{//1} \quad Z_{//2} \quad Zl_3' \quad Zl_2'] \quad (3.5.36)$$

VIII. Por último, se repite de igual forma el análisis hecho en V. para el nodo N_3 , resultando verdadera la condición V.a., es decir, el nodo N_2 es el nodo en el que se quiere obtener la impedancia equivalente ($N_2 = Neq$).

Si en el nodo actual no acomete ninguna carga, la impedancia equivalente Zeq deseada se obtiene como sigue:

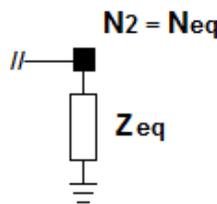


Figura 3.5.13 - Impedancia equivalente Zeq

$$Zeq = Zl_2' \quad [\Omega] \quad (3.5.36)$$

Como se mencionó en un principio, luego de las sucesivas operaciones sobre el vector de impedancias de línea recortado e invertido (3.5.15) se obtuvo el valor de la impedancia equivalente en el último elemento de dicho vector.

Puede darse un caso particular diferente, en la que en el nodo **N_{eq}** acomete una carga **T_{eq}**. Ante esta situación, se realiza la combinación en paralelo de ambas impedancias tal como se lo realizó en los pasos anteriores:

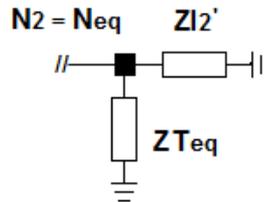


Figura 3.5.14 - Impedancia equivalente **Z_{eq}**

$$Y_{l_2'} = (Z_{l_2}')^{-1} = \begin{bmatrix} Y_{aa} & Y_{ab} & Y_{ac} \\ Y_{ba} & Y_{bb} & Y_{bc} \\ Y_{ca} & Y_{cb} & Y_{cc} \end{bmatrix} \quad [S] \quad (3.5.37)$$

$$Y_{teq} = (Z_{Teq})^{-1} = \begin{bmatrix} Y_{Taa} & 0 & 0 \\ 0 & Y_{Tbb} & 0 \\ 0 & 0 & Y_{Tcc} \end{bmatrix} \quad [S] \quad (3.5.38)$$

$$Y_{//3} = Y_{l_2'} + Y_{Teq} \quad [S] \quad (3.5.39)$$

Luego:

$$Z_{//3} = (Y_{//3})^{-1} \quad [\Omega] \quad (3.5.40)$$

Finalmente:

$$Z_{eq} = Z_{//3} \quad [\Omega] \quad (3.5.41)$$

B. Red con más de un ramal aguas abajo del punto en análisis

La red aguas abajo del punto en estudio **N_{eq}** está formada por más de un ramal con sus respectivos nodos **N₁, N₂, ..., N_n** (coincidente con el nodo terminal **N_{ti}**), y por las distintas cargas **T₁, T₂, ..., T_n**.

En este tipo de red existen nodos en los que se encuentran derivaciones de líneas, a los cuales ya se los denominó anteriormente como *nodos de corriente* en la sección 3.4 “Determinación del flujo de carga”. Para el caso particular que se muestra en la figura 3.5.15, los nodos de corriente correspondientes a derivaciones de líneas son **N₄, N₁₁** y **N₁₄**.

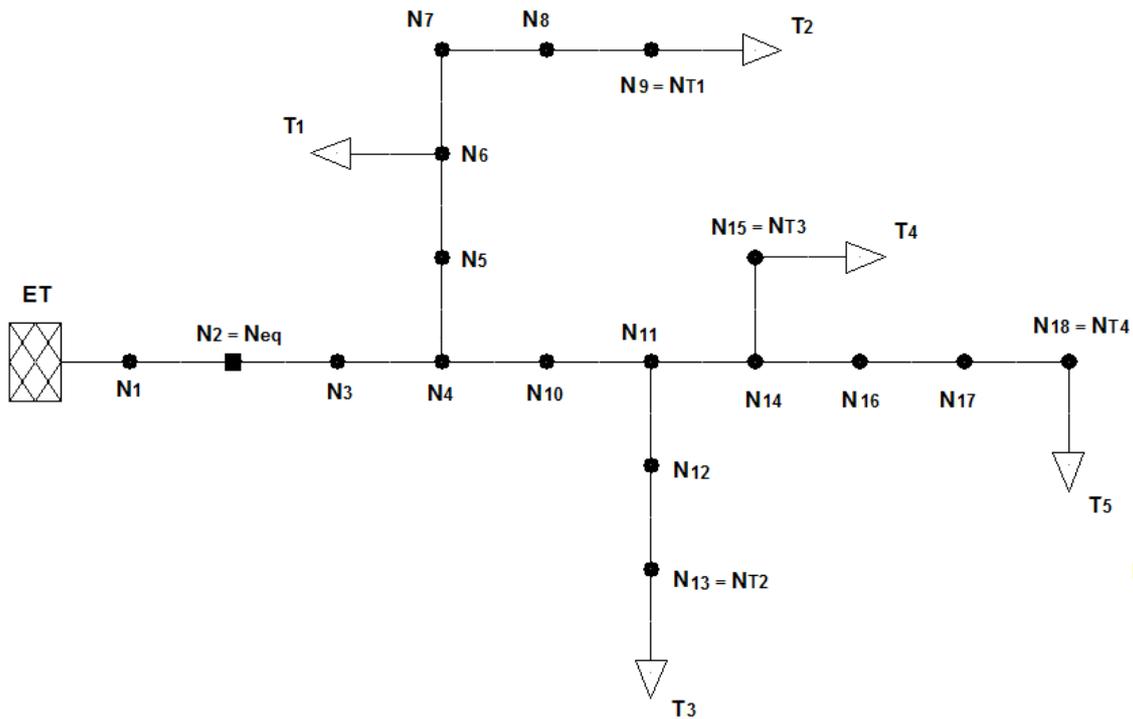


Figura 3.5.15 - Red con más de un ramal aguas debajo de **Neq**

El algoritmo desarrollado para obtener el valor de la impedancia equivalente **Zeq**, según esta topología de red (más de un ramal), se explica a continuación:

I. Búsqueda del índice de **Neq** dentro de cada vector de nodos de los distintos ramales, según [10].

$$\text{Nodos}_{\text{RAMAL } 1} = [N_1 \ N_2 \ N_3 \ N_4 \ N_5 \ N_6 \ N_7 \ N_8 \ N_9] \quad (3.5.42)$$

$$\text{Nodos}_{\text{RAMAL } 2} = [N_1 \ N_2 \ N_3 \ N_4 \ N_{10} \ N_{11} \ N_{12} \ N_{13}] \quad (3.5.43)$$

$$\text{Nodos}_{\text{RAMAL } 3} = [N_1 \ N_2 \ N_3 \ N_4 \ N_{10} \ N_{11} \ N_{14} \ N_{15}] \quad (3.5.44)$$

$$\text{Nodos}_{\text{RAMAL } 4} = [N_1 \ N_2 \ N_3 \ N_4 \ N_{10} \ N_{11} \ N_{14} \ N_{16} \ N_{17} \ N_{18}] \quad (3.5.45)$$

En este caso particular, **Neq** coincide con el segundo elemento de cada vector, **N₂**.

II. Con este índice, se crea un nuevo vector recortado con los elementos aguas debajo de éste para cada ramal.

$$\text{Nodos recortados}_{\text{RAMAL } 1} = [N_2 \ N_3 \ N_4 \ N_5 \ N_6 \ N_7 \ N_8 \ N_9] \quad (3.5.46)$$

$$\text{Nodos recortados}_{\text{RAMAL } 2} = [N_2 \ N_3 \ N_4 \ N_{10} \ N_{11} \ N_{12} \ N_{13}] \quad (3.5.47)$$

$$\text{Nodos recortados}_{\text{RAMAL } 3} = [N_2 \ N_3 \ N_4 \ N_{10} \ N_{11} \ N_{14} \ N_{15}] \quad (3.5.48)$$

$$\text{Nodos recortados}_{\text{RAMAL } 4} = [N_2 \ N_3 \ N_4 \ N_{10} \ N_{11} \ N_{14} \ N_{16} \ N_{17} \ N_{18}] \quad (3.5.49)$$

Es decir, para el algoritmo, los ramales quedan modificados tal como se observa en la figura 3.5.16.

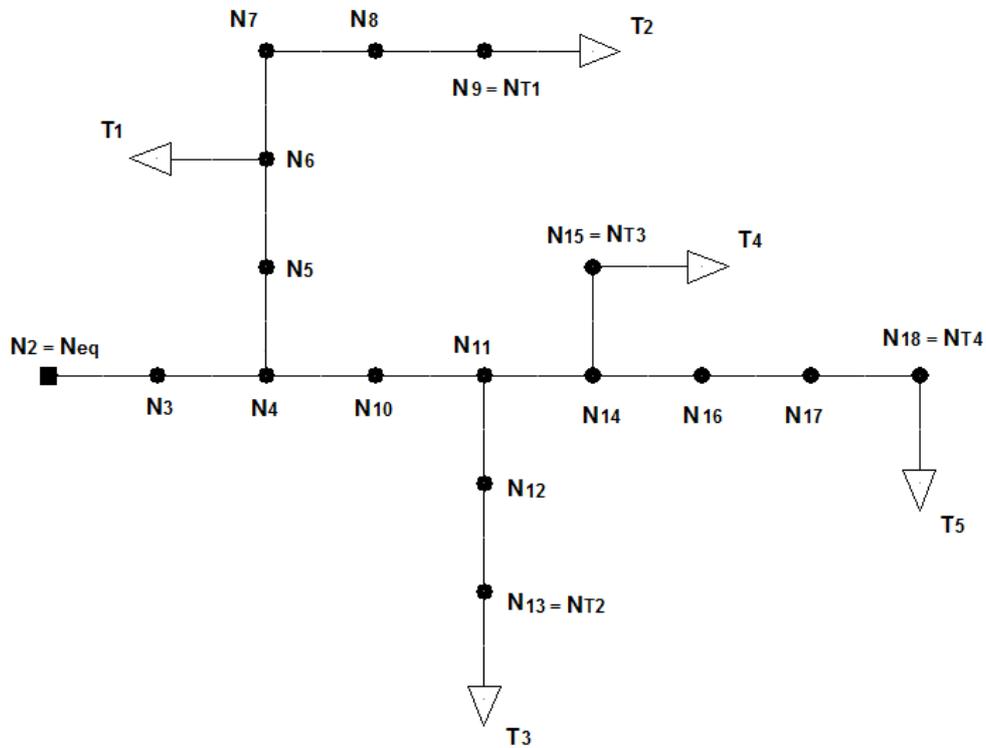


Figura 3.5.16 - Red recortada debajo de **Neq**

Dado que en este punto de la programación se cuenta con más información previa de cada ramal, también se crearon nuevos vectores recortados de otros parámetros: ID de línea, fases de línea e impedancia de línea.

$$\text{ID de línea recortado}_{\text{RAMAL } i} = [ID_2 \ ID_3 \ \dots \ ID_n] \quad (3.5.50)$$

$$\text{Fase de línea recortado}_{\text{RAMAL } i} = [F_2 \ F_3 \ \dots \ F_n] \quad (3.5.51)$$

$$\text{Impedancia recortado}_{\text{RAMAL } i} = [Zl_2 \ Zl_3 \ \dots \ Zl_n] \quad (3.5.52)$$

III. Se invierten los elementos de cada vector, de modo de poder analizar la red desde el último nodo de cada ramal **N_{ti}** hacia el nodo en estudio **Neq**.

$$\text{Nodos recortado invertido}_{\text{RAMAL } i} = [N_n \ \dots \ N_3 \ N_2] \quad (3.5.53)$$

$$\text{ID recortado invertido}_{\text{RAMAL } i} = [ID_n \ \dots \ ID_3 \ ID_2] \quad (3.5.54)$$

$$\text{Fase recortado invertido}_{\text{RAMAL } i} = [F_n \ \dots \ F_3 \ F_2] \quad (3.5.55)$$

$$\text{Zl recortado invertido}_{\text{RAMAL } i} = [Zl_n \ \dots \ Zl_3 \ Zl_2] \quad (3.5.56)$$

IV. Se reemplaza la impedancia del último tramo de cada ramal i , primer elemento del vector de impedancia invertida (3.5.56), por la suma de la impedancia de dicho tramo y la impedancia de la carga terminal para cada ramal i .

$$Zl_n = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \quad [\Omega] \quad (3.5.57)$$

$$ZT_i = \begin{bmatrix} Z_{Taa} & 0 & 0 \\ 0 & Z_{Tbb} & 0 \\ 0 & 0 & Z_{Tcc} \end{bmatrix} \quad [\Omega] \quad (3.5.58)$$

$$Zl_n' = Zl_n + ZT_i \quad [\Omega] \quad (3.5.59)$$

$$Zl_n' = \begin{bmatrix} Z_{aa} + Z_{Taa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} + Z_{Tbb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} + Z_{Tcc} \end{bmatrix} \quad [\Omega] \quad (3.5.60)$$

Luego:

$$Zl \text{ recortado invertido}_{RAMAL i} = [Zl_n' \dots Zl_3 \ Zl_2] \quad (3.5.61)$$

Con este paso, Zl_n' representa la suma de dos impedancias en serie.

Hasta aquí el algoritmo para ambos casos (red con un único ramal o red con más de un ramal) es similar y no presenta variaciones en su estudio.

V. Una vez realizada la primera suma en serie de las impedancias de línea y de la carga del nodo terminal N_{ti} para cada ramal i , se considera para el primero de ellos las siguientes condiciones posibles teniendo en cuenta el próximo nodo del vector de nodos invertido.

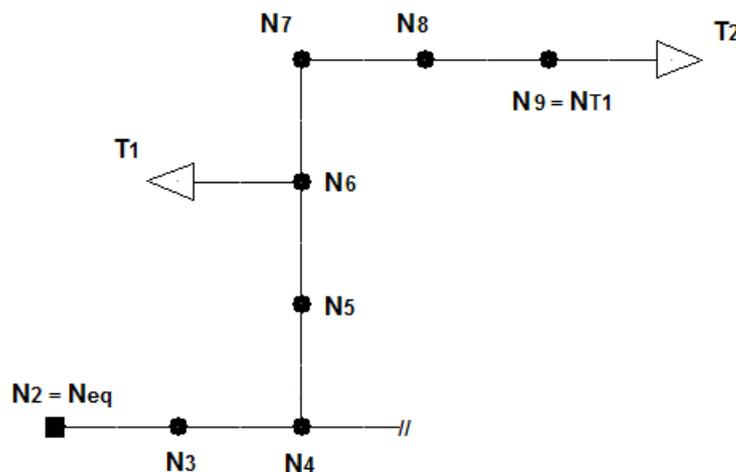


Figura 3.5.17 - Primer ramal de la red recortada

$$\text{Nodos recortados invertido}_{RAMAL 1} = [N_9 \ N_8 \ N_7 \ N_6 \ N_5 \ N_4 \ N_3 \ N_2] \quad (3.5.62)$$

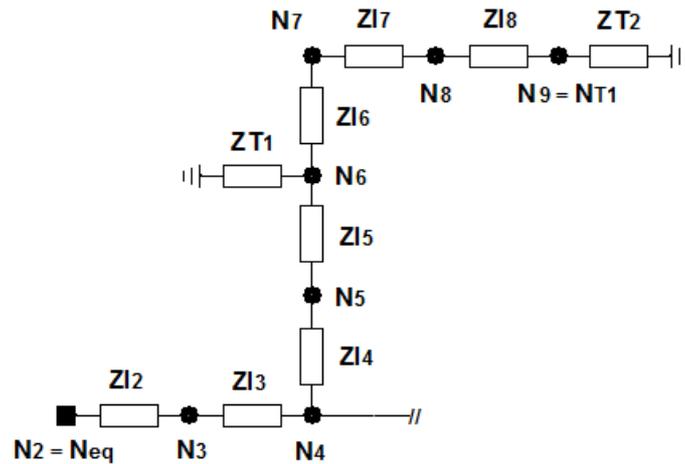


Figura 3.5.18 - Impedancias del primer ramal previas al cálculo

$$Zl \text{ recortados invertido}_{RAMAL 1} = [Zl_8' \ Zl_7 \ Zl_6 \ Zl_5 \ Zl_4 \ Zl_3 \ Zl_2] \quad (3.5.63)$$

- El nodo N_8 es el nodo en el que se quiere obtener la impedancia equivalente, es decir, $N_8 = Neq$.
- El nodo N_8 no coincide con Neq y es un nodo en el que no acomete una carga y aguas arriba de éste existe otro tramo de línea.
- El nodo N_8 no coincide con Neq y es un nodo en el que acomete una carga.
- El nodo N_8 coincide con un nodo de corriente correspondiente a una derivación de línea.

A partir de este punto se agregó una nueva condición (d) para analizar los nodos de la red.

Tomando como referencia el primer caso en el que existía un solo ramal (situación A), hasta el nodo N_5 el cálculo se realiza de igual forma obteniéndose lo siguiente:

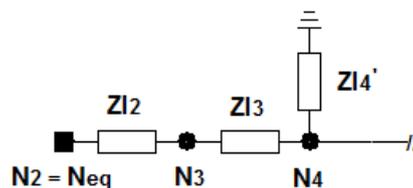


Figura 3.5.19 - Nodo de corriente N_4

$$Zl \text{ recortados invertido}_{RAMAL 1} = [Zl_8' \ Zl_7' \ Z_{//} \ Zl_5' \ Zl_4' \ Zl_3 \ Zl_2] \quad (3.5.64)$$

Donde Zl_4' representa la impedancia equivalente de toda la derivación hasta el nodo N_4 . Sin embargo, en este punto no es posible realizar el paralelo

entre las impedancias equivalentes de ambas derivaciones que acometen a dicho nodo, hasta que no se tenga los valores calculados de cada una de ellas.

Por esto último, se agrega la nueva condición que tiene en cuenta si el nodo es un nodo de corriente correspondiente a una derivación de línea. Debido a que el nodo N_4 lo es, se finaliza momentáneamente el estudio del primer ramal y se procede a realizar el mismo análisis con los demás ramales.

VI. Se aplica lo analizado en V. con el segundo ramal y se obtiene lo siguiente:

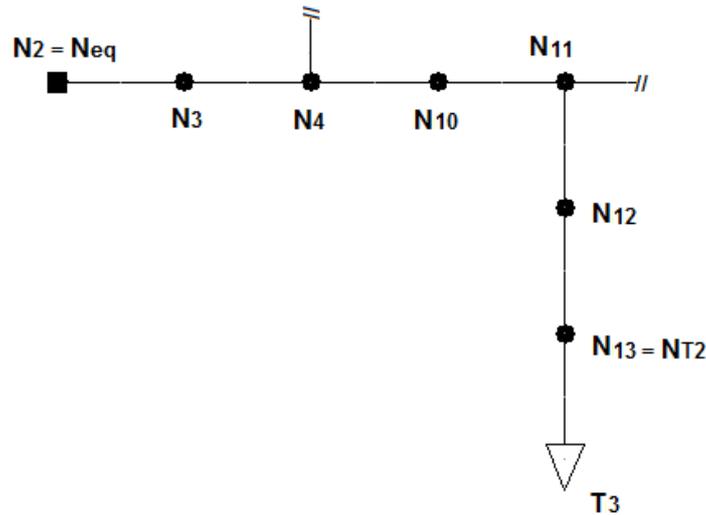


Figura 3.5.20 - Segundo ramal de la red recortada

$$\text{Nodos recortados invertido}_{\text{RAMAL } 2} = [N_{13} \ N_{12} \ N_{11} \ N_{10} \ N_4 \ N_3 \ N_2] \quad (3.5.65)$$

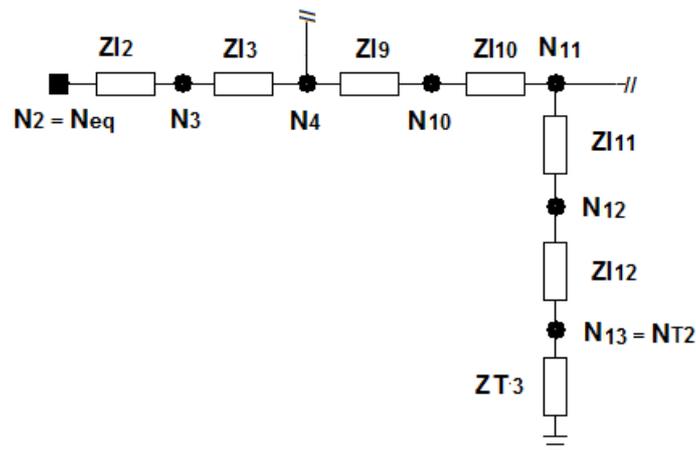


Figura 3.5.21 - Impedancias del segundo ramal previas al cálculo

$$Zl \text{ recortados invertido}_{\text{RAMAL } 2} = [Zl_{12}' \ Zl_{11} \ Zl_{10} \ Zl_9 \ Zl_3 \ Zl_2] \quad (3.5.66)$$

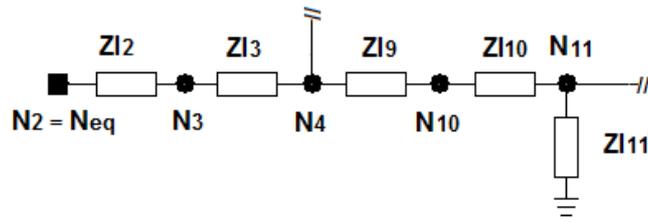


Figura 3.5.22 - Nodo de corriente N_{11}

$$Zl \text{ recortados invertido}_{RAMAL 2} = [Zl_{12}' \ Zl_{11}' \ Zl_{10} \ Zl_9 \ Zl_3 \ Zl_2] \quad (3.5.67)$$

Donde Zl_{11}' representa la impedancia equivalente de toda la derivación hasta el nodo N_{11} .

VII. Se aplica lo analizado en V. con el tercer ramal y se obtiene lo siguiente:

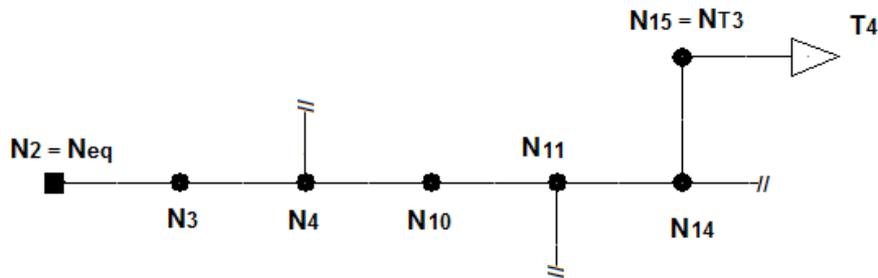


Figura 3.5.23 - Tercer ramal de la red recortada

$$\text{Nodos recortados invertido}_{RAMAL 3} = [N_{15} \ N_{14} \ N_{11} \ N_{10} \ N_4 \ N_3 \ N_2] \quad (3.5.68)$$

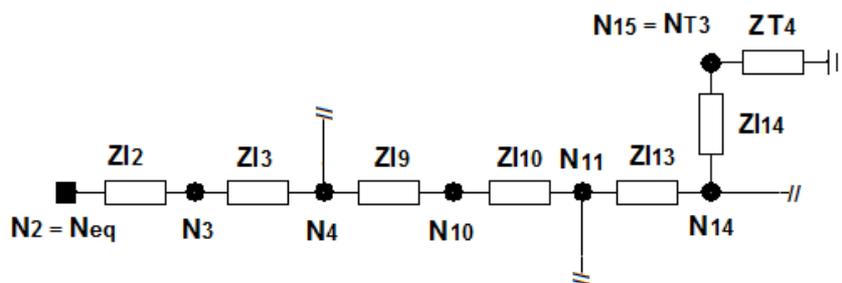


Figura 3.5.24 - Impedancias del tercer ramal previas al cálculo

$$Zl \text{ recortados invertido}_{RAMAL 3} = [Zl_{14}' \ Zl_{13} \ Zl_{10} \ Zl_9 \ Zl_3 \ Zl_2] \quad (3.5.69)$$

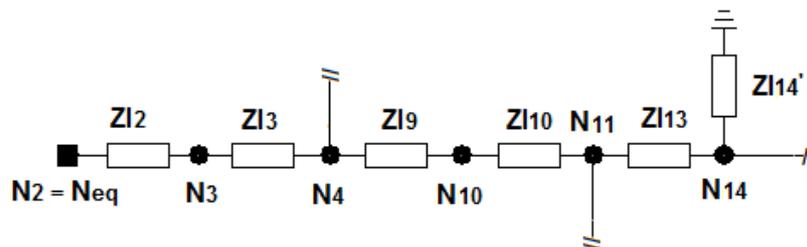


Figura 3.5.25 - Nodo de corriente N_{14}

$$Zl \text{ recortados invertido}_{RAMAL 3} = [Zl_{14}' \ Zl_{13} \ Zl_{10} \ Zl_9 \ Zl_3 \ Zl_2] \quad (3.5.70)$$

Donde Zl_{14}' representa la impedancia equivalente de toda la derivación hasta el nodo N_{14} .

VIII. Se aplica lo analizado en V. con el cuarto ramal y se obtiene lo siguiente:

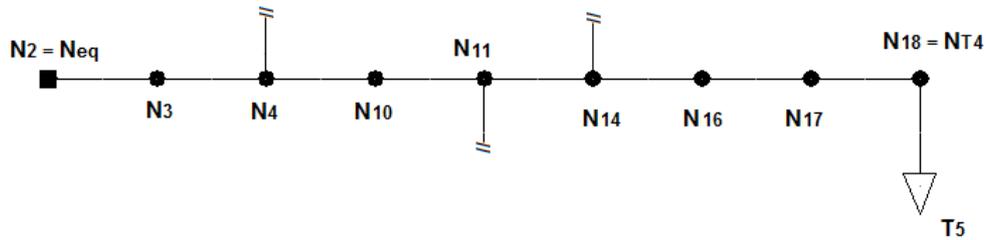


Figura 3.5.26 - Cuarto ramal de la red recortada

$$\text{Nodos recortados invertido}_{RAMAL 4} = [N_{18} \ N_{17} \ N_{16} \ N_{14} \ N_{11} \ N_{10} \ N_4 \ N_3 \ N_2] \quad (3.5.71)$$

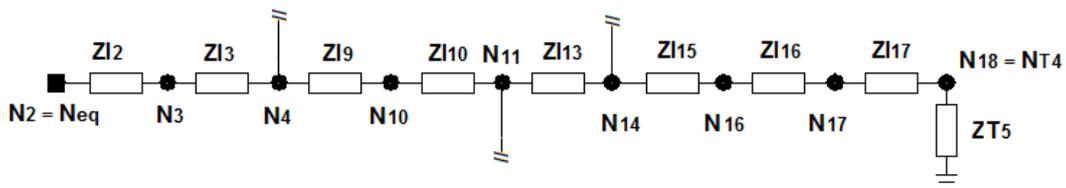


Figura 3.5.27 - Impedancias del cuarto ramal previas al cálculo

$$Zl \text{ recortados invertido}_{RAMAL 4} = [Zl_{17}' \ Zl_{16} \ Zl_{15} \ Zl_{13} \ Zl_{10} \ Zl_9 \ Zl_3 \ Zl_2] \quad (3.5.72)$$

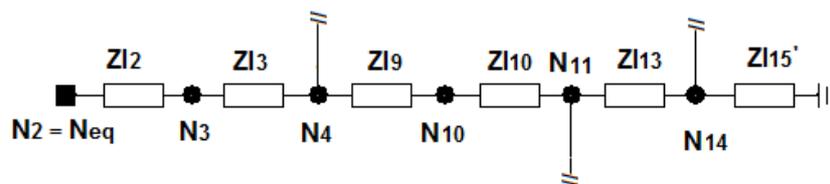


Figura 3.5.28 - Nodo de corriente N_{14}

$$Zl \text{ recortados invertido}_{RAMAL 4} = [Zl_{17}' \ Zl_{16}' \ Zl_{15}' \ Zl_{13} \ Zl_{10} \ Zl_9 \ Zl_3 \ Zl_2] \quad (3.5.73)$$

Donde Zl_{15}' representa la impedancia equivalente de toda la derivación hasta el nodo N_{14} .

IX. Hasta aquí, luego de obtener la impedancia equivalente de cada ramal i hasta el nodo de corriente respectivo de cada derivación, se cuenta con lo siguiente:

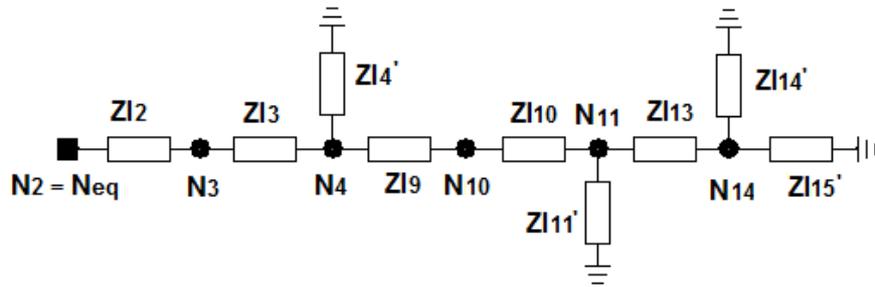


Figura 3.5.29 - Reducción de impedancias hasta nodos de corrientes

Para el algoritmo, el circuito obtenido es similar al caso en que sólo existe un único ramal aguas abajo del nodo **Neq**. Sin embargo, al analizar nuevamente el primer nodo de corriente, **N₄**, todavía no se cuenta con la impedancia equivalente de ambas derivaciones en dicho punto de la red. Por lo que es necesario comenzar a reducir la red desde el nodo más aguas abajo posible, es decir, primero debe realizarse la combinación en paralelo de las derivaciones del nodo de corriente **N₁₄**, luego las del nodo **N₁₁** y finalmente las del nodo **N₄**.

Esta lógica obliga a buscar algún criterio de evaluación que permita adoptar este sentido en el cálculo electrotécnico, aún para redes más complejas en las que exista un mayor número de ramales y, por consiguiente, un mayor número de nodos de corriente. La solución para este razonamiento es la de buscar una característica particular de cada nodo que permita discriminar entre ellos para operar en el orden correcto, siendo esta característica el número de ramales a los que pertenece cada nodo de corriente:

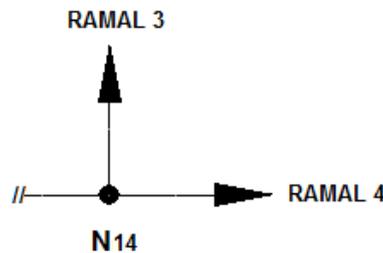


Figura 3.5.30 - Ramales a los que pertenece el nodo de corriente **N₁₄**

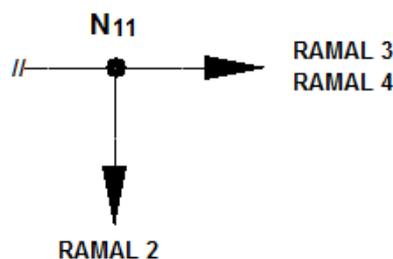


Figura 3.5.31 - Ramales a los que pertenece el nodo de corriente **N₁₁**

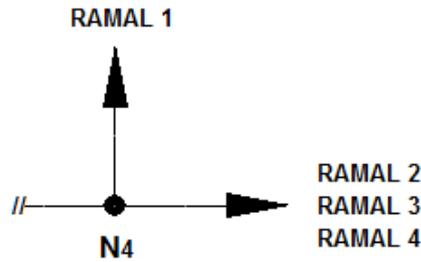


Figura 3.5.32 - Ramales a los que pertenece el nodo de corriente N_4

Nodo de corriente	Ramales a los que pertenece	Índice de ocurrencias
N_{14}	3 y 4	2
N_{11}	2, 3 y 4	3
N_4	1, 2, 3 y 4	4

Tabla 3.5.1 - Índice de ocurrencias de nodos de corriente

De esta manera, si se ordenan de menor a mayor los nodos de corriente según la cantidad de ramales a los que pertenece para realizar el cálculo electrotécnico, se define el orden correcto para poder operar sobre éstos. Por lo tanto, analizando los vectores de nodos recortados e invertidos (3.5.53) de cada ramal i y determinando cuantas veces se repite cada nodo de corriente j se define el *índice de ocurrencias*.

Con este criterio adoptado, en primer lugar, se realiza la combinación en paralelo de las impedancias Z_{14}' y Z_{15}' , pertenecientes a los ramales 3 y 4, respectivamente:

$$Y_{14}' = (Z_{14}')^{-1} = \begin{bmatrix} Y_{aa} & Y_{ab} & Y_{ac} \\ Y_{ba} & Y_{bb} & Y_{bc} \\ Y_{ca} & Y_{cb} & Y_{cc} \end{bmatrix} \quad [S] \quad (3.5.74)$$

$$Y_{15}' = (Z_{15}')^{-1} = \begin{bmatrix} Y_{aa} & Y_{ab} & Y_{ac} \\ Y_{ba} & Y_{bb} & Y_{bc} \\ Y_{ca} & Y_{cb} & Y_{cc} \end{bmatrix} \quad [S] \quad (3.5.75)$$

$$Y_{//1} = Y_{14}' + Y_{15}' \quad [S] \quad (3.5.76)$$

Luego:

$$Z_{//1} = (Y_{//1})^{-1} \quad [\Omega] \quad (3.5.77)$$

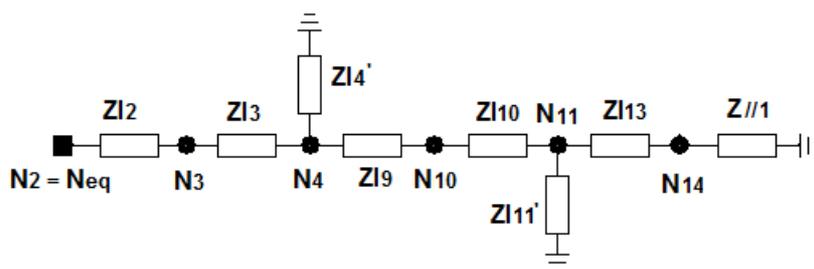


Figura 3.5.33 - Suma en paralelo de impedancias Z_{14}' y Z_{15}'

Los valores de $Z_{l_{14}'}$ y $Z_{l_{15}'}$ son reemplazados por $Z_{//1}$ en sus correspondientes vectores (3.5.70) y (3.5.73), tal como se muestra a continuación:

$$Zl \text{ recortados invertido}_{RAMAL 3} = [Z_{//1} \quad Z_{l_{13}} \quad Z_{l_{10}} \quad Z_{l_9} \quad Z_{l_3} \quad Z_{l_2}] \quad (3.5.78)$$

$$Zl \text{ recortados invertido}_{RAMAL 4} = [Z_{l_{17}'} \quad Z_{l_{16}'} \quad Z_{//1} \quad Z_{l_{13}} \quad Z_{l_{10}} \quad Z_{l_9} \quad Z_{l_3} \quad Z_{l_2}] \quad (3.5.79)$$

Finalmente, para realizar la suma en serie de las impedancias $Z_{l_{13}}$ y $Z_{//1}$ se reemplazó el valor de $Z_{l_{13}}$ en (3.5.78) y (3.5.79) por el de la suma de ambas impedancias:

$$Z_{l_{13}'} = Z_{l_{13}} + Z_{//1} \quad [\Omega] \quad (3.5.80)$$

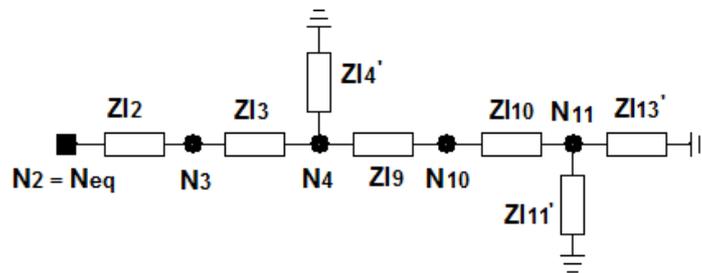


Figura 3.5.34 - Suma en serie de impedancias $Z_{l_{13}}$ y $Z_{//1}$

Luego:

$$Zl \text{ recortados invertido}_{RAMAL 3} = [Z_{//1} \quad Z_{l_{13}'} \quad Z_{l_{10}} \quad Z_{l_9} \quad Z_{l_3} \quad Z_{l_2}] \quad (3.5.81)$$

$$Zl \text{ recortados invertido}_{RAMAL 4} = [Z_{l_{17}'} \quad Z_{l_{16}'} \quad Z_{//1} \quad Z_{l_{13}'} \quad Z_{l_{10}} \quad Z_{l_9} \quad Z_{l_3} \quad Z_{l_2}] \quad (3.5.82)$$

En este punto, nuevamente se analizan las condiciones planteadas en V., y por ser N_{11} un nodo de corriente se finaliza el análisis sobre los ramales 3 y 4.

X. Una vez hecha la operación sobre el nodo de corriente más aguas abajo, N_{14} , se tiene la seguridad de que ya se cuenta con la impedancia equivalente de todas las derivaciones en el nodo de corriente inmediatamente aguas arriba, N_{11} . Por esto es posible hacer la combinación en paralelo de las impedancias equivalentes $Z_{l_{11}'}$ y $Z_{l_{13}'}$, para obtener de igual forma la impedancia equivalente vista en el nodo N_{11} .

Repitiendo el procedimiento realizado en IX. se obtiene lo siguiente:

$$Y_{l_{11}'} = (Z_{l_{11}'})^{-1} = \begin{bmatrix} Y_{aa} & Y_{ab} & Y_{ac} \\ Y_{ba} & Y_{bb} & Y_{bc} \\ Y_{ca} & Y_{cb} & Y_{cc} \end{bmatrix} \quad [S] \quad (3.5.83)$$

$$Y_{l_{13}'} = (Z_{l_{13}'})^{-1} = \begin{bmatrix} Y_{aa} & Y_{ab} & Y_{ac} \\ Y_{ba} & Y_{bb} & Y_{bc} \\ Y_{ca} & Y_{cb} & Y_{cc} \end{bmatrix} \quad [S] \quad (3.5.84)$$

$$Y_{//2} = Y_{l11}' + Y_{l13}' \quad [S] \quad (3.5.85)$$

Luego:

$$Z_{//2} = (Y_{//2})^{-1} \quad [\Omega] \quad (3.5.86)$$

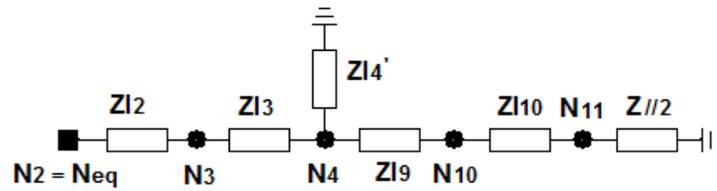


Figura 3.5.35 - Suma en paralelo de impedancias Z_{l11}' y Z_{l13}'

Los valores de Z_{l11}' y Z_{l13}' son reemplazados por $Z_{//2}$ en sus correspondientes vectores (3.5.67), (3.5.81) y (3.5.82), tal como se muestra a continuación:

$$Zl \text{ recortados invertido}_{RAMAL 2} = [Z_{l12}' \quad Z_{//2} \quad Z_{l10} \quad Z_{l9} \quad Z_{l3} \quad Z_{l2}] \quad (3.5.87)$$

$$Zl \text{ recortados invertido}_{RAMAL 3} = [Z_{//1} \quad Z_{//2} \quad Z_{l10} \quad Z_{l9} \quad Z_{l3} \quad Z_{l2}] \quad (3.5.88)$$

$$Zl \text{ recortados invertido}_{RAMAL 4} = [Z_{l17}' \quad Z_{l16}' \quad Z_{//1} \quad Z_{//2} \quad Z_{l10} \quad Z_{l9} \quad Z_{l3} \quad Z_{l2}] \quad (3.5.89)$$

Finalmente, para realizar la suma en serie de las impedancias Z_{l10} y $Z_{//2}$ se reemplazó el valor de Z_{l10} en (3.5.87), (3.5.88) y (3.5.89) por el de la suma de ambas impedancias:

$$Z_{l10}' = Z_{l10} + Z_{//2} \quad [\Omega] \quad (3.5.90)$$

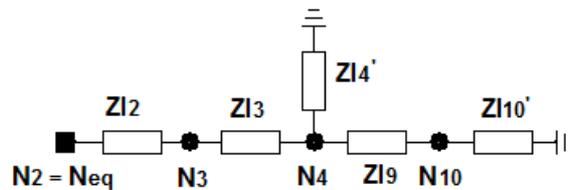


Figura 3.5.36 - Suma en serie de impedancias Z_{l10} y $Z_{//2}$

Luego:

$$Zl \text{ recortados invertido}_{RAMAL 2} = [Z_{l12}' \quad Z_{//2} \quad Z_{l10}' \quad Z_{l9} \quad Z_{l3} \quad Z_{l2}] \quad (3.5.91)$$

$$Zl \text{ recortados invertido}_{RAMAL 3} = [Z_{//1} \quad Z_{//2} \quad Z_{l10}' \quad Z_{l9} \quad Z_{l3} \quad Z_{l2}] \quad (3.5.92)$$

$$Zl \text{ recortados invertido}_{RAMAL 4} = [Z_{l17}' \quad Z_{l16}' \quad Z_{//1} \quad Z_{//2} \quad Z_{l10}' \quad Z_{l9} \quad Z_{l3} \quad Z_{l2}] \quad (3.5.93)$$

Análogamente, se realiza la suma de las impedancias Z_{l_9} y $Z_{l_{10}'}$ reemplazando el valor de Z_{l_9} en (3.5.91), (3.5.92) y (3.5.93) por el de la suma de ambas impedancias.

$$Z_{l_9}' = Z_{l_9} + Z_{l_{10}'} \quad [\Omega] \quad (3.5.94)$$

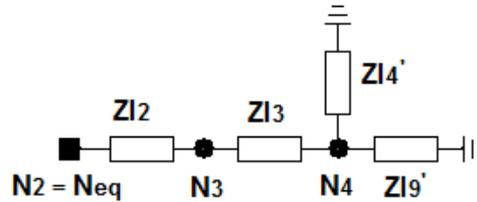


Figura 3.5.37 - Suma en serie de impedancias Z_{l_9} y $Z_{l_{10}'}$

Luego:

$$Zl \text{ recortados invertido}_{RAMAL 2} = [Z_{l_{12}'} \quad Z_{//2} \quad Z_{l_{10}'} \quad Z_{l_9}' \quad Z_{l_3} \quad Z_{l_2}] \quad (3.5.95)$$

$$Zl \text{ recortados invertido}_{RAMAL 3} = [Z_{//1} \quad Z_{//2} \quad Z_{l_{10}'} \quad Z_{l_9}' \quad Z_{l_3} \quad Z_{l_2}] \quad (3.5.96)$$

$$Zl \text{ recortados invertido}_{RAMAL 4} = [Z_{l_{17}'} \quad Z_{l_{16}'} \quad Z_{//1} \quad Z_{//2} \quad Z_{l_{10}'} \quad Z_{l_9}' \quad Z_{l_3} \quad Z_{l_2}] \quad (3.5.97)$$

En este punto, nuevamente se analizan las condiciones planteadas en V., y por ser N_4 un nodo de corriente se finaliza el análisis sobre los ramales 2, 3 y 4.

XI. Finalmente, ya se cuenta con la impedancia equivalente de todas las derivaciones en el nodo de corriente N_4 . Es decir, es posible hacer la combinación en paralelo de las impedancias equivalentes Z_{l_4}' y Z_{l_9}' , para obtener la impedancia equivalente vista en el nodo N_4 .

Repitiendo el procedimiento realizado en IX. y X. se obtiene lo siguiente:

$$Y_{l_4}' = (Z_{l_4}')^{-1} = \begin{bmatrix} Y_{aa} & Y_{ab} & Y_{ac} \\ Y_{ba} & Y_{bb} & Y_{bc} \\ Y_{ca} & Y_{cb} & Y_{cc} \end{bmatrix} \quad [S] \quad (3.5.98)$$

$$Y_{l_9}' = (Z_{l_9}')^{-1} = \begin{bmatrix} Y_{aa} & Y_{ab} & Y_{ac} \\ Y_{ba} & Y_{bb} & Y_{bc} \\ Y_{ca} & Y_{cb} & Y_{cc} \end{bmatrix} \quad [S] \quad (3.5.99)$$

$$Y_{//3} = Y_{l_4}' + Y_{l_9}' \quad [S] \quad (3.5.100)$$

Luego:

$$Z_{//3} = (Y_{//3})^{-1} \quad [\Omega] \quad (3.5.101)$$

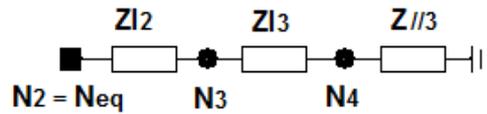


Figura 3.5.38 - Suma en paralelo de impedancias Z_{l4}' y Z_{l9}'

Los valores de Z_{l4}' y Z_{l9}' son reemplazados por $Z_{l3/3}$ en sus correspondientes vectores (3.5.64), (3.5.95), (3.5.96) y (3.5.97) tal como se muestra a continuación:

$$Zl \text{ recortados invertido}_{RAMAL 1} = [Z_{l8}' \ Z_{l7}' \ Z_{//} \ Z_{l5}' \ Z_{//3} \ Z_{l3} \ Z_{l2}] \quad (3.5.102)$$

$$Zl \text{ recortados invertido}_{RAMAL 2} = [Z_{l12}' \ Z_{//2} \ Z_{l10}' \ Z_{//3} \ Z_{l3} \ Z_{l2}] \quad (3.5.103)$$

$$Zl \text{ recortados invertido}_{RAMAL 3} = [Z_{//1} \ Z_{//2} \ Z_{l10}' \ Z_{//3} \ Z_{l3} \ Z_{l2}] \quad (3.5.104)$$

$$Zl \text{ recortados invertido}_{RAMAL 4} = [Z_{l17}' \ Z_{l16}' \ Z_{//1} \ Z_{//2} \ Z_{l10}' \ Z_{//3} \ Z_{l3} \ Z_{l2}] \quad (3.5.105)$$

Si se opera de igual manera que en los puntos anteriores, se reduce el circuito hasta el nodo N_2 de la siguiente forma:

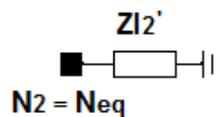


Figura 3.5.39 - Suma en serie de impedancias Z_{l2} , Z_{l3} y $Z_{l3/3}$

$$Zl \text{ recortados invertido}_{RAMAL 1} = [Z_{l8}' \ Z_{l7}' \ Z_{//} \ Z_{l5}' \ Z_{//3} \ Z_{l3}' \ Z_{l2}'] \quad (3.5.106)$$

$$Zl \text{ recortados invertido}_{RAMAL 2} = [Z_{l12}' \ Z_{//2} \ Z_{l10}' \ Z_{//3} \ Z_{l3}' \ Z_{l2}'] \quad (3.5.107)$$

$$Zl \text{ recortados invertido}_{RAMAL 3} = [Z_{//1} \ Z_{//2} \ Z_{l10}' \ Z_{//3} \ Z_{l3}' \ Z_{l2}'] \quad (3.5.108)$$

$$Zl \text{ recortados invertido}_{RAMAL 4} = [Z_{l17}' \ Z_{l16}' \ Z_{//1} \ Z_{//2} \ Z_{l10}' \ Z_{//3} \ Z_{l3}' \ Z_{l2}'] \quad (3.5.109)$$

Donde, para cualquiera de los vectores de impedancia de los distintos ramales, la impedancia Z_{l2}' representa la impedancia equivalente Z_{eq} vista aguas abajo del nodo N_2 , en este caso, el nodo en el que se deseaba obtener dicha impedancia.

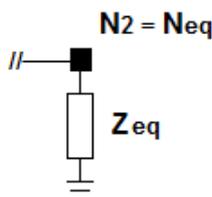


Figura 3.5.40 - Impedancia equivalente Z_{eq}

$$Z_{eq} = Zl_2' \quad [\Omega] \quad (3.5.110)$$

La importancia de modificar todos los vectores de impedancia reside en el hecho de la aleatoriedad en el orden de los ramales que presenta el algoritmo desarrollado en MATLAB, mostrado en la sección 3.6 “Estructura del algoritmo de cálculo”. En otras palabras, los nodos de la red, así como también el número de orden de los ramales no siguen un orden tal como se mostró en la explicación desarrollada en los incisos anteriores.

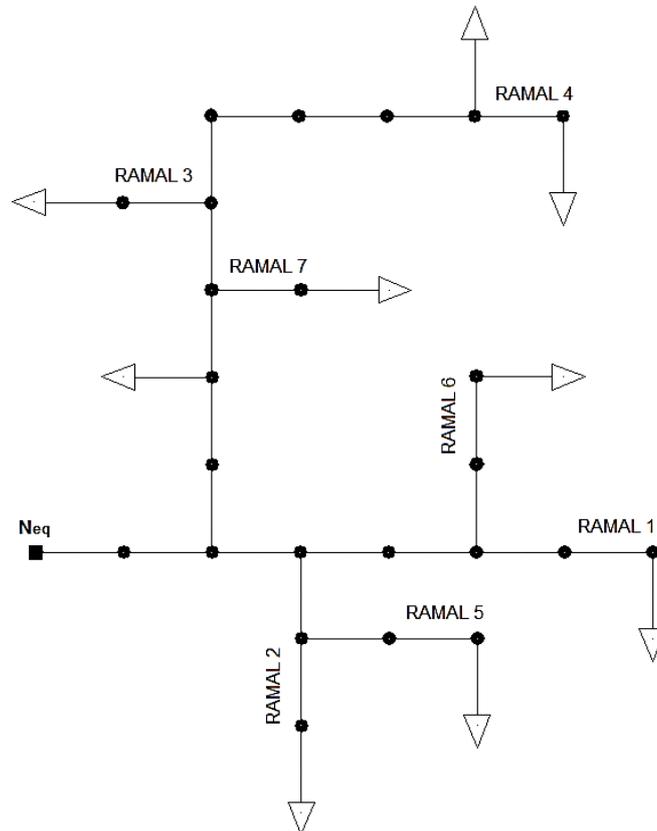


Figura 3.5.41 - Orden aleatorio de análisis de ramales en algoritmo de cálculo

Es por ello, que cualquiera sea el vector de impedancia que se tome el mismo posee, en su último elemento, el valor de impedancia equivalente de la red para el nodo que se desea.

3.6. ESTRUCTURA DEL ALGORITMO DE CÁLCULO

El desarrollo de los algoritmos de cálculo para el análisis de los datos y su posterior procesamiento para encontrar el punto de falla en la red eléctrica se realizó en el entorno del programa MATLAB de MathWorks.

Esta es una potente plataforma para la resolución de problemáticas científicas e ingenieriles. El lenguaje de MATLAB, basado en matrices, es uno de los métodos más prácticos para expresar las matemáticas computacionales y la integración de gráficas permite visualizar e interpretar con mayor facilidad los datos. Particularmente, los códigos de programación de MATLAB pueden

integrarse con otros lenguajes, permitiendo desarrollar algoritmos y aplicaciones en la web, en proyectos o en distintos sistemas de producción [39] [40] [41].

Las principales características que hacen tan versátil esta plataforma se mencionan a continuación:

- Lenguaje de alto nivel para aplicaciones computacionales científicas e ingenieriles.
- Entorno gráfico adaptado para la exploración, diseño y resolución de problemas de forma interactiva.
- Gráficos para visualizar los datos y herramientas para crear diagramas personalizados.
- Aplicaciones para el ajuste de curvas, clasificación de datos, análisis de señales, refinamiento de sistemas de control y muchas otras tareas.
- Herramientas para crear aplicaciones con interfaces de usuario personalizadas.
- Interfaces para C/C++, Java[®], .NET, Python, SQL, Hadoop, y Microsoft[®] Excel[®].
- Opciones de uso y distribución libre de regalías para compartir programas de MATLAB con usuarios finales.

El tipo más simple de programa en MATLAB es llamado Script, el cual es un archivo que contiene múltiples líneas de comandos y llamados a funciones de MATLAB de forma secuencial. Puede crearse un Script de forma práctica y sencilla desde el Editor disponible en el entorno de MATLAB.

El algoritmo de cálculo del punto de falla y eliminación de la múltiple estimación, explicado en las secciones anteriores del presente informe, fue modelado a partir de un Script en el programa MATLAB. En la sección 3.6.1 “Estructura Básica del Algoritmo” se detalla con mayor precisión la estructura de este algoritmo.

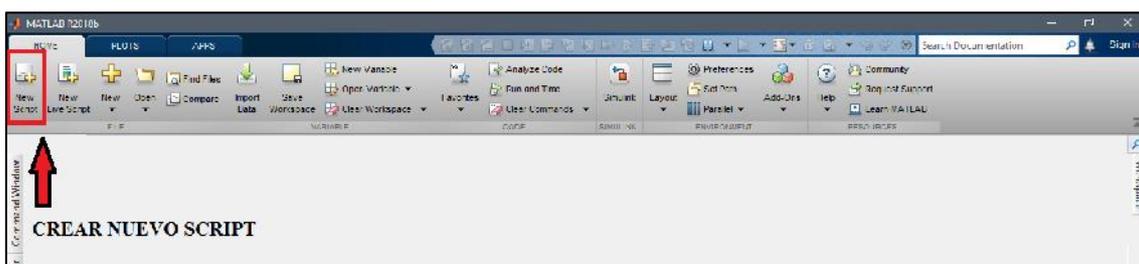


Figura 3.6.1 - Creación de nuevo Script en MATLAB

3.6.1. ESTRUCTURA BÁSICA DEL ALGORITMO DE CÁLCULO

La estructura del programa se basa en la interacción y comunicación entre el código de programación, desarrollado mediante un Script en MATLAB, y la plataforma GIS por medio de una rutina desarrollada en Visual LISP, siendo este último el lugar donde se encuentra toda la información disponible de la red en estudio (base de datos georreferenciada en AutoCAD). Además, parte de los

datos necesarios para el cálculo son suministrados por el usuario a través de una interfaz gráfica de comunicación Usuario-Script. La figura 3.6.2 muestra un modelo esquemático simplificado de esta estructura:

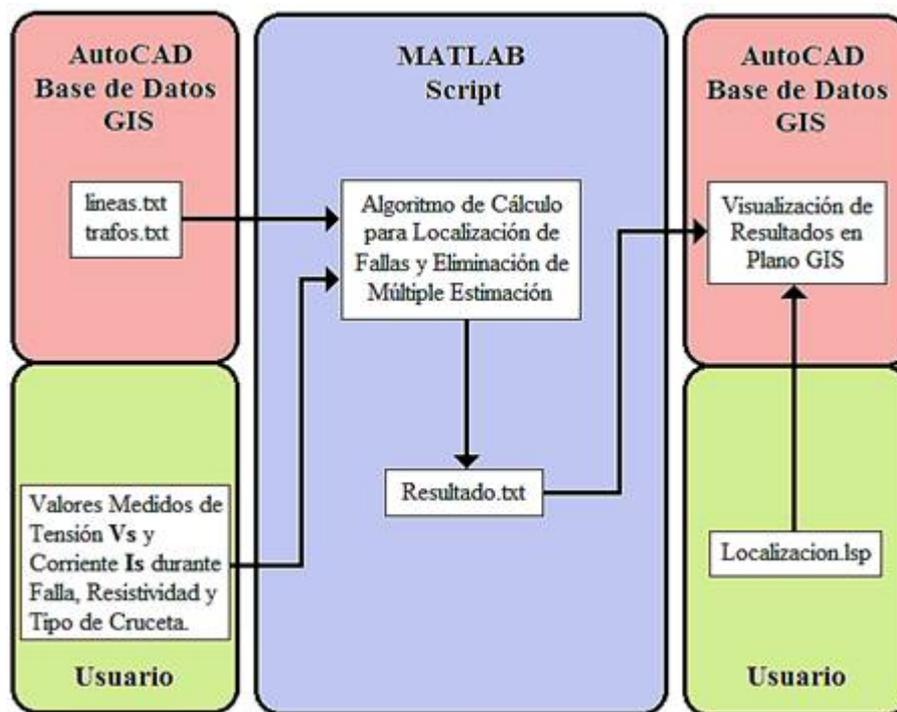


Figura 3.6.2 - Esquema simplificado de la estructura del programa

El procedimiento inicia a partir de la obtención de los archivos "*lineas.txt*" y "*trafos.txt*" desde la base de datos georreferencia disponible en la plataforma GIS, AutoCAD MAP. Además, el usuario mediante el uso de la interfaz gráfica ingresa los valores medidos durante la falla de tensión V_s y corriente I_s a la salida del distribuidor, la resistividad del suelo y el tipo de cruceta preponderante en la red, todos ellos necesarios para que el algoritmo realice la metodología de cálculo propuesta para la localización de fallas y eliminación de la múltiple estimación. Como resultado, se obtiene un archivo denominado "*Resultado.txt*", el cual cuenta con la información de los posibles tramos en falla junto con la probabilidad de ocurrencia de cada uno de ellos. Esta información se devuelve al archivo correspondiente a la base de datos georreferenciada de la red analizada y allí, previa carga del archivo "*Localizacion.lsp*" en el programa AutoCAD MAP, se grafican los tramos estimados en la ubicación del punto de falla. Al tener en cuenta la figura 3.6.2, se posee una visión general del proceso de cálculo para la obtención del punto de falla, pudiéndose observar el origen de las distintas entradas y el destino de las salidas del algoritmo. Todas las entradas y salidas del algoritmo de cálculo se desarrollan con más profundidad en las secciones 3.6.2 "Entradas del algoritmo de cálculo" y 3.6.3 "Salidas del algoritmo de cálculo", respectivamente.

Mencionado esto último, se procede a mostrar un diagrama en bloques del algoritmo propiamente dicho ("*Algoritmo de Cálculo para Localización de Fallas y Eliminación de Múltiple Estimación*" en la figura 3.6.2) desarrollado en un Script de MATLAB:

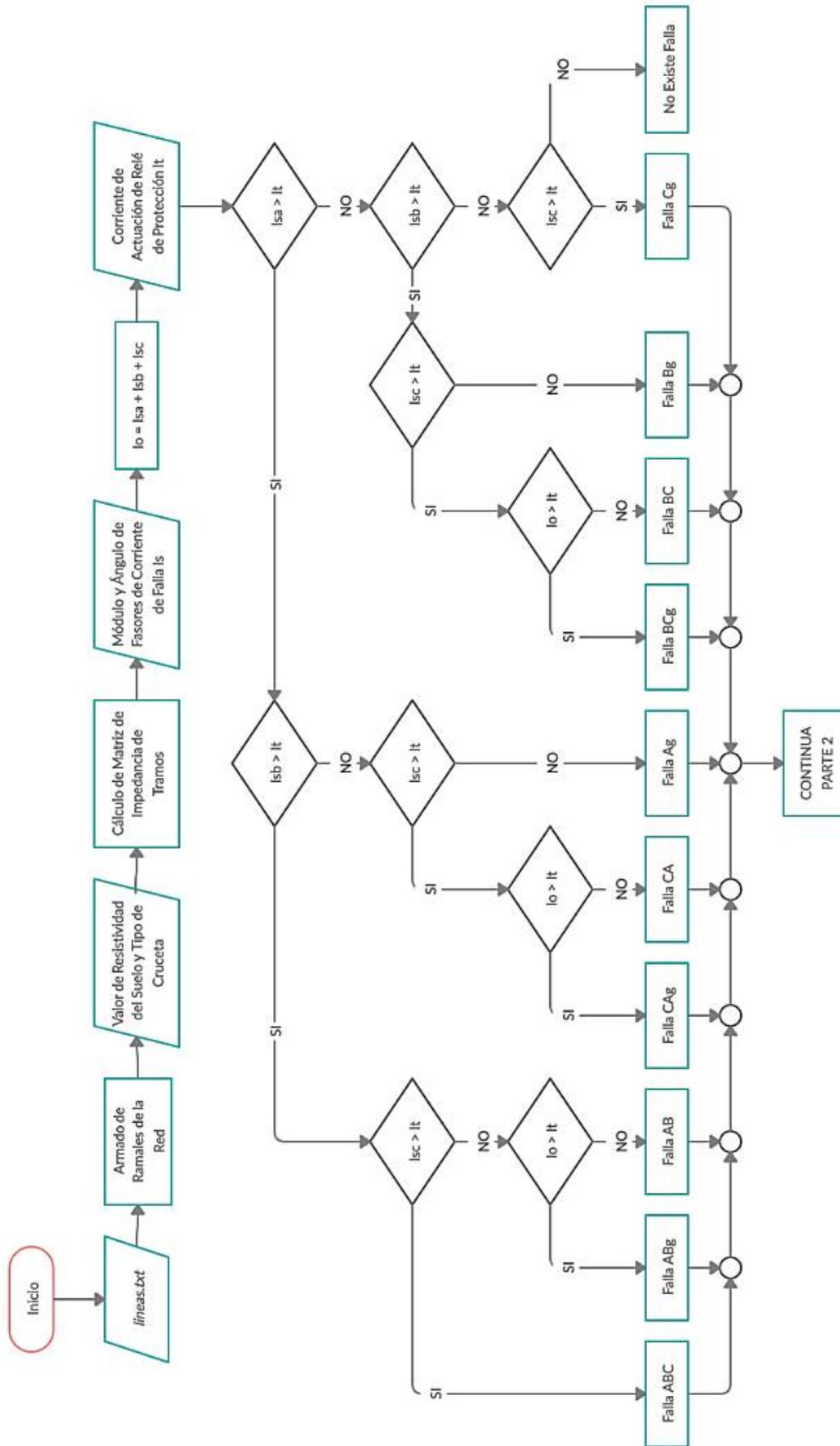


Figura 3.6.3 - Diagrama en bloques del algoritmo de cálculo (PARTE 1)

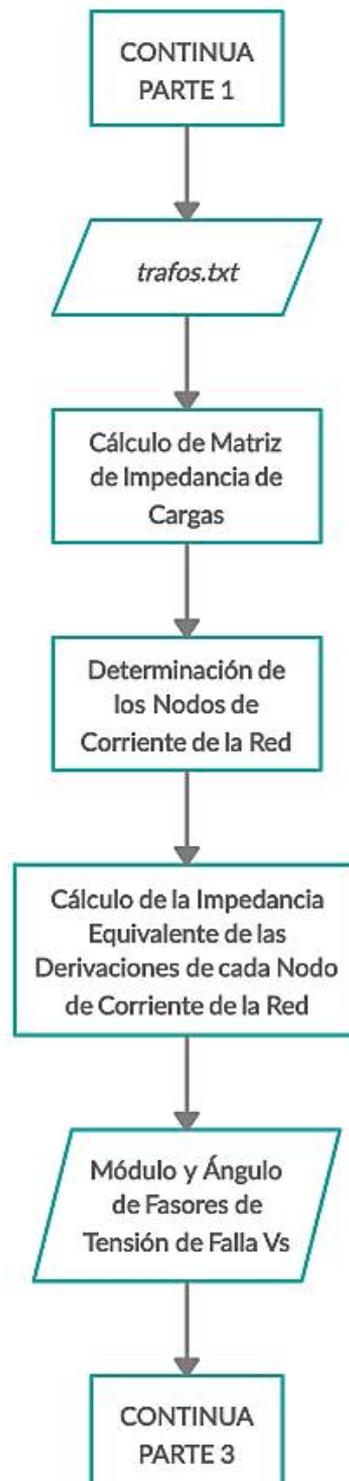


Figura 3.6.4 - Diagrama en bloques del algoritmo de cálculo (PARTE 2)

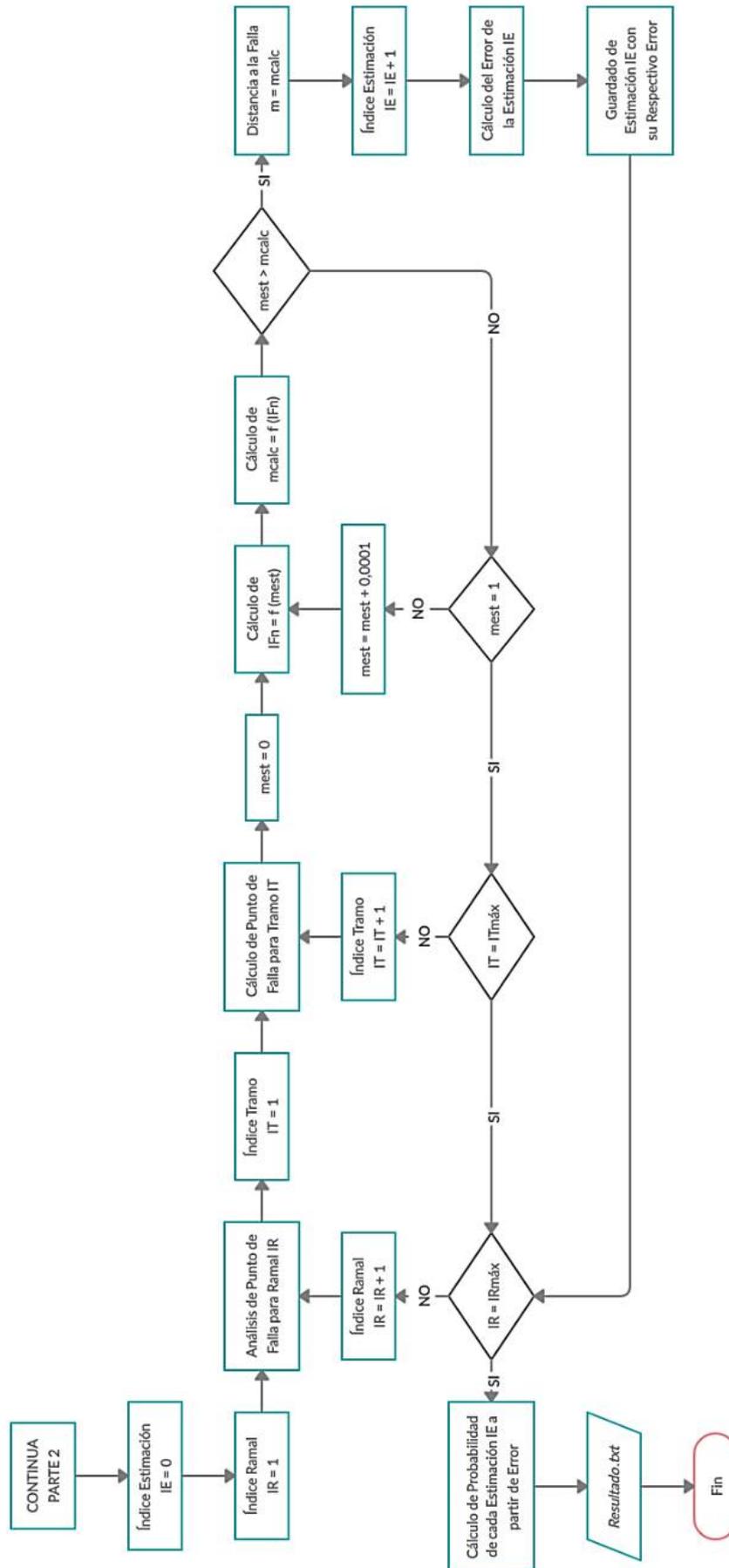


Figura 3.6.5 - Diagrama en bloques del algoritmo de cálculo (PARTE 3)

3.6.2. ENTRADAS DEL ALGORITMO DE CÁLCULO

Como ya se mencionó anteriormente, los datos de las líneas y de los transformadores se obtuvieron de la plataforma GIS, la cual contiene la base de datos georreferenciada con toda la información obligatoria según la normativa vigente [10]. Por un lado, los datos correspondientes a las líneas se obtuvieron del “Archivo de Líneas” (Tramos), mientras que, para el caso de los transformadores se utilizó el Archivo de Elementos. Estos dos archivos ya fueron detalladamente explicados en la sección 3.1 “Bases de datos georreferenciadas”.

Por medio de una automatización en el programa AutoCAD MAP, se recopilan todos los campos correspondientes al “Archivo de Líneas”. El archivo que resulta de este procedimiento tiene extensión *.txt* y se nombra “*lineas.txt*”.



Figura 3.6.6 - Archivo *lineas.txt*

Existe un total de 23 campos, todos ellos delimitados con coma, de los cuales 9 de ellos se extraen en el algoritmo de cálculo para su posterior análisis. Los campos necesarios para la metodología propuesta son los siguientes:

1. ID (columna 1): número que identifica a la línea.
2. ID_Nodo_Inicial (columna 2): identificación (ID) del nodo inicial de la línea.
3. ID_Nodo_Final (columna 3): ID del nodo final de la línea.
4. Nivel de Tensión (columna 4).
5. Longitud (columna 5): longitud del tramo en metros [m].
6. Coordenadas X;Y (columna 6): coordenadas de cada uno de los quiebres del tramo (la coordenada inicial debe coincidir con la coordenada del nodo inicial y la coordenada final con la del nodo final).
7. Fase (columna 12): indica cuales son las fases que componen el tramo.
8. Material Fase (columna 13).
9. Sección Fase (columna 14).

En este punto, cabe hacer algunas consideraciones sobre la información recopilada de la base de datos georreferenciada:

- En el caso del campo “Fase” se utilizan las letras RST para la identificación de cada fase. Por lo tanto, considerando la terminología utilizada hasta aquí, la fase R equivale a nombrar la fase A, la fase S a la fase B y, por último, la fase T a la fase C:

$$\text{Fase R} \equiv \text{Fase A} \quad (3.5.1)$$

$$\text{Fase S} \equiv \text{Fase B} \quad (3.5.2)$$

$$\text{Fase T} \equiv \text{Fase C} \quad (3.5.3)$$

$$\text{Sistema trifásico RST} \equiv \text{Sistema trifásico ABC} \quad (3.5.4)$$

- Del archivo “*lineas.txt*” original se eliminaron aquellos tramos que no alimentan ninguna carga, ya que solo se encuentran energizados y no circula corriente de carga por ellos. Si bien la probabilidad de falla es la misma que otros tramos de la red, se hizo esta consideración para poder simplificar el análisis del método de cálculo propuesto para la localización de fallas. De los 116 tramos existentes en la red en estudio, se eliminaron 5 tramos que cumplían con esta particularidad:

- × Tramo 90427.
- × Tramo 103979.
- × Tramo 107151.
- × Tramo 107152
- × Tramo 109213.

- Por cuestiones prácticas, en aquellos tramos de líneas que existen conductores de Acero Recubierto Zn de 9,4 [mm²] de sección, se reemplazaron estos datos de “Material Fase” y “Sección Fase” por los de un conductor de Aleación de Aluminio de 16 [mm²] de sección. Los tramos que sufrieron esta modificación son los siguientes:

- × Tramo 55293.
- × Tramo 55284.
- × Tramo 90553.
- × Tramo 90554.
- × Tramo 90580.
- × Tramo 90581.
- × Tramo 90739.
- × Tramo 90740.
- × Tramo 90741.
- × Tramo 90742.
- × Tramo 90743.
- × Tramo 105962.
- × Tramo 106347.
- × Tramo 106348.

- χ Tramo 106349.
- χ Tramo 106477.
- χ Tramo 106478.
- χ Tramo 106479.
- χ Tramo 106495.
- χ Tramo 106565.
- χ Tramo 106566.
- χ Tramo 106895.
- χ Tramo 107065.
- χ Tramo 107066.
- χ Tramo 107616.
- χ Tramo 108206.
- χ Tramo 108208.
- χ Tramo 708383.

Esta consideración tiene en cuenta el elevado valor de resistencia por unidad de longitud del alambre de Acero Recubierto Zn de 9,4 [mm²] de sección. Las redes eléctricas de distribución son complejos sistemas en los que entran en juego un gran número de variables, las cuales son de difícil predicción y particularmente es sabido que muchos de los métodos de localización de fallas desarrollados cometen gran error en caso de fallas de alta impedancia. Esto se debe principalmente a que una falla de alta impedancia se puede confundir con un incremento normal en la carga, dado que la corriente de falla tiene un incremento en la magnitud que algunas veces no es detectado por los dispositivos de sobrecorriente [42]. Debido a esto se realizó dicha modificación y se propone el análisis de fallas de alta impedancia en trabajos futuros.

Por otro lado, en el archivo "*trafos.txt*" (de elaboración propia a partir de la información disponible en el "Archivo de Elementos") se cuenta con la siguiente información, requerida por el algoritmo de cálculo al momento de definir la impedancia de cada carga:

1. ID_Nodo_Inicial: ID del nodo en el que acomete el transformador.
2. Fase: indica cuales son las fases del transformador (define si es monofásico, bifásico o trifásico).
3. Potencia Nominal (kVA): expresada indirectamente a partir de valores de tensión de fase y corriente de línea.

A partir de la potencia nominal del transformador es posible determinar el valor de impedancia en cada una de las fases que componen la carga trifásica. En particular, se utilizó la potencia demandada por fase para el cálculo, por lo tanto, al considerarse la carga equilibrada cada fase consume una tercera parte de la potencia nominal del transformador. Si bien en este caso particular (carga balanceada) es indistinto considerar la potencia trifásica total o la potencia monofásica de cada una de las fases, se realizó el cálculo de esta manera previendo la posibilidad de considerar cargas desequilibradas en una futura revisión del método propuesto en este trabajo.

A modo de comentario, una forma de estimar el estado de carga que presenta una red, en un determinado instante del día, es obtener la curva de carga representativa de todos los tipos de consumidores. La misma está conformada por los consumos de energía de cada uno de los usuarios que son abastecidos por la red de energía eléctrica. En ellas puede observarse la variación de potencia consumida en el transcurso del día (Curva de Potencia [kVA] vs Tiempo [hs]) [43]. De esta manera, ante una falla en un determinado instante del día puede estimarse un flujo de carga aproximado para dicho instante, es decir, puede obtenerse un valor aproximado del porcentaje de carga de cada transformador MT/BT de acuerdo al consumo de cada usuario.

Finalmente, resta describir la interfaz gráfica que le permite al usuario cargar la información de los valores medidos de tensión y corriente de falla, la resistividad del terreno, el tipo de cruceta utilizado y la corriente de actuación del relé de protección.

Las GUI de MATLAB (de sus siglas en inglés: *Graphical User Interfaces*) permiten un control sencillo (con uso de ratón) de las aplicaciones, lo cual elimina la necesidad de aprender un lenguaje y escribir comandos a fin de ejecutar una aplicación. Las aplicaciones de MATLAB son programas autónomos de MATLAB con un frontal gráfico de usuario GUI que automatizan una tarea o un cálculo. Por lo general, las GUI incluyen controles tales como menús, barras de herramientas, botones y controles deslizantes. Simplemente ingresando el comando *GUIDE* en la ventana de comando (*COMMAND WINDOW*) desde el entorno de MATLAB, es posible crear nuevos GUI o editar archivos ya creados.

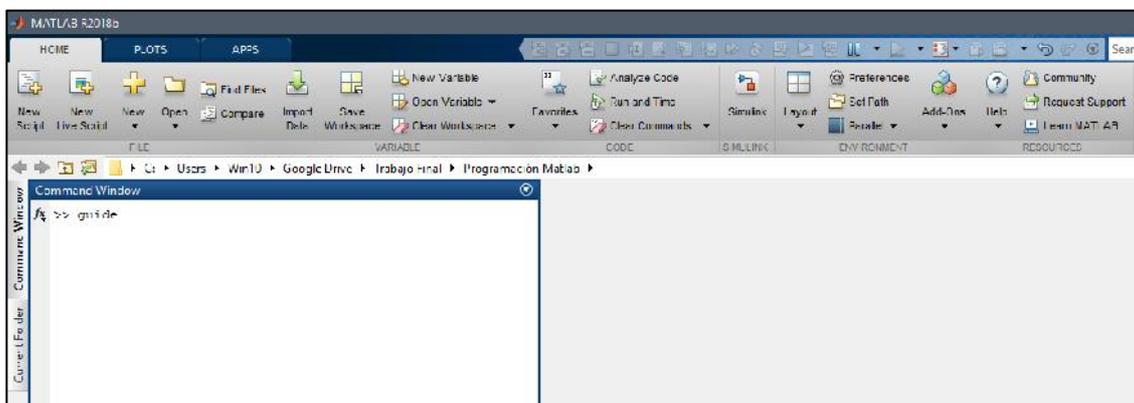


Figura 3.6.7 - Comando *GUIDE* para crear o editar GUI de MATLAB

En la figura 3.6.8 puede observarse la interfaz gráfica creada que permite la comunicación entre el usuario y el Script de MATLAB. En el mismo, como ya se mencionó anteriormente se cargan los valores de tensión **Vs** y corriente **Is** (magnitud y ángulo en cada caso) medidos durante la falla, la resistividad del terreno, el tipo de cruceta preponderante (lista desplegable) y la corriente (módulo) de actuación de los relés de protección **It** a la salida del distribuidor. Al presionar el botón *Calcular* se inicia el algoritmo de cálculo, mientras que presionando el botón *Reset* es posible limpiar todos los campos de la ventana de manera de ingresar nuevos valores.

UNIVERSIDAD NACIONAL de MAR DEL PLATA LOCALIZACIÓN DE FALLAS Facultad de Ingeniería

Corriente de Actuación Relé
It = [] [A]

Otros
Resistividad [] [ohm.m]
Cruceta MN 110

Parámetros de Falla
Usa = [] [V] [] [°]
Usb = [] [V] [] [°]
Usc = [] [V] [] [°]
Isa = [] [A] [] [°]
Isb = [] [A] [] [°]
Isc = [] [A] [] [°]

Calcular Reset

Nota Debe utilizarse, sin excepción, el punto (.) como separador decimal en todos los campos.

Figura 3.6.8 - Interfaz gráfica creada

Es importante destacar la nota (*Nota*) al pie de la ventana, la cual informa que todos los valores deben ingresarse utilizando el punto (.) como separador decimal, ya que es el formato utilizado por el código de programación en el Script de MATLAB.

3.6.3. SALIDAS DEL ALGORITMO DE CÁLCULO

Al finalizar el proceso de cálculo, se obtiene la información de los posibles tramos en falla de la red junto con la probabilidad de que cada uno de ellos sea el que posee el defecto. El archivo se crea con una extensión *.txt* al igual que los archivos de entrada y se nombra "*Resultado.txt*". Los campos ingresados para cada posible tramo en falla están delimitados por comas y se muestran a continuación:

ID, Distancia a la falla m, Coordenadas X;Y, Probabilidad

1. El primer campo corresponde a la identificación del tramo de línea, obtenido a partir del archivo "*lineas.txt*".
2. El segundo campo corresponde a la distancia al punto de falla *m*, calculada según el método propuesto en el presente trabajo.
3. El tercer campo corresponde a las coordenadas iniciales y finales de cada uno de los quiebres del tramo, obtenidas a partir del archivo "*lineas.txt*".
4. El cuarto campo corresponde a la probabilidad de ocurrencia de la falla en dicho tramo, calculada según el método propuesto en el presente trabajo.

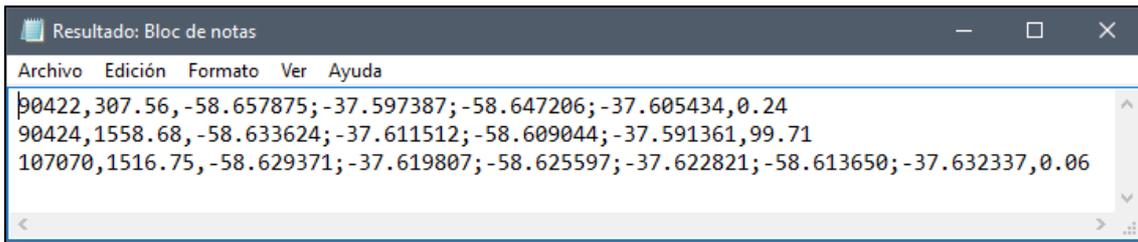


Figura 3.6.9 - Archivo *Resultado.txt*

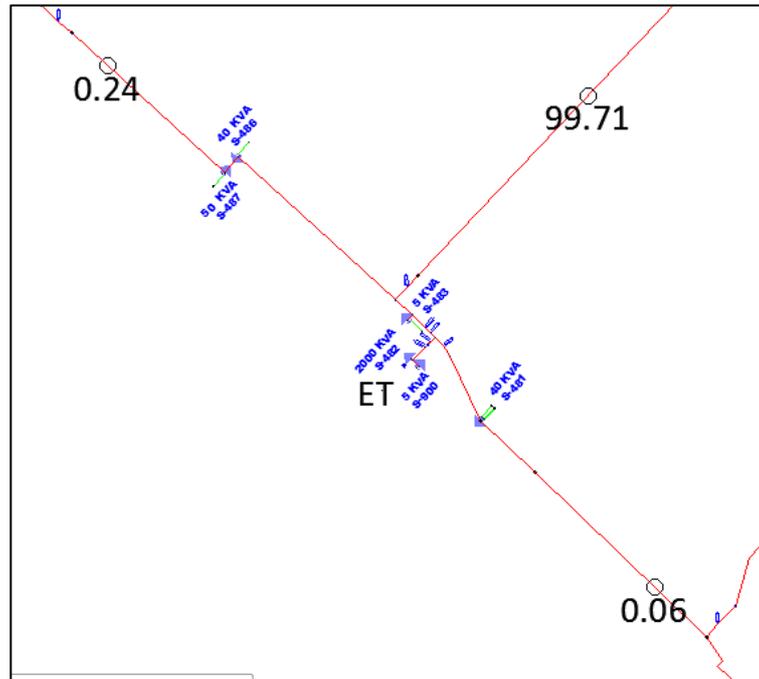


Figura 3.6.10 - Ejemplo de representación gráfica de los resultados

En la figura 3.6.9 puede observarse un ejemplo de un archivo “*Resultado.txt*” luego de finalizar el cálculo. En el mismo puede notarse que, a partir de los cálculos realizados, la estimación que mayor probabilidad presenta es el tramo de línea 90424 (99,71%).

Para que el programa AutoCAD MAP pueda cumplir su función de representar gráficamente la ubicación de los puntos en falla de la red existente, es necesario cargar la rutina (comando) que permite realizar la lectura de los datos desde el archivo “*Resultado.txt*”.

Las rutinas LISP permiten sistematizar tareas o procedimientos que se incorporan a los comandos básicos de AutoCAD y agilizan su uso. Es posible crear nuevas rutinas LISP desde el Editor de AutoLISP disponible en el entorno del programa o bien pueden cargarse archivos ya existentes. Para acceder al Editor de AutoLISP (*VISUAL LISP EDITOR*) o para cargar un archivo existente LISP (*LOAD APPLICATION*) debe seguirse la ruta *TOOLS > AUTOLISP*, dentro del entorno de AutoCAD, tal como se muestra en la figura 3.6.11.

También, es posible ingresar un archivo existente desde Barra de Comandos ingresando *_APpload*. Cualquiera sea la ruta utilizada para la carga de un archivo, aparece una ventana (figura 3.6.12) donde se selecciona el archivo “*Localizacion.lsp*” que se encuentra en la carpeta “*Localizacion_Fallas*” ubicada

dentro del Disco Local C. En la sección 3.6.4 “Versión Ejecutable” se explica con mayor detalle los archivos necesarios para la ejecución del programa de cálculo y su correspondiente ubicación.

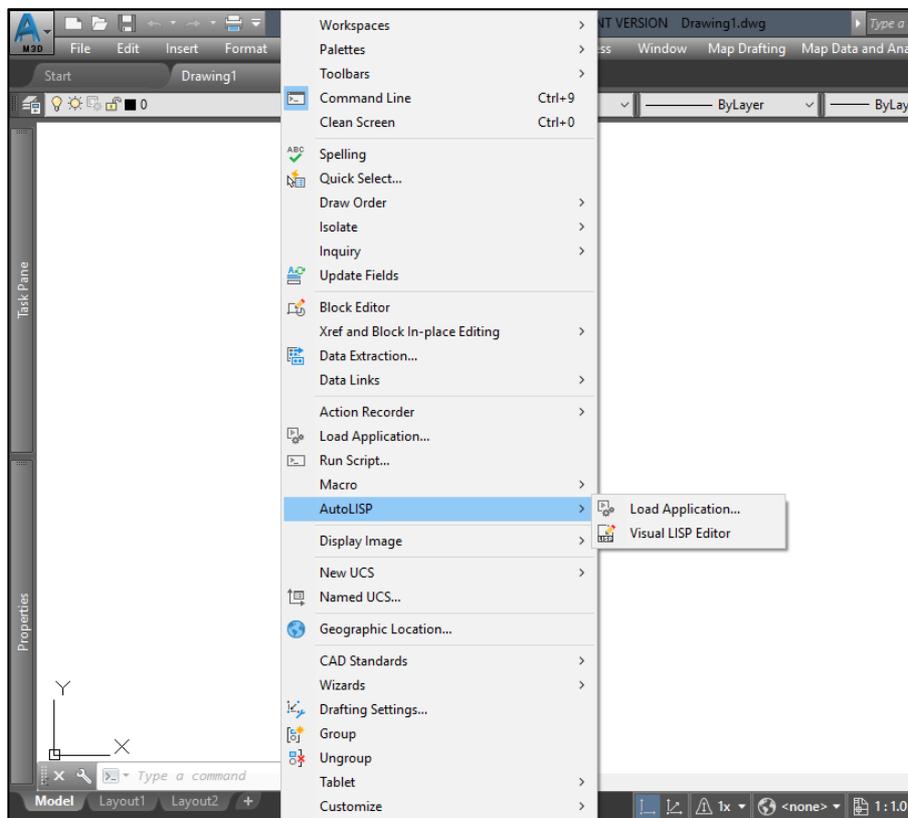


Figura 3.6.11 - Lenguaje AutoLISP en AutoCAD

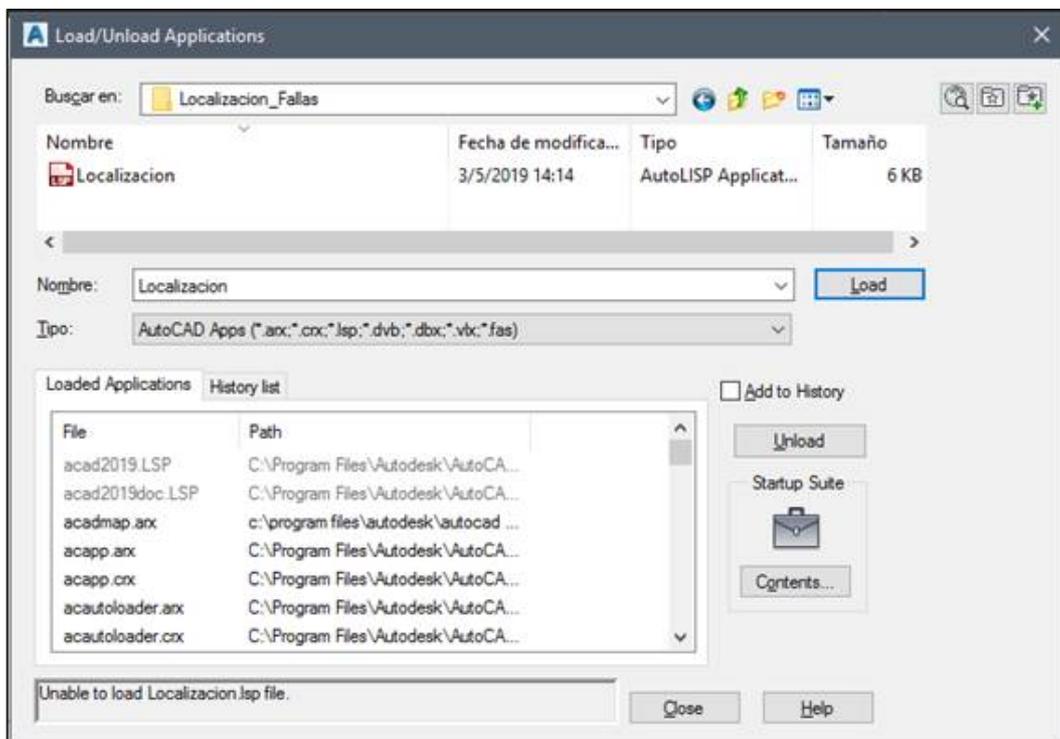


Figura 3.6.12 - Carga de rutina LISP en AutoCAD

Finalmente, solo resta ingresar el comando *IN-RESULTADO* por Barra de Comandos y el programa representará los puntos de fallas obtenidos en el archivo "*Resultado.txt*". En la sección 3.6.5 "Ejemplo de Aplicación" se desarrolla un caso práctico donde se utiliza la plataforma GIS para la representación gráfica de las estimaciones calculadas en el algoritmo de cálculo.

3.6.4. VERSIÓN EJECUTABLE

Una vez desarrollado el algoritmo de cálculo es necesario generar un archivo ejecutable que le permita al usuario operar con mayor simpleza sin tener que recurrir al uso del código fuente (en su versión con extensión *.m*).

El mismo entorno brinda una herramienta que permite compilar el archivo con extensión *.m* donde se realizó la programación, de manera tal de crear un archivo ejecutable a partir de éste. Al ingresar el comando *DEPLOYTOOL* en la ventana de comando (*COMMAND WINDOW*), desde el entorno de MATLAB, es posible crear este archivo.

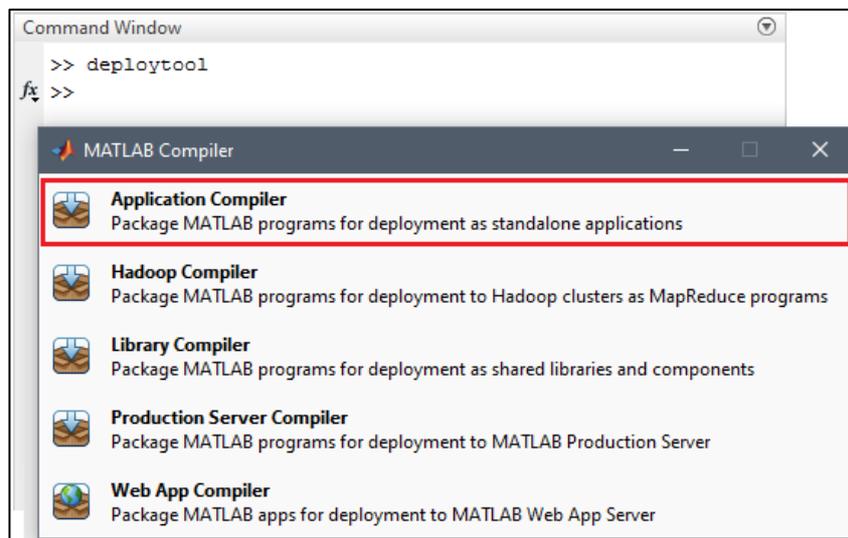


Figura 3.6.13 - Compilador de aplicaciones en MATLAB

Una vez ingresado el comando, se abre una nueva ventana en la cual se selecciona la opción *APPLICATION COMPILER*. En el nuevo menú es posible cargar el archivo fuente a compilar y definir algunas características del archivo ejecutable a crear.

Además, al seleccionar la opción *RUNTIME INCLUDED IN PACKAGE* la aplicación incluye un compilador denominado MCR (de sus siglas en inglés: *Matlab Compiler Runtime*) al momento de generar el ejecutable. Este último permite ejecutar la aplicación sin necesidad de tener instalado el programa MATLAB en el sistema. Esta característica se muestra en la figura 3.6.14.

Así, una vez creado el ejecutable, se creó una carpeta denominada "*Localizacion_Fallas*" (figura 3.6.15), la cual contiene todo el material necesario para la ejecución del programa en su conjunto y se ubica en el disco local C, ya que parte de las rutinas se encuentran referidas a esa ubicación (a efectos de normalizar el uso de la aplicación en todos los ordenadores).

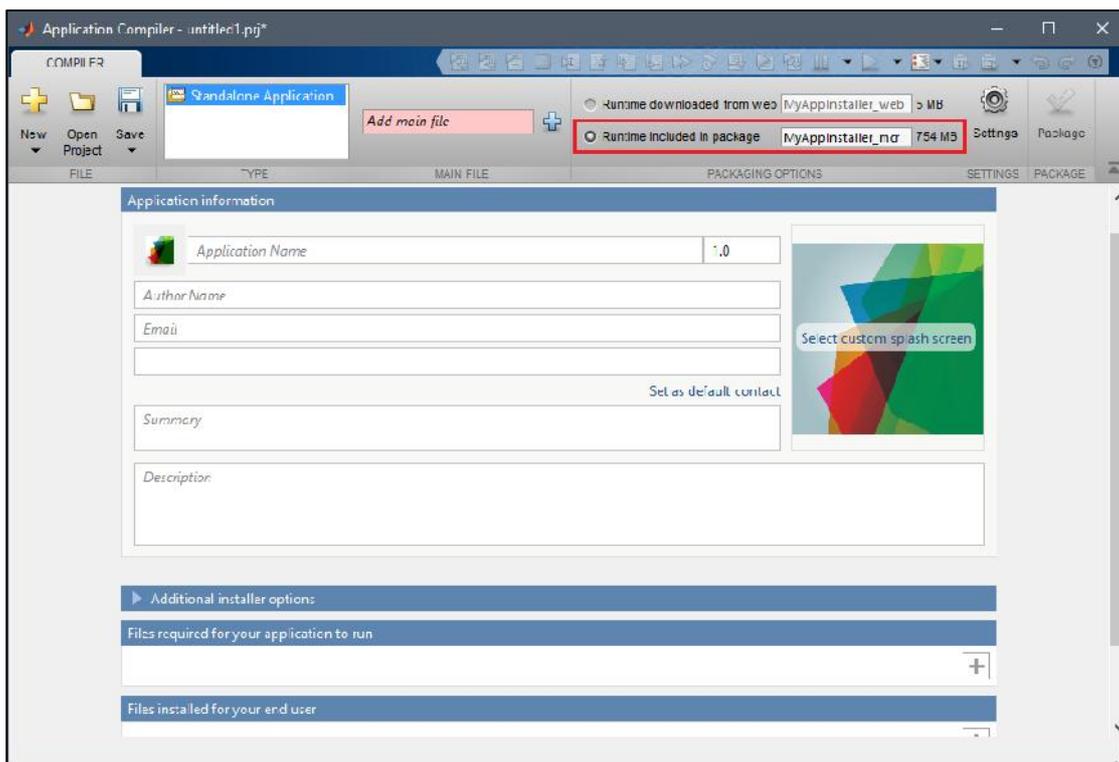


Figura 3.6.14 - Carga de rutina LISP en AutoCAD

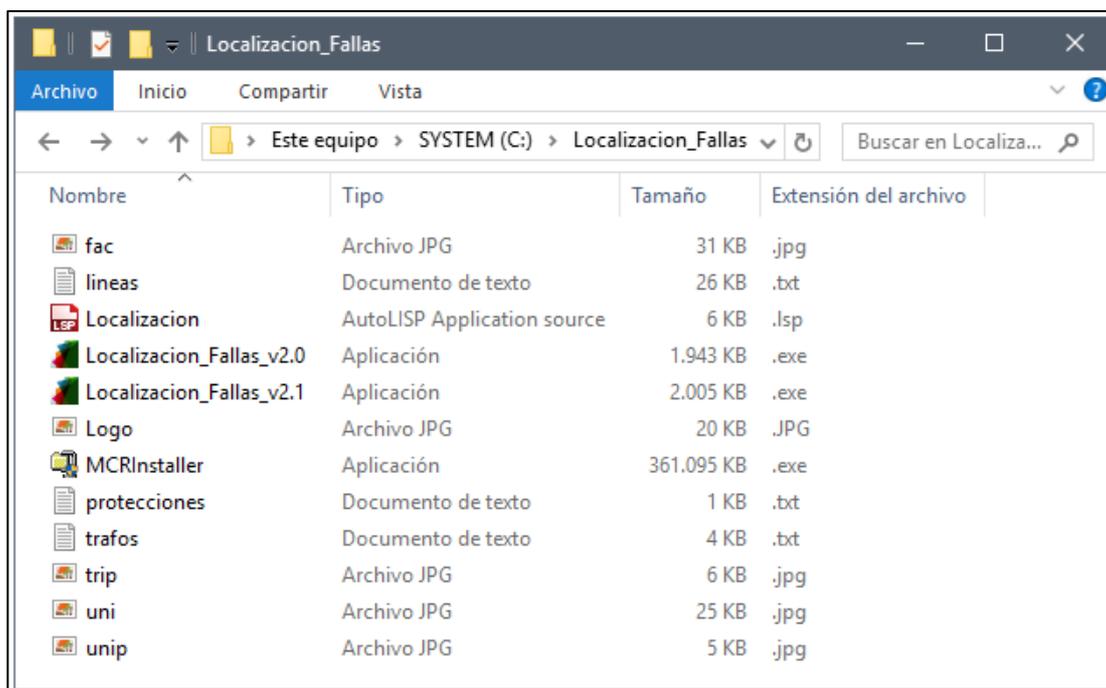


Figura 3.6.15 - Carpeta *Localizacion_Fallas*

La carpeta contiene los siguientes archivos:

- *Localizacion_Fallas_v2.0.exe*: archivo ejecutable de localizador de fallas según modelo desarrollado en la sección 3 “Método propuesto”.

- *Localizacion_Fallas_v2.1.exe*: archivo ejecutable de localizador de fallas según modelo desarrollado en la sección 4.1 “Estudio de la múltiple estimación del punto de falla en líneas bifásicas y LMRT”.
- *MCRInstaller.exe*: archivo ejecutable del instalador del compilador de MATLAB (en caso de no contar con MATLAB instalado en el sistema).
- *lineas.txt*: archivo de documento de texto con la información de las líneas de la red, según [10].
- *trafos.txt*: archivo de documento de texto con la información de los transformadores de la red, según [10].
- *protecciones.txt*: archivo de documento de texto con la información de las protecciones (fusibles) de la red, según [10] (ver sección 4.1 “Estudio de la múltiple estimación del punto de falla en líneas bifásicas y LMRT”).
- *Logo.jpg*: archivo de imagen complementario, necesario para la ejecución de los archivos ejecutables “*Localizacion_Fallas_v2.0.exe*” y “*Localizacion_Fallas_v2.1.exe*”.
- *fac.jpg*: archivo de imagen complementario, necesario para la ejecución de los archivos ejecutables “*Localizacion_Fallas_v2.0.exe*” y “*Localizacion_Fallas_v2.1.exe*”.
- *uni.jpg*: archivo de imagen complementario, necesario para la ejecución de los archivos ejecutables “*Localizacion_Fallas_v2.0.exe*” y “*Localizacion_Fallas_v2.1.exe*”.
- *unip.jpg*: archivo de imagen complementario, necesario para la ejecución del archivo ejecutable “*Localizacion_Fallas_v2.1.exe*”.
- *trip.jpg*: archivo de imagen complementario, necesario para la ejecución del archivo ejecutable “*Localizacion_Fallas_v2.1.exe*”.
- *Localizacion.lsp*: archivo de rutina AutoLISP, necesario para ejecutar el comando de visualización de los resultados en la plataforma GIS (AutoCAD).

Cabe aclarar que, una vez ejecutado el programa, los resultados (archivo “*Resultado.txt*”) se mostrarán en esta misma carpeta. De aquí la importancia de la creación de esta carpeta y su ubicación en el disco local C, ya que el GIS recopila la información desde esta ubicación.

No obstante, es posible modificar la ruta de búsqueda del archivo de resultados si es necesario obtenerlo desde otra carpeta. Para ello solo es necesario cambiar la ruta en la rutina “*Localizacion.lsp*”, usando el Editor de AutoLISP (*VISUAL LISP EDITOR*) mencionado anteriormente.

```
(defun c:IN-resultado ()  
(b-coma-en-txt-resultado "C:\\Localizacion_Fallas\\Resultado.txt" 10 1 )  
)
```

Figura 3.6.16 - Modificación de ruta de búsqueda de archivo de resultados en rutina LISP

En la figura 3.6.16 se observan parte de las líneas de programación en las que se encuentra especificada la ubicación donde la rutina busca el archivo de resultados, y simplemente cambiando esta ruta se modificará la dirección de búsqueda.

3.6.5. EJEMPLO DE APLICACIÓN

A partir de la red disponible para el estudio (distribuidor rural de 13,2 [kV] perteneciente a la Cooperativa de Electricidad General Balcarce Ltda.), junto con los archivos necesarios para la ejecución del algoritmo desarrollado ("*lineas.txt*" y "*trafos.txt*") y el modelo simulado de la red (explicado en la sección 3.3 "Modelado de la red eléctrica") se detalla un ejemplo de aplicación de la metodología propuesta en este trabajo:

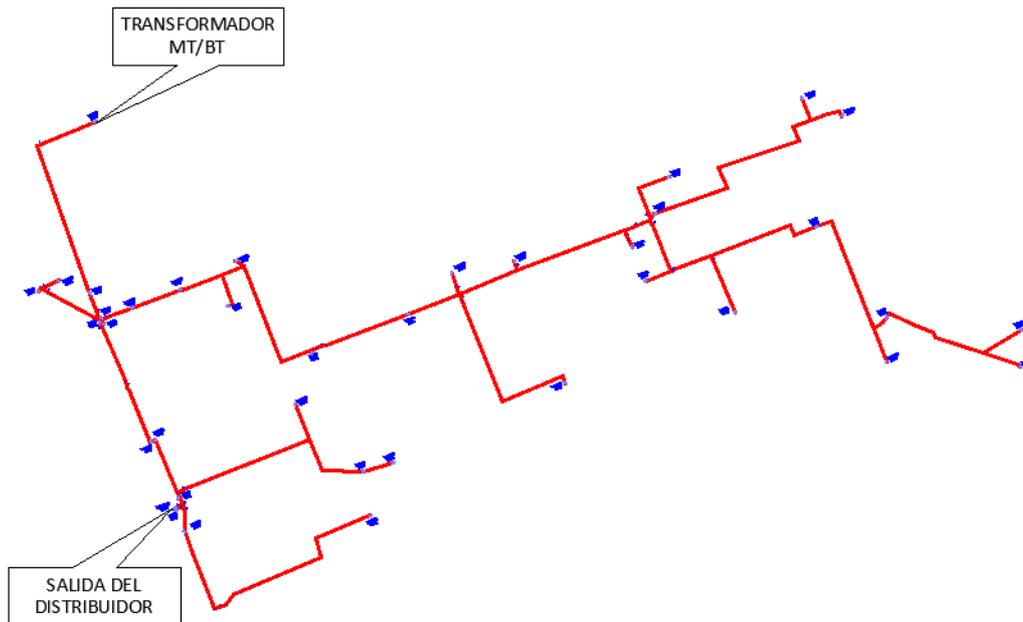


Figura 3.6.17 - Red disponible en GIS (AutoCAD)

I. Simulación de falla en red modelada en PowerFactory DigSILENT.

A partir del modelo construido, tal como se explicó en la sección 3.3.4 "Procedimiento para la construcción de la red en PowerFactory DigSILENT", se simuló una falla en uno de los tramos pertenecientes a la red de distribución.

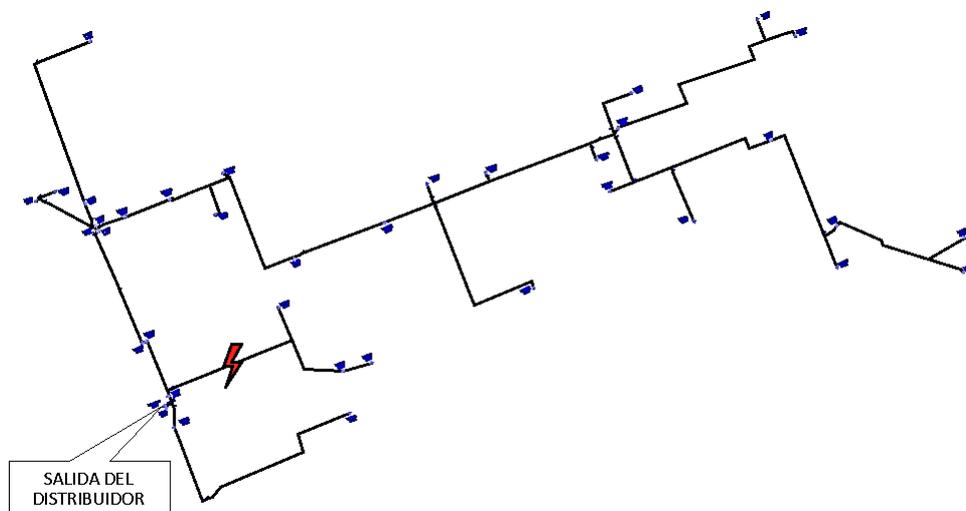


Figura 3.6.18 - Sitio de falla simulada en GIS (AutoCAD)

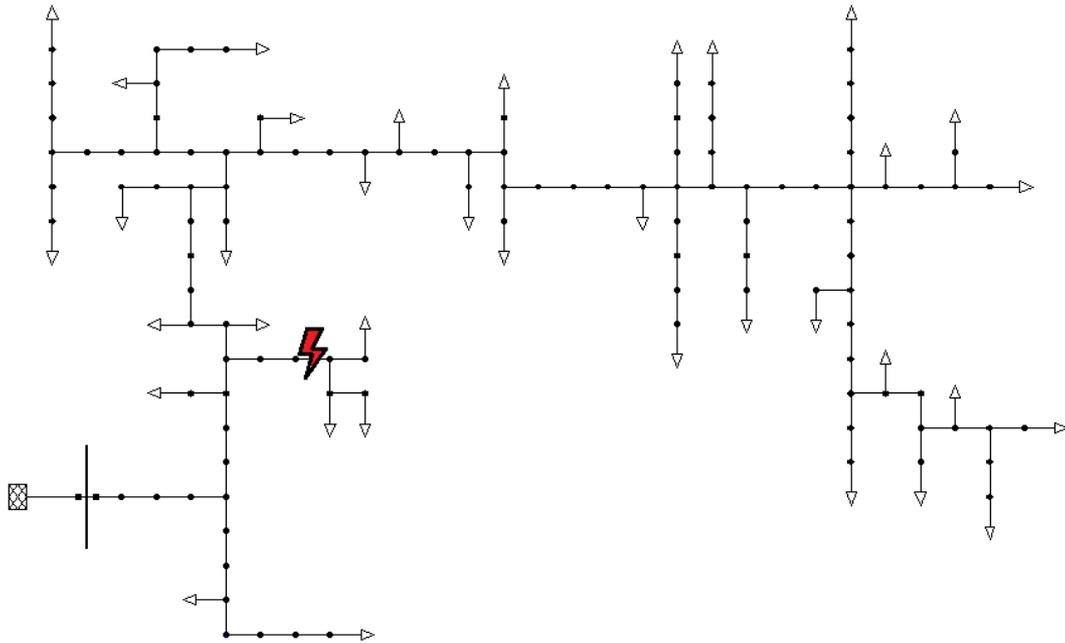


Figura 3.6.19 - Sitio de falla simulada en la red modelada en PowerFactory DigSILENT

En particular, se simuló una falla monofásica en la fase A (R) en el tramo identificado como 90247, según [10], con una resistencia de falla $R_f = 0 \text{ } [\Omega]$. El defecto fue simulado al 50% de la distancia total del tramo (1558,68 [m]), lo que corresponde a una distancia total desde la subestación de 2315,39 [m]. La figura 3.6.18 muestra el sitio de falla en el GIS, mientras que la figura 3.6.19 lo hace en la red modelada en el simulador PowerFactory DigSILENT.

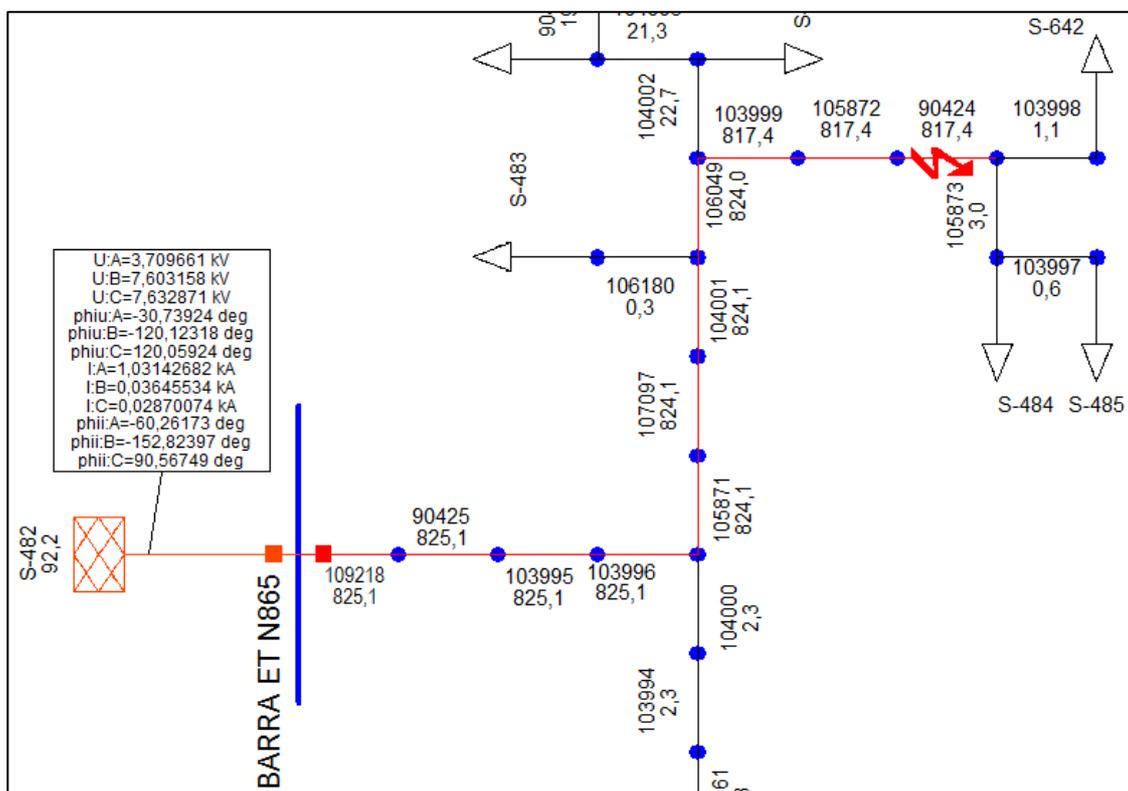


Figura 3.6.20 - Valores medidos de tensión y corriente en la subestación para la falla simulada

Una vez simulado el evento de cortocircuito, se obtuvieron los datos de tensión y corriente a la salida del distribuidor que se observan en la figura 3.6.20.

II. Cargado de la información al algoritmo de cálculo.

Para esto se ejecuta el programa de localización de fallas desarrollado en el presente trabajo, "Localización_Fallas_v2.0", y se cargan los datos obtenidos en la simulación en la interfaz gráfica.

Corriente de Actuación Relé		Parámetros de Falla	
It =	80 [A]	Usa =	3709.661 [V] -30.73924 [°]
		Usb =	7603.158 [V] -120.12318 [°]
		Usc =	7632.871 [V] 120.05924 [°]
		Isa =	1031.42682 [A] -60.26173 [°]
		Isb =	36.45534 [A] -152.82397 [°]
		Isc =	28.70074 [A] 90.56749 [°]

Figura 3.6.21 - Cargado de valores medidos de tensión y corriente en la subestación al programa de cálculo mediante interfaz gráfica

III. Obtención de archivo con resultados.

Luego de que el usuario cargue la información requerida por la interfaz gráfica y presione el botón *Calcular*, se obtiene un archivo de texto con el resultado del análisis de los datos (para este ejemplo particular, el tiempo total de ejecución del programa localizador fue aproximadamente igual a 7 segundos).

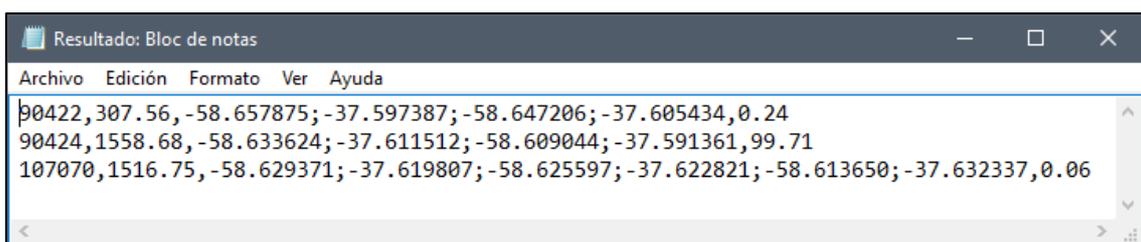


Figura 3.6.22 - Archivo de texto con resultados del cálculo

Recordando brevemente lo explicado en la sección 3.6.3 “Salidas del algoritmo de cálculo”, este archivo muestra en cada línea la información (delimitada por comas) correspondiente a cada posible tramo en falla. Dentro de cada línea, el primer campo corresponde a la identificación del tramo, el segundo identifica la distancia a la falla dentro de cada sección desde el nodo inicial, el tercero muestra las coordenadas iniciales y finales del tramo (incluye puntos de quiebre interiores) y, por último, se tiene la probabilidad de que cada tramo sea el que presenta la falla.

Considerando la información presente en el archivo de texto con los resultados obtenidos para esta simulación (figura 3.6.22), se puede observar que, de las tres posibles ubicaciones del punto de falla, el tramo 90424 presenta la mayor probabilidad de ser el tramo afectado (99,71%) a una distancia de 1558,68 [m] desde su nodo inicial. De esta manera, puede afirmarse que se obtuvo una correcta localización de la falla.

IV. Representación gráfica de los resultados en el GIS.

Por último, para simplificar la interpretación de los resultados y mejorar la calidad de la representación de los datos obtenidos a partir del uso del programa localizador de fallas, se muestra gráficamente en la plataforma GIS la información contenida en el archivo “Resultado.txt”.

Para ello, tal como se describió en la sección 3.6.3 “Salidas del algoritmo de cálculo”, se ejecutó el comando *IN-RESULTADO* desde el GIS y se visualizaron los resultados de forma gráfica, directamente representados sobre la red eléctrica de distribución georreferenciada.

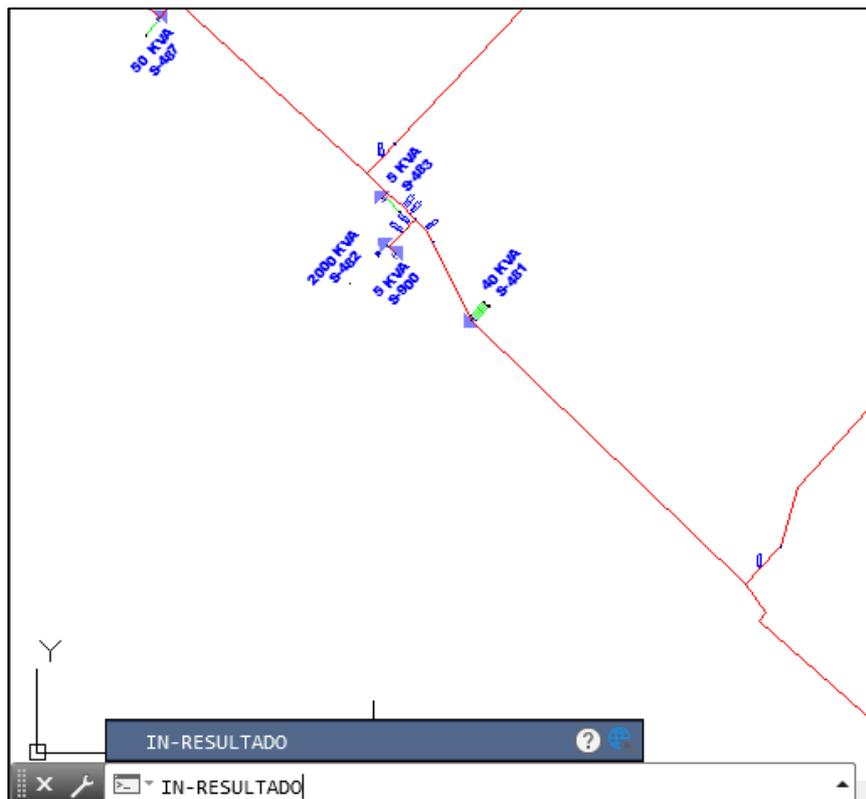


Figura 3.6.23 - Ingreso de comando *IN-RESULTADO* en plataforma GIS

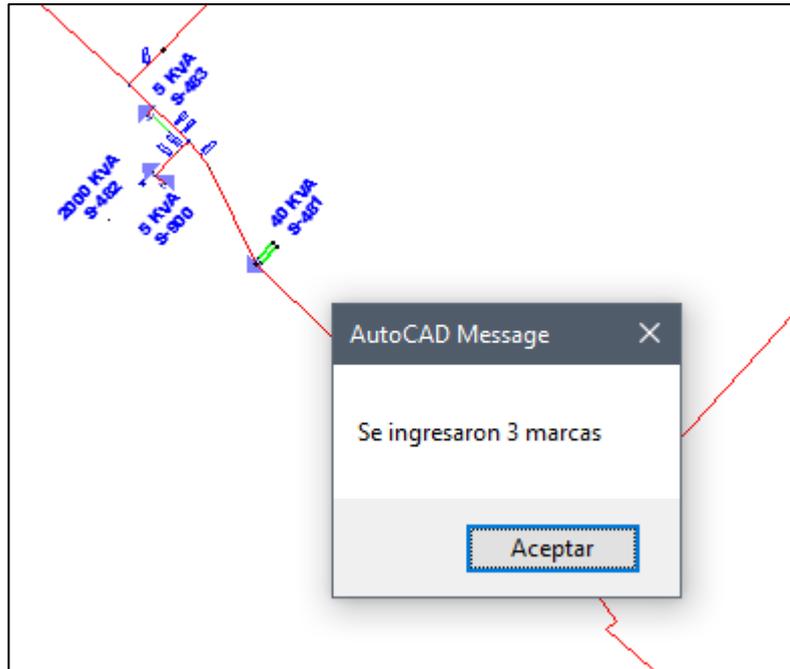


Figura 3.6.24 - Visualización gráfica de número de posibles puntos en falla en plataforma GIS

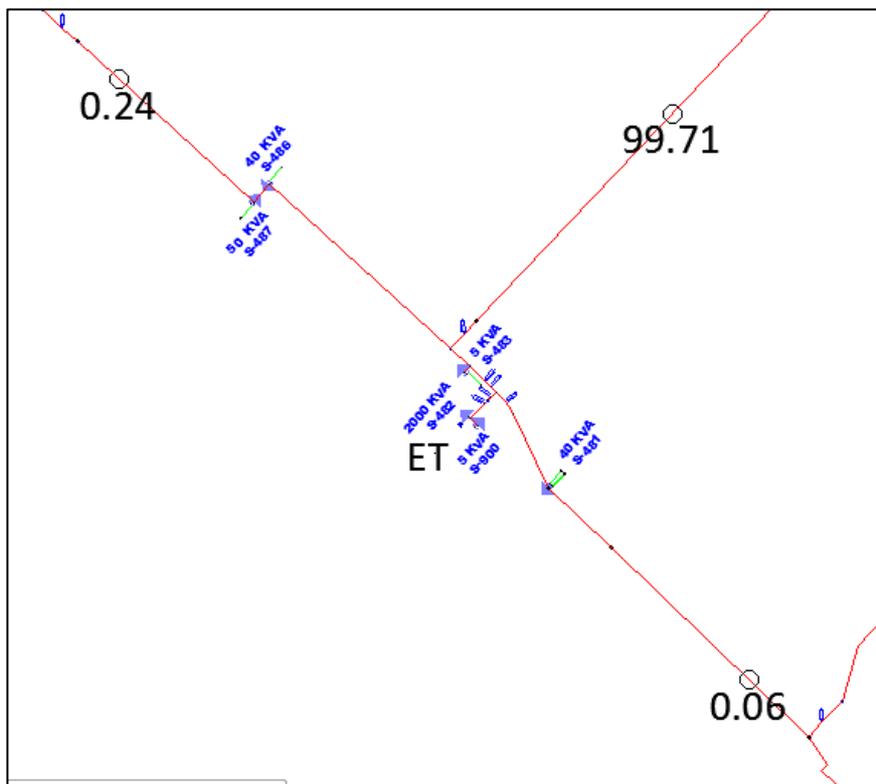


Figura 3.6.25 - Visualización gráfica de resultados en plataforma GIS

3.7. RESULTADOS

Para realizar el análisis sobre el conjunto de fallas simuladas se hace una división en cuanto a: (I) la exactitud del método para la ubicación del punto de falla y (II) la factibilidad de eliminar o reducir la múltiple estimación.

3.7.1. EXACTITUD DEL MÉTODO PROPUESTO

En esta primera parte se analizó el error del algoritmo de cálculo teniendo en cuenta su exactitud. Esto quiere decir, que se compararon las expresiones (3.7.1) (3.7.2) (3.7.3), las cuales definen la ubicación del punto de falla m según sea el tipo de falla, con la ubicación real en la que se simuló el defecto.

$$m_{\text{FALLA Ag}} = \frac{\text{imag}\left(\frac{V_{Fa}}{I_{Fna}}\right)}{\text{imag}\left(\frac{Z_{aa} * I_{Fa} + Z_{ab} * I_{Fb} + Z_{ac} * I_{Fc}}{I_{Fna}}\right)} \quad (3.7.1)$$

$$m_{\text{FALLA AB; ABg}} = \frac{\text{imag}\left(\frac{V_{Fa} - V_{Fb}}{I_{Fna} - I_{Fnb}}\right)}{\text{imag}\left(\frac{(Z_{aa} - Z_{ba}) * I_{Fa} + (Z_{ab} - Z_{bb}) * I_{Fb} + (Z_{ac} - Z_{bc}) * I_{Fc}}{I_{Fna} - I_{Fnb}}\right)} \quad (3.7.2)$$

$$m_{\text{FALLA ABC}} = \frac{(m_1 + m_2 + m_3)}{3} \quad (3.7.3)$$

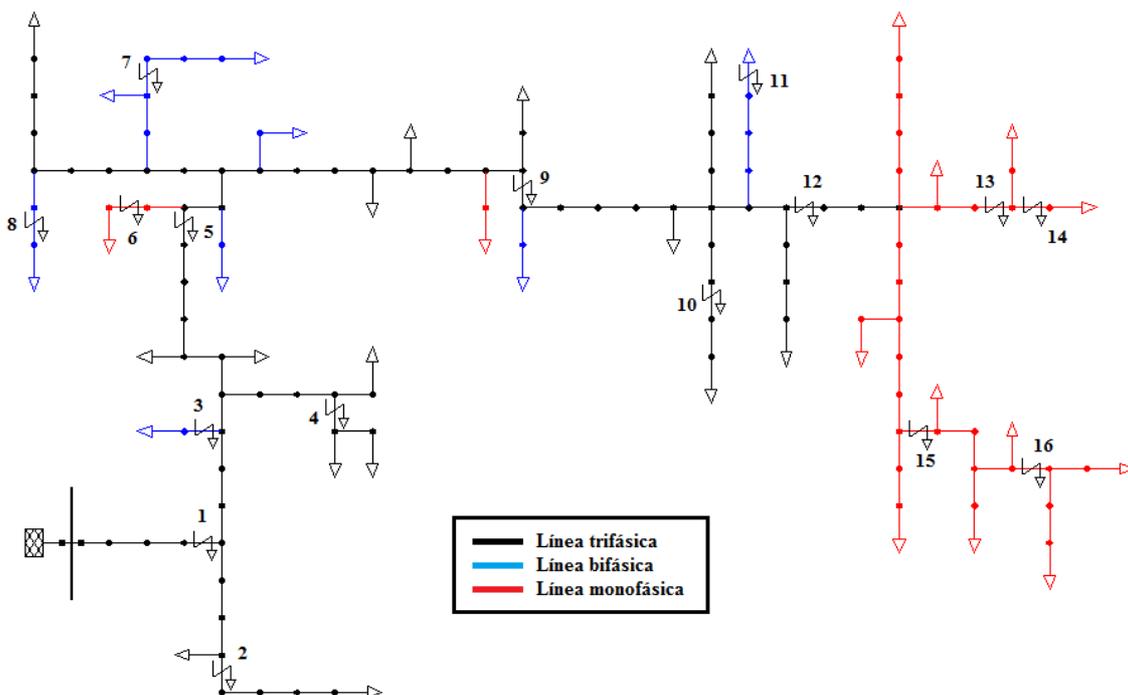


Figura 3.7.1 - Ubicación de los puntos de fallas simulados en PowerFactory DigSILENT

Para poder cuantificar el error se utiliza la siguiente expresión que tiene en cuenta la distancia real desde la subestación al punto de falla y la distancia calculada por medio del programa localizador de fallas:

$$\text{Error}_{\%} = \frac{|\text{Distancia}_{\text{CALCULADA}} - \text{Distancia}_{\text{REAL}}|}{\text{Distancia}_{\text{REAL}}} \times 100 \quad [\%] \quad (3.7.4)$$

Se simularon cuatro tipos de defectos (monofásicos, bifásicos, bifásicos a tierra y trifásicos) variando la distancia al punto de falla y el tipo de línea sobre las que se produce el defecto (trifilares, bifilares y monofilares) como puede observarse en la figura 3.7.1. Además, se varió en cada caso la resistencia de falla R_f tomando los siguientes valores: 0 $[\Omega]$, 10 $[\Omega]$, 20 $[\Omega]$, 30 $[\Omega]$ y 40 $[\Omega]$. Se adoptó este rango en los valores de la resistencia de falla de manera que coincida con el utilizado en los ensayos de la herramienta propuesta en [14] y [15] y así poder tener un modelo a comparar con el aquí presentado.

Luego de realizar 225 simulaciones, se tabularon los datos según sea el valor de la resistencia de falla y se graficó para cada tipo de defecto el error porcentual, según (3.7.4), en función de la distancia real al punto de falla.

Datos simulados					Datos calculados		
N°	ID tramo (Fases)	Longitud tramo [m]	Distancia a falla [m]	Falla simulada (m%)	m%	Distancia a falla [m]	Error (%)
1	103996 (ABC)	34,57	185,00	ABC (50,00)	50,000187	185,0001	0,000035
				AB (50,00)	50,000365	185,0001	0,000068
				ABg (50,00)	49,999623	184,9999	0,000070
				Ag (50,00)	49,999558	184,9998	0,000083
2	107070 (ABC)	1965,18	1783,73	ABC (50,00)	50,000011	1783,7302	0,000012
				AB (50,00)	50,000014	1783,7303	0,000015
				ABg (50,00)	50,000015	1783,7303	0,000017
				Ag (50,00)	50,000018	1783,7304	0,000020
3	106180 (AC)	38,35	422,17	ABC (-)	-	-	-
				AC (50,00)	49,998932	422,1696	0,000097
				ACg (50,00)	50,000254	422,1701	0,000023
				Ag (50,00)	50,000008	422,1700	0,000001
4	105873 (ABC)	1745,23	4746,68	ABC (50,00)	49,999995	4746,6799	0,000002
				AB (50,00)	50,000085	185,0000	0,000016
				ABg (50,00)	50,000085	185,0000	0,000016
				Ag (50,00)	49,999990	185,0000	0,000002
5	90744 (ABC)	1426,51	4280,12	ABC (50,00)	49,999993	4280,1199	0,000002
				AB (50,00)	50,000001	4280,1200	0,000000
				ABg (50,00)	50,000007	4280,1201	0,000002
				Ag (50,00)	50,000073	4280,1210	0,000024
6	107066 (A)	55,18	5030,78	ABC (-)	-	-	-
				AB (-)	-	-	-
				ABg (-)	-	-	-
				Ag (50,00)	49,998818	5030,7793	0,000013

Tabla 3.7.1 - Resultados del cálculo del punto de falla para $R_f = 0 \text{ } [\Omega]$

Datos simulados				Datos calculados			
N°	ID tramo (Fases)	Longitud tramo [m]	Distancia a falla [m]	Falla simulada (m%)	m%	Distancia a falla [m]	Error (%)
7	108590 (AC)	3787,92	7705,94	ABC (-)	-	-	-
				AC (50,00)	49,999959	7705,9384	0,000020
				ACg (50,00)	50,000074	7705,9428	0,000036
				Ag (50,00)	49,999968	7705,9388	0,000016
8	106046 (AB)	78,70	6745,53	ABC (-)	-	-	-
				AB (50,00)	50,002651	6745,5321	0,000031
				ABg (50,00)	50,002255	6745,5318	0,000026
				Ag (50,00)	49,999454	6745,5296	0,000006
9	103991 (ABC)	3166,84	10333,58	ABC (50,00)	49,999959	10333,5787	0,000013
				AB (50,00)	49,999968	10333,5790	0,000010
				ABg (50,00)	49,999812	10333,5740	0,000058
				Ag (50,00)	49,999969	10333,5790	0,000010
10	90417 (ABC)	2532,62	17116,58	ABC (50,00)	49,999837	17116,5759	0,000024
				AB (50,00)	50,000141	17116,5836	0,000021
				ABg (50,00)	50,000242	17116,5861	0,000036
				Ag (50,00)	50,000000	17116,5800	0,000000
11	103724 (AC)	83,33	17316,50	ABC (-)	-	-	-
				AC (50,00)	49,990098	17316,4917	0,000048
				ACg (50,00)	49,986364	17316,4886	0,000066
				Ag (50,00)	49,992583	17316,4938	0,000036
12	103982 (ABC)	190,50	19890,10	ABC (50,00)	49,998488	19890,0971	0,000014
				AB (50,00)	50,003039	19890,1058	0,000029
				ABg (50,00)	50,002146	19890,1041	0,000021
				Ag (50,00)	50,014391	19890,1274	0,000138
13	108383 (B)	5015,10	23218,22	ABC (-)	-	-	-
				AB (-)	-	-	-
				ABg (-)	-	-	-
				Bg (50,00)	50,000412	23218,2407	0,000089
14	55294 (B)	845,75	26168,45	ABC (-)	-	-	-
				AB (-)	-	-	-
				ABg (-)	-	-	-
				Bg (50,00)	50,002891	26168,4745	0,000093
15	90739 (B)	2820,73	24148,57	ABC (-)	-	-	-
				AB (-)	-	-	-
				ABg (-)	-	-	-
				Bg (50,00)	50,000667	24148,5888	0,000078
16	106495 (B)	2560,00	30334,72	ABC (-)	-	-	-
				AB (-)	-	-	-
				ABg (-)	-	-	-
				Bg (50,00)	50,001118	30334,7486	0,000094

Tabla 3.7.1. continuación - Resultados del cálculo del punto de falla para $R_f = 0 \text{ } [\Omega]$

Datos simulados				Datos calculados			
N°	ID tramo (Fases)	Longitud tramo [m]	Distancia a falla [m]	Falla simulada (m%)	m%	Distancia a falla [m]	Error (%)
1	103996 (ABC)	34,57	185,00	ABC (50,00)	49,993526	184,9978	0,001210
				AB (50,00)	50,001333	185,0005	0,000249
				ABg (50,00)	49,996198	184,9987	0,000710
				Ag (50,00)	50,003326	185,0011	0,000622
2	107070 (ABC)	1965,18	1783,73	ABC (50,00)	49,999805	1783,7262	0,000215
				AB (50,00)	50,000069	1783,7314	0,000076
				ABg (50,00)	50,000136	1783,7327	0,000150
				Ag (50,00)	49,999983	1783,7297	0,000019
3	106180 (AC)	38,35	422,17	ABC (-)	-	-	-
				AC (50,00)	50,002857	422,1711	0,000260
				ACg (50,00)	50,005238	422,1720	0,000476
				Ag (50,00)	49,998583	422,1695	0,000129
4	105873 (ABC)	1745,23	4746,68	ABC (50,00)	49,999643	4746,6738	0,000131
				AB (50,00)	50,000257	4746,6845	0,000094
				ABg (50,00)	50,000323	4746,6856	0,000119
				Ag (50,00)	49,999800	4746,6765	0,000074
5	90744 (ABC)	1426,51	4280,12	ABC (50,00)	49,999995	4280,1199	0,000002
				AB (50,00)	50,000352	4280,1250	0,000117
				ABg (50,00)	49,999903	4280,1186	0,000032
				Ag (50,00)	49,999888	4280,1184	0,000037
6	107066 (A)	55,18	5030,78	ABC (-)	-	-	-
				AB (-)	-	-	-
				ABg (-)	-	-	-
				Ag (50,00)	49,993435	5030,7764	0,000072
7	108590 (AC)	3787,92	7705,94	ABC (-)	-	-	-
				AC (50,00)	49,999964	7705,9386	0,000018
				ACg (50,00)	49,999989	7705,9396	0,000005
				Ag (50,00)	49,999979	7705,9392	0,000010
8	106046 (AB)	78,70	6745,53	ABC (-)	-	-	-
				AB (50,00)	50,005741	6745,5345	0,000067
				ABg (50,00)	49,999604	6745,5297	0,000005
				Ag (50,00)	49,995492	6745,5265	0,000053
9	103991 (ABC)	3166,84	10333,58	ABC (50,00)	49,999824	10333,5744	0,000054
				AB (50,00)	50,000194	10333,5861	0,000059
				ABg (50,00)	50,000102	10333,5832	0,000031
				Ag (50,00)	49,999890	10333,5765	0,000034
10	90417 (ABC)	2532,62	17116,58	ABC (50,00)	49,999991	17116,5798	0,000001
				AB (50,00)	50,000719	17116,5982	0,000106
				ABg (50,00)	50,000232	17116,5859	0,000034
				Ag (50,00)	49,999720	17116,5729	0,000041

Tabla 3.7.2 - Resultados del cálculo del punto de falla para $R_f = 10 [\Omega]$

Datos simulados					Datos calculados		
N°	ID tramo (Fases)	Longitud tramo [m]	Distancia a falla [m]	Falla simulada (m%)	m%	Distancia a falla [m]	Error (%)
11	103724 (AC)	83,33	17316,50	ABC (-)	-	-	-
				AC (50,00)	50,007670	17316,5064	0,000037
				ACg (50,00)	49,989773	17316,4915	0,000049
				Ag (50,00)	49,992324	17316,4936	0,000037
12	103982 (ABC)	190,50	19890,10	ABC (50,00)	49,996422	19890,0932	0,000034
				AB (50,00)	50,011699	19890,1223	0,000112
				ABg (50,00)	50,009056	19890,1173	0,000087
				Ag (50,00)	49,997511	19890,0953	0,000024
13	108383 (B)	5015,10	23218,22	ABC (-)	-	-	-
				AB (-)	-	-	-
				ABg (-)	-	-	-
				Bg (50,00)	50,000258	23218,2329	0,000056
14	55294 (B)	845,75	26168,45	ABC (-)	-	-	-
				AB (-)	-	-	-
				ABg (-)	-	-	-
				Bg (50,00)	50,002711	26168,4729	0,000088
15	90739 (B)	2820,73	24148,57	ABC (-)	-	-	-
				AB (-)	-	-	-
				ABg (-)	-	-	-
				Bg (50,00)	50,000712	24148,5901	0,000083
16	106495 (B)	2560,00	30334,72	ABC (-)	-	-	-
				AB (-)	-	-	-
				ABg (-)	-	-	-
				Bg (50,00)	50,001584	30334,7606	0,000134

Tabla 3.7.2. continuación - Resultados del cálculo del punto de falla para $R_f = 10 [\Omega]$

Datos simulados					Datos calculados		
N°	ID tramo (Fases)	Longitud tramo [m]	Distancia a falla [m]	Falla simulada (m%)	m%	Distancia a falla [m]	Error (%)
1	103996 (ABC)	34,57	185,00	ABC (50,00)	49,962758	184,9871	0,006959
				AB (50,00)	49,996647	184,9988	0,000627
				ABg (50,00)	50,016014	185,0055	0,002992
				Ag (50,00)	49,989677	184,9964	0,001929
2	107070 (ABC)	1965,18	1783,73	ABC (50,00)	49,999288	1783,7160	0,000784
				AB (50,00)	50,000143	1783,7328	0,000158
				ABg (50,00)	50,000540	1783,7406	0,000595
				Ag (50,00)	49,999689	1783,7239	0,000343

Tabla 3.7.3 - Resultados del cálculo del punto de falla para $R_f = 20 [\Omega]$

Datos simulados					Datos calculados		
N°	ID tramo (Fases)	Longitud tramo [m]	Distancia a falla [m]	Falla simulada (m%)	m%	Distancia a falla [m]	Error (%)
3	106180 (AC)	38,35	422,17	ABC (-)	-	-	-
				AC (50,00)	49,998560	422,1694	0,000131
				ACg (50,00)	50,020042	422,1777	0,001821
				Ag (50,00)	49,998300	422,1693	0,000154
4	105873 (ABC)	1745,23	4746,68	ABC (50,00)	49,999249	4746,6669	0,000276
				AB (50,00)	50,000608	4746,6906	0,000224
				ABg (50,00)	50,000801	4746,6940	0,000295
				Ag (50,00)	49,999693	4746,6746	0,000113
5	90744 (ABC)	1426,51	4280,12	ABC (50,00)	49,998861	4280,1038	0,000380
				AB (50,00)	50,000502	4280,1272	0,000167
				ABg (50,00)	49,999939	4280,1191	0,000020
				Ag (50,00)	49,999899	4280,1186	0,000034
6	107066 (A)	55,18	5030,78	ABC (-)	-	-	-
				AB (-)	-	-	-
				ABg (-)	-	-	-
				Ag (50,00)	49,996176	5030,7779	0,000042
7	108590 (AC)	3787,92	7705,94	ABC (-)	-	-	-
				AC (50,00)	49,999976	7705,9391	0,000012
				ACg (50,00)	49,999864	7705,9348	0,000067
				Ag (50,00)	49,999927	7705,9372	0,000036
8	106046 (AB)	78,70	6745,53	ABC (-)	-	-	-
				AB (50,00)	50,004296	6745,5334	0,000050
				ABg (50,00)	50,009522	6745,5375	0,000111
				Ag (50,00)	49,994687	6745,5258	0,000062
9	103991 (ABC)	3166,84	10333,58	ABC (50,00)	49,999593	10333,5671	0,000125
				AB (50,00)	50,000596	10333,5989	0,000183
				ABg (50,00)	50,000164	10333,5852	0,000050
				Ag (50,00)	50,000024	10333,5808	0,000007
10	90417 (ABC)	2532,62	17116,58	ABC (50,00)	49,999407	17116,5650	0,000088
				AB (50,00)	50,000969	17116,6045	0,000143
				ABg (50,00)	50,000367	17116,5893	0,000054
				Ag (50,00)	49,999789	17116,5747	0,000031
11	103724 (AC)	83,33	17316,50	ABC (-)	-	-	-
				AC (50,00)	50,003842	17316,5032	0,000018
				ACg (50,00)	50,004791	17316,5040	0,000023
				Ag (50,00)	49,984584	17316,4872	0,000074
12	103982 (ABC)	190,50	19890,10	ABC (50,00)	49,989717	19890,0804	0,000098
				AB (50,00)	50,012550	19890,1239	0,000120
				ABg (50,00)	50,014979	19890,1285	0,000143
				Ag (50,00)	49,991005	19890,0829	0,000086

Tabla 3.7.3. continuación - Resultados del cálculo del punto de falla para $R_f = 20$ [Ω]

Datos simulados					Datos calculados		
N°	ID tramo (Fases)	Longitud tramo [m]	Distancia a falla [m]	Falla simulada (m%)	m%	Distancia a falla [m]	Error (%)
13	108383 (B)	5015,10	23218,22	ABC (-)	-	-	-
				AB (-)	-	-	-
				ABg (-)	-	-	-
				Bg (50,00)	50,000121	23218,2261	0,000026
14	55294 (B)	845,75	26168,45	ABC (-)	-	-	-
				AB (-)	-	-	-
				ABg (-)	-	-	-
				Bg (50,00)	50,001876	26168,4659	0,000061
15	90739 (B)	2820,73	24148,57	ABC (-)	-	-	-
				AB (-)	-	-	-
				ABg (-)	-	-	-
				Bg (50,00)	50,000405	24148,5814	0,000047
16	106495 (B)	2560,00	30334,72	ABC (-)	-	-	-
				AB (-)	-	-	-
				ABg (-)	-	-	-
				Bg (50,00)	50,001492	30334,7582	0,000126

Tabla 3.7.3. continuación - Resultados del cálculo del punto de falla para $R_f = 20 [\Omega]$

Datos simulados					Datos calculados		
N°	ID tramo (Fases)	Longitud tramo [m]	Distancia a falla [m]	Falla simulada (m%)	m%	Distancia a falla [m]	Error (%)
1	103996 (ABC)	34,57	185,00	ABC (50,00)	49,906401	184,9676	0,017490
				AB (50,00)	50,026963	185,0093	0,005038
				ABg (50,00)	50,016283	185,0056	0,003043
				Ag (50,00)	49,963975	184,9875	0,006732
2	107070 (ABC)	1965,18	1783,73	ABC (50,00)	49,998794	1783,7063	0,001329
				AB (50,00)	50,000287	1783,7356	0,000316
				ABg (50,00)	50,000880	1783,7473	0,000970
				Ag (50,00)	49,999894	1783,7279	0,000117
3	106180 (AC)	38,35	422,17	ABC (-)	-	-	-
				AC (50,00)	50,000960	422,1704	0,000087
				ACg (50,00)	50,020989	422,1780	0,001907
				Ag (50,00)	49,979001	422,1619	0,001908
4	105873 (ABC)	1745,23	4746,68	ABC (50,00)	49,998332	4746,6509	0,000613
				AB (50,00)	50,000556	4746,6897	0,000204
				ABg (50,00)	50,001606	4746,7080	0,000590
				Ag (50,00)	49,999693	4746,6746	0,000113

Tabla 3.7.4 - Resultados del cálculo del punto de falla para $R_f = 30 [\Omega]$

Datos simulados				Datos calculados			
N°	ID tramo (Fases)	Longitud tramo [m]	Distancia a falla [m]	Falla simulada (m%)	m%	Distancia a falla [m]	Error (%)
5	90744 (ABC)	1426,51	4280,12	ABC (50,00)	49,998102	4280,0929	0,000633
				AB (50,00)	50,001386	4280,1398	0,000462
				ABg (50,00)	50,000909	4280,1330	0,000303
				Ag (50,00)	49,999626	4280,1147	0,000125
6	107066 (A)	55,18	5030,78	ABC (-)	-	-	-
				AB (-)	-	-	-
				ABg (-)	-	-	-
				Ag (50,00)	49,982752	5030,7705	0,000189
7	108590 (AC)	3787,92	7705,94	ABC (-)	-	-	-
				AC (50,00)	49,999950	7705,9381	0,000025
				ACg (50,00)	49,999979	7705,9392	0,000010
				Ag (50,00)	49,999686	7705,9281	0,000154
8	106046 (AB)	78,70	6745,53	ABC (-)	-	-	-
				AB (50,00)	50,007168	6745,5356	0,000084
				ABg (50,00)	50,013581	6745,5407	0,000158
				Ag (50,00)	49,976025	6745,5111	0,000280
9	103991 (ABC)	3166,84	10333,58	ABC (50,00)	49,998902	10333,5452	0,000336
				AB (50,00)	50,000938	10333,6097	0,000287
				ABg (50,00)	50,000593	10333,5988	0,000182
				Ag (50,00)	49,999532	10333,5652	0,000143
10	90417 (ABC)	2532,62	17116,58	ABC (50,00)	49,998679	17116,5465	0,000195
				AB (50,00)	50,001409	17116,6157	0,000208
				ABg (50,00)	50,000625	17116,5958	0,000092
				Ag (50,00)	49,999672	17116,5717	0,000049
11	103724 (AC)	83,33	17316,50	ABC (-)	-	-	-
				AC (50,00)	49,993151	17316,4943	0,000033
				ACg (50,00)	49,988918	17316,4908	0,000053
				Ag (50,00)	49,996232	17316,4969	0,000018
12	103982 (ABC)	190,50	19890,10	ABC (50,00)	49,986056	19890,0734	0,000134
				AB (50,00)	50,020318	19890,1387	0,000195
				ABg (50,00)	50,013767	19890,1262	0,000132
				Ag (50,00)	49,993096	19890,0868	0,000066
13	108383 (B)	5015,10	23218,22	ABC (-)	-	-	-
				AB (-)	-	-	-
				ABg (-)	-	-	-
				Bg (50,00)	49,999799	23218,2099	0,000043
14	55294 (B)	845,75	26168,45	ABC (-)	-	-	-
				AB (-)	-	-	-
				ABg (-)	-	-	-
				Bg (50,00)	49,999872	26168,4489	0,000004

Tabla 3.7.4. continuación - Resultados del cálculo del punto de falla para $R_f = 30 \text{ } [\Omega]$

Datos simulados				Datos calculados			
N°	ID tramo (Fases)	Longitud tramo [m]	Distancia a falla [m]	Falla simulada (m%)	m%	Distancia a falla [m]	Error (%)
15	90739 (B)	2820,73	24148,57	ABC (-)	-	-	-
				AB (-)	-	-	-
				ABg (-)	-	-	-
				Bg (50,00)	50,000385	24148,5809	0,000045
16	106495 (B)	2560,00	30334,72	ABC (-)	-	-	-
				AB (-)	-	-	-
				ABg (-)	-	-	-
				Bg (50,00)	50,000678	30334,7374	0,000057

Tabla 3.7.4. continuación - Resultados del cálculo del punto de falla para $R_f = 30 \text{ } [\Omega]$

Datos simulados				Datos calculados			
N°	ID tramo (Fases)	Longitud tramo [m]	Distancia a falla [m]	Falla simulada (m%)	m%	Distancia a falla [m]	Error (%)
1	103996 (ABC)	34,57	185,00	ABC (50,00)	49,783656	184,9252	0,040427
				AB (50,00)	50,031853	185,0110	0,005952
				ABg (50,00)	50,068902	185,0238	0,012875
				Ag (50,00)	49,953574	184,9840	0,008675
2	107070 (ABC)	1965,18	1783,73	ABC (50,00)	49,997457	1783,6800	0,002802
				AB (50,00)	50,000365	1783,7372	0,000402
				ABg (50,00)	50,001646	1783,7623	0,001813
				Ag (50,00)	49,999120	1783,7127	0,000970
3	106180 (AC)	38,35	422,17	ABC (-)	-	-	-
				AC (50,00)	50,002404	422,1709	0,000218
				ACg (50,00)	50,045833	422,1876	0,004163
				Ag (50,00)	49,975226	422,1605	0,002250
4	105873 (ABC)	1745,23	4746,68	ABC (50,00)	49,997087	4746,6292	0,001071
				AB (50,00)	50,000938	4746,6964	0,000345
				ABg (50,00)	50,002605	4746,7255	0,000958
				Ag (50,00)	49,998911	4746,6610	0,000400
5	90744 (ABC)	1426,51	4280,12	ABC (50,00)	49,995491	4280,0557	0,001503
				AB (50,00)	50,001272	4280,1381	0,000424
				ABg (50,00)	50,001633	4280,1433	0,000544
				Ag (50,00)	49,999126	4280,1075	0,000291
6	107066 (A)	55,18	5030,78	ABC (-)	-	-	-
				AB (-)	-	-	-
				ABg (-)	-	-	-
				Ag (50,00)	49,983581	5030,7709	0,000180

Tabla 3.7.5 - Resultados del cálculo del punto de falla para $R_f = 40 \text{ } [\Omega]$

Datos simulados				Datos calculados			
N°	ID tramo (Fases)	Longitud tramo [m]	Distancia a falla [m]	Falla simulada (m%)	m%	Distancia a falla [m]	Error (%)
7	108590 (AC)	3787,92	7705,94	ABC (-)	-	-	-
				AC (50,00)	49,999956	7705,9383	0,000022
				ACg (50,00)	50,000150	7705,9457	0,000074
				Ag (50,00)	49,999431	7705,9184	0,000280
8	106046 (AB)	78,70	6745,53	ABC (-)	-	-	-
				AB (50,00)	50,021846	6745,5472	0,000255
				ABg (50,00)	50,025384	6745,5500	0,000296
				Ag (50,00)	49,976600	6745,5116	0,000273
9	103991 (ABC)	3166,84	10333,58	ABC (50,00)	49,998414	10333,5298	0,000486
				AB (50,00)	50,001404	10333,6245	0,000430
				ABg (50,00)	50,000500	10333,5958	0,000153
				Ag (50,00)	49,999418	10333,5616	0,000178
10	90417 (ABC)	2532,62	17116,58	ABC (50,00)	49,998109	17116,5321	0,000280
				AB (50,00)	50,001469	17116,6172	0,000217
				ABg (50,00)	50,001671	17116,6223	0,000247
				Ag (50,00)	49,998611	17116,5448	0,000206
11	103724 (AC)	83,33	17316,50	ABC (-)	-	-	-
				AC (50,00)	50,007733	17316,5064	0,000037
				ACg (50,00)	49,985738	17316,4881	0,000069
				Ag (50,00)	49,969206	17316,4743	0,000148
12	103982 (ABC)	190,50	19890,10	ABC (50,00)	49,967258	19890,0376	0,000314
				AB (50,00)	50,025979	19890,1495	0,000249
				ABg (50,00)	50,016227	19890,1309	0,000155
				Ag (50,00)	49,982863	19890,0674	0,000164
13	108383 (B)	5015,10	23218,22	ABC (-)	-	-	-
				AB (-)	-	-	-
				ABg (-)	-	-	-
				Bg (50,00)	49,999422	23218,1910	0,000125
14	55294 (B)	845,75	26168,45	ABC (-)	-	-	-
				AB (-)	-	-	-
				ABg (-)	-	-	-
				Bg (50,00)	49,995398	26168,4111	0,000149
15	90739 (B)	2820,73	24148,57	ABC (-)	-	-	-
				AB (-)	-	-	-
				ABg (-)	-	-	-
				Bg (50,00)	49,999325	24148,5510	0,000079
16	106495 (B)	2560,00	30334,72	ABC (-)	-	-	-
				AB (-)	-	-	-
				ABg (-)	-	-	-
				Bg (50,00)	50,000275	30334,7270	0,000023

Tabla 3.7.5. continuación - Resultados del cálculo del punto de falla para Rf = 40 [Ω]

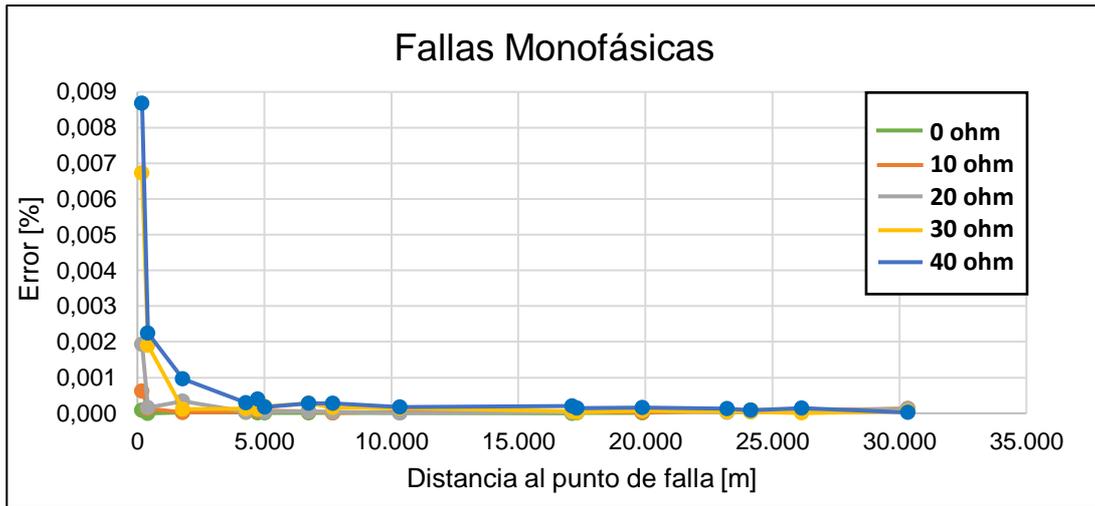


Figura 3.7.2 - Error porcentual en función de la distancia al punto de falla para defectos monofásicos

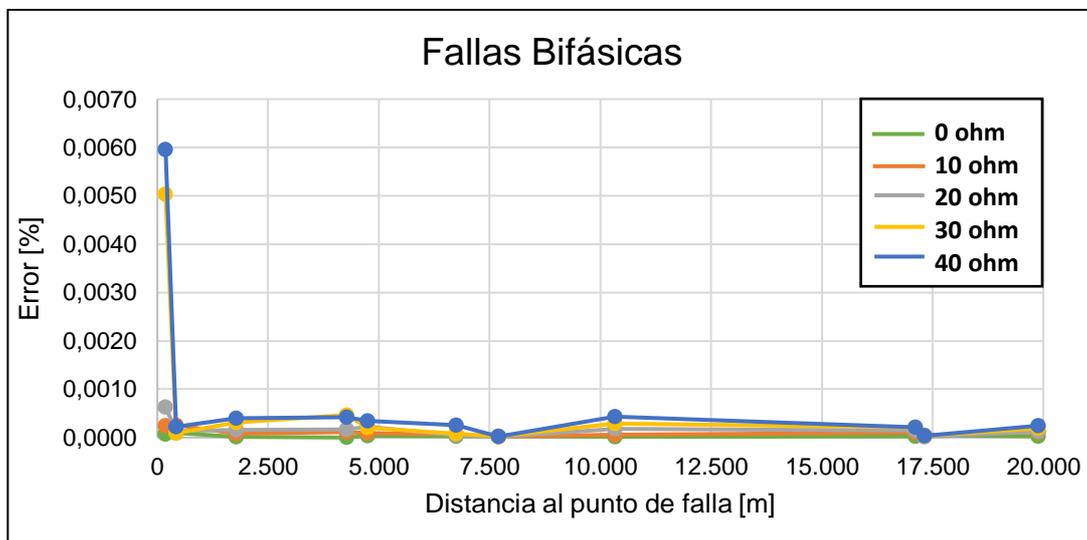


Figura 3.7.3 - Error porcentual en función de la distancia al punto de falla para defectos bifásicos

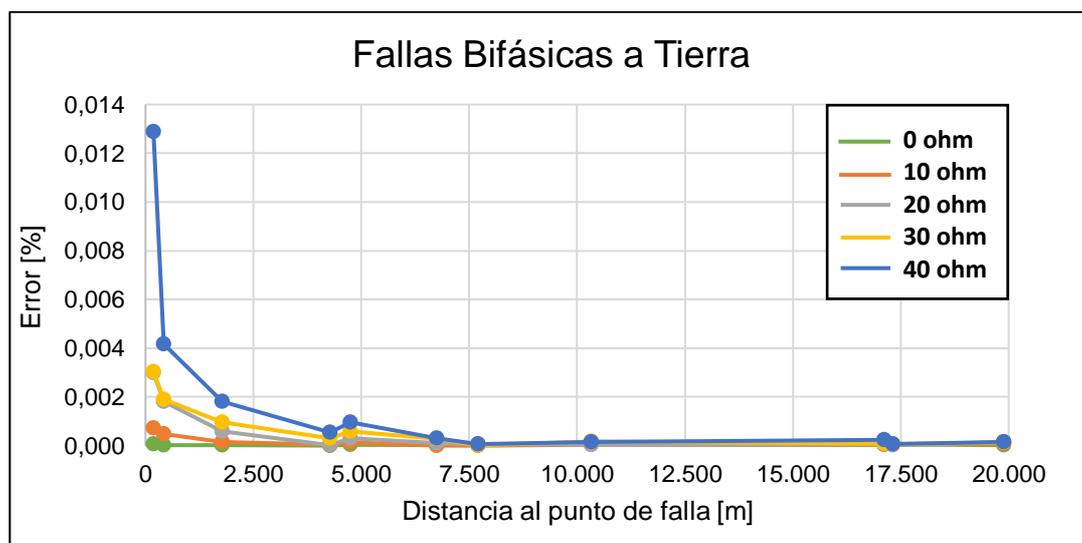


Figura 3.7.4 - Error porcentual en función de la distancia al punto de falla para defectos bifásicos a tierra

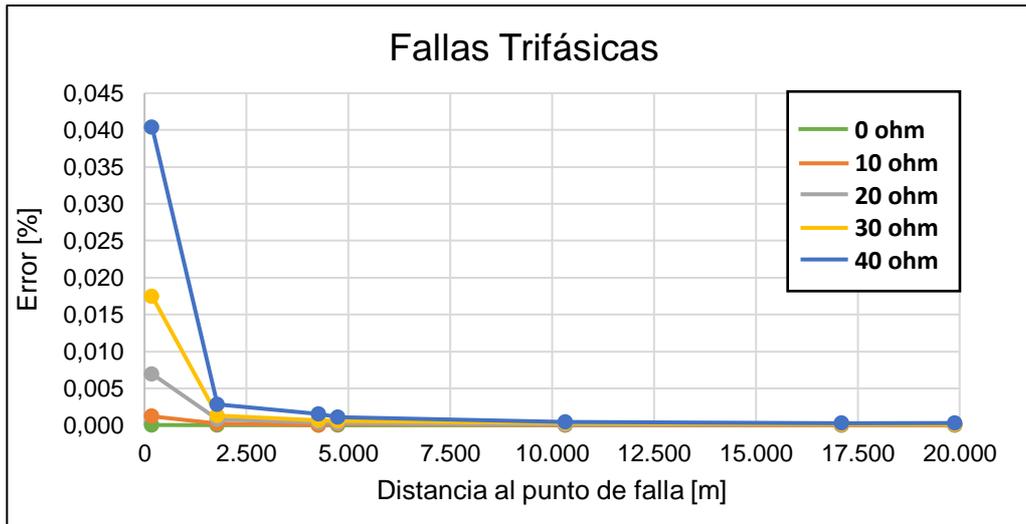


Figura 3.7.5 - Error porcentual en función de la distancia al punto de falla para defectos trifásicos

3.7.2. EFICIENCIA DEL MÉTODO PROPUESTO EN LA ELIMINACIÓN DE LA MÚLTIPLE ESTIMACIÓN DE PUNTOS DE FALLA

Para este caso, se consideró no solo el valor calculado al punto de falla $m\%$, sino que también se calculó el error o incertidumbre en cada tramo en falla estimado, según (3.7.5), y la probabilidad de que dicho tramo sea el que verdaderamente presenta el defecto, según (3.7.6). Con estos datos, es posible estudiar el desempeño del método propuesto en la eliminación de la múltiple estimación de puntos de falla.

$$\text{Error}_i = \frac{1}{n} * \frac{\sum_{j=1}^n |m - m_j|}{|m|} \quad (3.7.5)$$

$$\text{Probabilidad}_i (\%) = \frac{1}{\text{Error}_i * \sum_{j=1}^n \frac{1}{\text{Error}_j}} * 100 \quad [\%] \quad (3.7.6)$$

Cabe recordar que una de las hipótesis de análisis de este método es la de discriminar los posibles sitios de falla en sistemas de distribución radiales trifilares (trifásicos). Por lo tanto, en esta etapa de cálculo se simuló cuatro tipos de defectos (monofásicos, bifásicos, bifásicos a tierra y trifásicos) variando la distancia al punto de falla siempre sobre líneas trifilares, como puede observarse en la figura 3.7.6. Además, se varió en cada caso la resistencia de falla R_f tomando los siguientes valores: 0 [Ω], 10 [Ω], 20 [Ω], 30 [Ω] y 40 [Ω].

Luego de realizar 100 simulaciones, se tabularon los datos indicando los posibles tramos en falla (estimaciones), el error o incertidumbre según (3.7.5) y la probabilidad de ocurrencia según (3.7.6) para cada valor de resistencia de falla R_f .

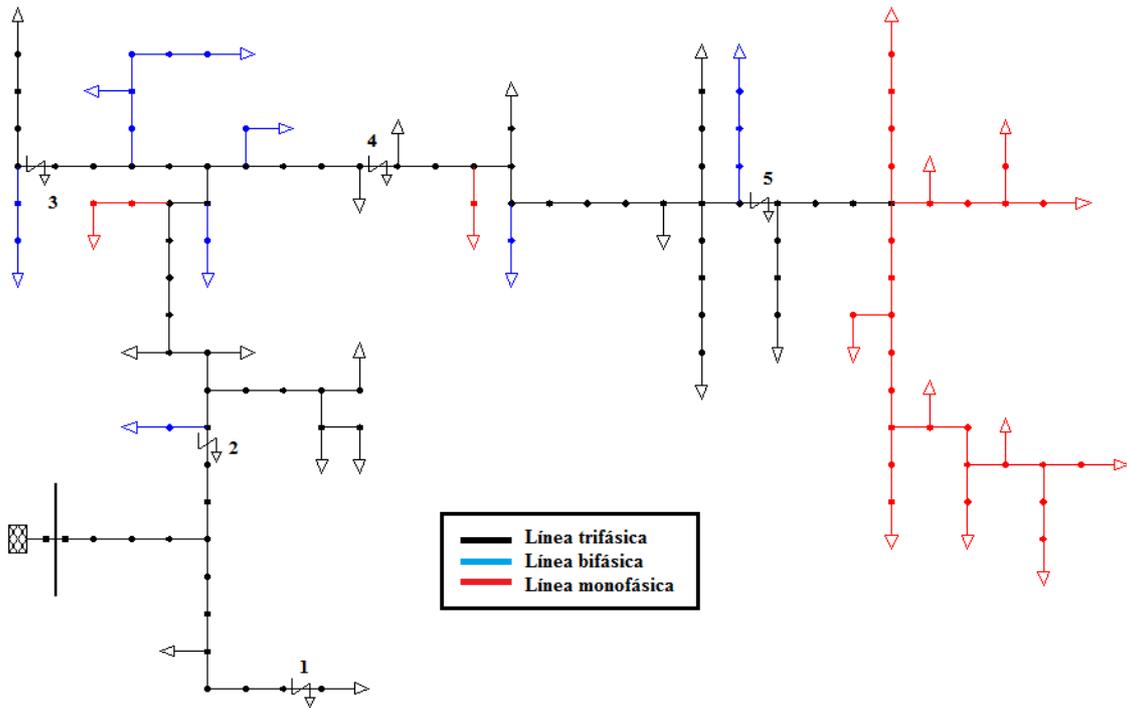


Figura 3.7.6 - Ubicación de los puntos de fallas simulados en PowerFactory DigSILENT

N°	ID Tramo	Distancia al punto de falla [m]	m%	
1	90426	5224,73	50,00	
Resultados Falla Trifásica ABC				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	90426	50,000039	1,04E-06	99,9789
Estimación 2	90412	4,623930	6,17E-01	0,0002
Estimación 3	104005	71,312750	7,62E-01	0,0001
Estimación 4	105873	77,347404	4,99E-03	0,0208
Resultados Falla Bifásica AB				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	90426	50,000018	2,91E-04	99,9281
Estimación 2	90412	1,319575	3,66E+02	0,0001
Estimación 3	104005	7,437570	9,23E+01	0,0003
Estimación 4	105873	77,079850	4,06E-01	0,0715
Resultados Falla Bifásica a Tierra ABg				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	90426	50,000059	2,91E-04	99,9676
Estimación 2	90412	1,934963	5,70E+02	0,0001
Estimación 3	104005	20,059998	7,77E+01	0,0004
Estimación 4	105873	77,029197	9,11E-01	0,0320
Resultados Falla Monofásica Ag				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	90426	50,000019	2,81E-03	99,2526
Estimación 2	90412	2,580700	2,14E+02	0,0013
Estimación 3	104005	34,336284	3,50E+00	0,0796
Estimación 4	105873	76,573492	4,18E-01	0,6665

Tabla 3.7.6 - Resultados de fallas simuladas en tramo 90246 (1) con resistencia de falla $R_f=0[\Omega]$

N°	ID Tramo	Distancia al punto de falla [m]	m%	
2	104001	347,16	50,00	
Resultados Falla Trifásica ABC				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	104001	50,000028	4,37E-06	99,0545
Estimación 2	103994	97,102400	4,57E-04	0,9455
Resultados Falla Bifásica AB				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	104001	49,999935	6,33E-01	66,2913
Estimación 2	103994	97,626211	1,25E+00	33,7087
Resultados Falla Bifásica a Tierra ABg				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	104001	50,000015	1,33E-02	99,3884
Estimación 2	103994	97,361607	2,17E+00	0,6116
Resultados Falla Monofásica Ag				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	104001	50,000156	1,93E-03	99,9355
Estimación 2	103994	96,236210	3,00E+00	0,0645

Tabla 3.7.7 - Resultados de fallas simuladas en tramo 104001 (2) con resistencia de falla $R_f=0[\Omega]$

N°	ID Tramo	Distancia al punto de falla [m]	m%	
3	104013	6598,09	50,00	
Resultados Falla Trifásica ABC				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	104013	50,000125	6,79E-06	99,8058
Estimación 2	90426	81,383916	1,64E-02	0,0413
Estimación 3	107096	55,360297	4,43E-03	0,1529
Resultados Falla Bifásica AB				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	104013	50,001016	1,09E-02	93,5984
Estimación 2	90426	82,609391	1,63E+00	0,6265
Estimación 3	107096	54,065069	1,77E-01	5,7751
Resultados Falla Bifásica a Tierra ABg				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	104013	50,000231	9,67E-03	97,5295
Estimación 2	90426	82,582717	3,95E+00	0,2387
Estimación 3	107096	55,029377	4,23E-01	2,2319
Resultados Falla Monofásica Ag				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	104013	49,999584	6,98E-02	43,6208
Estimación 2	90426	82,944813	5,31E+00	0,5735
Estimación 3	107096	56,909355	5,46E-02	55,8057

Tabla 3.7.8 - Resultados de fallas simuladas en tramo 104013 (3) con resistencia de falla $R_f=0[\Omega]$

N°	ID Tramo	Distancia al punto de falla [m]	m%	
4	107096	6534,18	50,00	
Resultados Falla Trifásica ABC				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	107096	49,999960	1,59E-06	99,9889
Estimación 2	90426	79,920616	1,73E-02	0,0092
Estimación 3	104013	17,217877	8,14E-02	0,0020
Resultados Falla Bifásica AB				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	107096	50,000163	1,05E-04	99,9944
Estimación 2	90426	81,490261	2,01E+00	0,0052
Estimación 3	104013	24,884052	2,77E+01	0,0004
Resultados Falla Bifásica a Tierra ABg				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	107096	50,000012	1,10E-03	99,9764
Estimación 2	90426	81,189581	4,91E+00	0,0224
Estimación 3	104013	19,111636	8,64E+01	0,0013
Resultados Falla Monofásica Ag				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	107096	50,000043	8,29E-04	99,9874
Estimación 2	90426	81,017268	6,89E+00	0,0120
Estimación 3	104013	8,162454	1,38E+02	0,0006

Tabla 3.7.9 - Resultados de fallas simuladas en tramo 107096 (4) con resistencia de falla $R_f=0[\Omega]$

N°	ID Tramo	Distancia al punto de falla [m]	m%	
5	90415	18462,15	50,00	
Resultados Falla Trifásica ABC				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	90415	49,999999	3,43E-06	99,9972
Estimación 2	107625	4,592938	1,24E-01	0,0028
Resultados Falla Bifásica AB				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	90415	50,000196	4,57E-03	99,0181
Estimación 2	107625	9,639321	4,61E-01	0,9819
Resultados Falla Bifásica a Tierra ABg				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	90415	50,000093	9,48E-04	99,9595
Estimación 2	107625	5,375364	2,34E+00	0,0405
Resultados Falla Monofásica Ag				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	90415	49,999837	1,65E-03	99,9988
Estimación 2	107625	2,424664	1,38E+02	0,0012

Tabla 3.7.10 - Resultados de fallas simuladas en tramo 90415 (5) con resistencia de falla $R_f=0[\Omega]$

N°	ID Tramo	Distancia al punto de falla [m]	m%	
1	90426	5224,73	50,00	
Resultados Falla Trifásica ABC				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	90426	49,999872	5,34E-06	99,9601
Estimación 2	90412	24,787422	4,56E-01	0,0012
Estimación 3	90421	18,233796	1,52E+00	0,0004
Estimación 4	105873	80,869847	1,39E-02	0,0384
Resultados Falla Bifásica AB				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	90426	50,000132	8,66E-04	99,7712
Estimación 2	90412	10,166648	4,76E+01	0,0018
Estimación 3	103993	34,731549	7,98E+00	0,0108
Estimación 4	105873	78,742408	4,00E-01	0,2162
Resultados Falla Bifásica a Tierra ABg				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	90426	50,000123	1,36E-03	99,8334
Estimación 2	90412	16,383133	7,07E+01	0,0019
Estimación 3	103993	59,818246	7,63E+00	0,0178
Estimación 4	105873	80,192212	9,23E-01	0,1469
Resultados Falla Monofásica Ag				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	90426	49,999907	4,85E-03	98,5709
Estimación 2	90412	9,004797	6,13E+01	0,0078
Estimación 3	104005	27,299422	1,79E+00	0,2678
Estimación 4	105873	77,580711	4,15E-01	1,1535

Tabla 3.7.11 - Resultados de fallas simuladas en tramo 90426 (1) con resistencia de falla $R_f=10[\Omega]$

N°	ID Tramo	Distancia al punto de falla [m]	m%	
2	104001	347,16	50,00	
Resultados Falla Trifásica ABC				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	104001	49,994241	9,88E-05	99,8208
Estimación 2	103994	83,889582	5,50E-02	0,1792
Resultados Falla Bifásica AB				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	104001	50,000792	3,57E-01	79,1158
Estimación 2	103994	91,670989	1,35E+00	20,8842
Resultados Falla Bifásica a Tierra ABg				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	104001	50,001081	1,85E+00	58,5855
Estimación 2	103994	87,168131	2,61E+00	41,4145
Resultados Falla Monofásica Ag				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	104001	50,000042	2,99E-01	91,2495
Estimación 2	103994	92,149104	3,11E+00	8,7505

Tabla 3.7.12 - Resultados de fallas simuladas en tramo 104001 (2) con resistencia de falla $R_f=10[\Omega]$

N°	ID Tramo	Distancia al punto de falla [m]	m%	
3	104013	6598,09	50,00	
Resultados Falla Trifásica ABC				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	104013	49,998176	5,96E-05	99,7666
Estimación 2	90426	75,218781	5,21E-02	0,1142
Estimación 3	107096	60,714964	4,99E-02	0,1192
Resultados Falla Bifásica AB				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	104013	50,001562	1,93E-02	83,9306
Estimación 2	90426	79,877980	1,69E+00	0,9565
Estimación 3	107096	56,076706	1,07E-01	15,1129
Resultados Falla Bifásica a Tierra ABg				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	104013	49,999786	2,65E-02	91,5075
Estimación 2	90426	78,131953	4,32E+00	0,5607
Estimación 3	107096	57,907195	3,05E-01	7,9318
Resultados Falla Monofásica Ag				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	104013	49,999894	1,03E-01	29,0783
Estimación 2	90426	80,939977	5,44E+00	0,5525
Estimación 3	107096	58,683364	4,27E-02	70,3692

Tabla 3.7.13 - Resultados de fallas simuladas en tramo 104013 (3) con resistencia de falla $R_f=10[\Omega]$

N°	ID Tramo	Distancia al punto de falla [m]	m%	
4	107096	6534,18	50,00	
Resultados Falla Trifásica ABC				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	107096	49,999715	9,63E-06	99,9798
Estimación 2	90426	72,307169	6,48E-02	0,0149
Estimación 3	105869	71,754206	5,00E-01	0,0019
Estimación 4	103997	88,828737	2,78E-01	0,0035
Resultados Falla Bifásica AB				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	107096	50,000215	7,61E-02	96,3819
Estimación 2	90426	78,177903	2,10E+00	3,4822
Estimación 3	104013	12,815417	5,39E+01	0,1359

Tabla 3.7.14 - Resultados de fallas simuladas en tramo 107096 (4) con resistencia de falla $R_f=10[\Omega]$

Resultados Falla Bifásica a Tierra ABg				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	107096	50,000178	1,39E-01	97,4784
Estimación 2	90426	75,922695	5,42E+00	2,5038
Estimación 3	104013	2,234564	7,61E+02	0,0178
Resultados Falla Monofásica Ag				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	107096	49,999962	1,32E-02	99,7625
Estimación 2	90426	78,521770	7,12E+00	0,1850
Estimación 3	105869	95,756829	2,51E+01	0,0525

Tabla 3.7.14. continuación - Resultados de fallas simuladas en tramo 107096 (4) con resistencia de falla $R_f=10[\Omega]$

N°	ID Tramo	Distancia al punto de falla [m]	m%	
5	90415	18462,15	50,00	
Resultados Falla Trifásica ABC				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	90415	49,999778	7,18E-06	99,9995
Estimación 2	107625	2,829929	1,38E+00	0,0005
Resultados Falla Bifásica AB				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	90415	50,000696	9,29E-03	98,0778
Estimación 2	107625	9,545784	4,74E-01	1,9222
Resultados Falla Bifásica a Tierra ABg				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	90415	49,999953	9,70E-03	99,4630
Estimación 2	107625	6,884297	1,80E+00	0,5370
Resultados Falla Monofásica Ag				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	90415	50,000016	1,82E-03	99,9992
Estimación 2	107625	1,451111	2,30E+02	0,0008

Tabla 3.7.15 - Resultados de fallas simuladas en tramo 90415 (5) con resistencia de falla $R_f=10[\Omega]$

N°	ID Tramo	Distancia al punto de falla [m]	m%	
1	90426	5224,73	50,00	
Resultados Falla Trifásica ABC				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	90426	49,999640	1,50E-05	99,9270
Estimación 2	90412	45,139704	4,41E-01	0,0034
Estimación 3	90421	72,207523	7,29E-01	0,0021
Estimación 4	105873	84,456500	2,23E-02	0,0675
Resultados Falla Bifásica AB				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	90426	50,000190	1,54E-03	99,5954
Estimación 2	90412	19,043068	2,54E+01	0,0060
Estimación 3	90421	3,466891	1,98E+01	0,0078
Estimación 4	105873	80,419199	3,93E-01	0,3908
Resultados Falla Bifásica a Tierra ABg				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	90426	50,000492	2,56E-03	99,6440
Estimación 2	90412	30,448188	3,61E+01	0,0071
Estimación 3	90421	31,510504	5,27E+00	0,0485
Estimación 4	105873	83,398454	8,50E-01	0,3005
Resultados Falla Monofásica Ag				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	90426	49,999725	6,71E-03	97,1562
Estimación 2	90412	15,441085	3,58E+01	0,0182
Estimación 3	103993	85,118313	5,25E-01	1,2413
Estimación 4	105873	78,592652	4,11E-01	1,5842

Tabla 3.7.16 - Resultados de fallas simuladas en tramo 90426 (1) con resistencia de falla $R_f=20[\Omega]$

N°	ID Tramo	Distancia al punto de falla [m]	m%	
2	104001	347,16	50,00	
Resultados Falla Trifásica ABC				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	104001	49,991071	3,64E-04	99,7239
Estimación 2	103994	70,472164	1,32E-01	0,2761
Resultados Falla Bifásica AB				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	104001	50,003613	1,36E+00	52,1160
Estimación 2	103994	85,675478	1,48E+00	47,8840

Tabla 3.7.17 - Resultados de fallas simuladas en tramo 104001 (2) con resistencia de falla $R_f=20[\Omega]$

Resultados Falla Bifásica a Tierra ABg				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	104001	50,009135	3,75E+00	44,3214
Estimación 2	103994	76,877119	2,98E+00	55,6786
Resultados Falla Monofásica Ag				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	104001	49,996602	6,12E-01	84,1260
Estimación 2	103994	88,039498	3,24E+00	15,8740

Tabla 3.7.17. continuación - Resultados de fallas simuladas en tramo 104001 (2) con resistencia de falla $R_f=20[\Omega]$

N°	ID Tramo	Distancia al punto de falla [m]	m%	
3	104013	6598,09	50,00	
Resultados Falla Trifásica ABC				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	104013	49,989224	2,47E-04	99,4236
Estimación 2	90426	68,998881	9,46E-02	0,2592
Estimación 3	107096	66,666137	9,42E-02	0,2604
Estimación 4	103997	78,187600	4,31E-01	0,0569
Resultados Falla Bifásica AB				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	104013	50,006961	3,12E-02	57,0712
Estimación 2	90426	77,138681	1,75E+00	1,0145
Estimación 3	107096	58,157671	4,24E-02	41,9143
Resultados Falla Bifásica a Tierra ABg				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	104013	50,005953	4,27E-02	78,6551
Estimación 2	90426	73,785057	4,36E+00	0,7694
Estimación 3	107096	60,616383	1,63E-01	20,5755
Resultados Falla Monofásica Ag				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	104013	49,999018	1,39E-01	18,3247
Estimación 2	90426	78,931736	5,59E+00	0,4567
Estimación 3	107096	60,508719	3,14E-02	81,2186

Tabla 3.7.18 - Resultados de fallas simuladas en tramo 104013 (3) con resistencia de falla $R_f=20[\Omega]$

N°	ID Tramo	Distancia al punto de falla [m]	m%	
4	107096	6534,18	50,00	
Resultados Falla Trifásica ABC				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	107096	49,999358	3,77E-05	99,9648
Estimación 2	90426	64,622479	1,24E-01	0,0303
Estimación 3	105869	6,021092	1,15E+01	0,0003
Estimación 4	103997	52,392551	8,13E-01	0,0046
Resultados Falla Bifásica AB				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	107096	50,001027	1,52E-01	93,5292
Estimación 2	90426	74,855780	2,20E+00	6,4563
Estimación 3	104013	0,707576	9,79E+02	0,0145
Resultados Falla Bifásica a Tierra ABg				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	107096	50,000697	2,85E-01	93,7775
Estimación 2	90426	70,832655	5,53E+00	4,8349
Estimación 3	105869	72,167671	4,77E+01	0,5598
Estimación 4	103997	86,431699	3,23E+01	0,8278
Resultados Falla Monofásica Ag				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	107096	49,999495	2,76E-02	99,5414
Estimación 2	90426	76,021927	7,35E+00	0,3738
Estimación 3	105869	71,013371	3,24E+01	0,0848

Tabla 3.7.19 - Resultados de fallas simuladas en tramo 107096 (4) con resistencia de falla $R_f=20[\Omega]$

N°	ID Tramo	Distancia al punto de falla [m]	m%	
5	90415	18462,15	50,00	
Resultados Falla Trifásica ABC				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	90415	49,999176	2,20E-05	99,9997
Estimación 2	107625	1,003520	7,26E+00	0,0003
Resultados Falla Bifásica AB				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	90415	50,000933	1,40E-02	97,2112
Estimación 2	107625	9,451315	4,88E-01	2,7888
Resultados Falla Bifásica a Tierra ABg				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	90415	50,000652	1,87E-02	98,6010
Estimación 2	107625	8,894585	1,32E+00	1,3990
Resultados Falla Monofásica Ag				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	90415	49,999612	1,92E-03	99,9997
Estimación 2	107625	0,473676	7,05E+02	0,0003

Tabla 3.7.20 - Resultados de fallas simuladas en tramo 90415 (5) con resistencia de falla $R_f=20[\Omega]$

N°	ID Tramo	Distancia al punto de falla [m]	m%	
1	90426	5224,73	50,00	
Resultados Falla Trifásica ABC				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	90426	49,999417	2,76E-05	99,9008
Estimación 2	90412	65,639041	4,35E-01	0,0063
Estimación 3	107096	14,713777	2,56E+00	0,0011
Estimación 4	105873	88,107377	3,01E-02	0,0918
Resultados Falla Bifásica AB				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	90426	50,000425	2,12E-03	99,3588
Estimación 2	90412	27,949735	1,74E+01	0,0121
Estimación 3	90421	25,331568	2,48E+00	0,0850
Estimación 4	105873	82,111085	3,87E-01	0,5440
Resultados Falla Bifásica a Tierra ABg				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	90426	50,000748	3,69E-03	99,3534
Estimación 2	90412	44,563013	2,36E+01	0,0155
Estimación 3	90421	67,381015	2,21E+00	0,1657
Estimación 4	105873	86,661536	7,88E-01	0,4654
Resultados Falla Monofásica Ag				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	90426	49,999600	8,96E-03	96,8880
Estimación 2	90412	21,890018	2,53E+01	0,0343
Estimación 3	90421	12,067068	9,10E-01	0,9532
Estimación 4	105873	79,609659	4,09E-01	2,1245

Tabla 3.7.21 - Resultados de fallas simuladas en tramo 90426 (1) con resistencia de falla $R_f=30[\Omega]$

N°	ID Tramo	Distancia al punto de falla [m]	m%	
2	104001	347,16	50,00	
Resultados Falla Trifásica ABC				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	104001	49,919736	1,35E-03	99,4573
Estimación 2	103994	56,768808	2,47E-01	0,5427
Resultados Falla Bifásica AB				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	104001	50,006982	2,37E+00	40,6432
Estimación 2	103994	79,637034	1,62E+00	59,3568
Resultados Falla Bifásica a Tierra ABg				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	104001	50,009163	5,68E+00	38,1776
Estimación 2	103994	66,418689	3,51E+00	61,8224
Resultados Falla Monofásica Ag				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	104001	49,994968	9,38E-01	78,2928
Estimación 2	103994	83,916477	3,38E+00	21,7072

Tabla 3.7.22 - Resultados de fallas simuladas en tramo 104001 (2) con resistencia de falla $R_f=30[\Omega]$

N°	ID Tramo	Distancia al punto de falla [m]	m%	
3	104013	6598,09	50,00	
Resultados Falla Trifásica ABC				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	104013	49,986630	5,66E-04	99,1473
Estimación 2	90426	62,736346	1,46E-01	0,3844
Estimación 3	107096	73,303108	1,37E-01	0,4089
Estimación 4	103997	50,188164	9,44E-01	0,0594
Resultados Falla Bifásica AB				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	104013	50,010901	3,87E-02	30,1417
Estimación 2	90426	74,391181	1,82E+00	0,6405
Estimación 3	107096	60,310738	1,69E-02	69,2178
Resultados Falla Bifásica a Tierra ABg				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	104013	50,005883	6,28E-02	36,0071
Estimación 2	90426	69,427565	4,43E+00	0,5100
Estimación 3	107096	63,388996	3,57E-02	63,3874
Estimación 4	103997	86,124703	2,37E+01	0,0955
Resultados Falla Monofásica Ag				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	104013	49,991082	1,76E-01	10,4198
Estimación 2	90426	76,919801	5,74E+00	0,3195
Estimación 3	107096	62,386713	2,05E-02	89,2608

Tabla 3.7.23 - Resultados de fallas simuladas en tramo 104013 (3) con resistencia de falla $R_f=30[\Omega]$

N°	ID Tramo	Distancia al punto de falla [m]	m%	
4	107096	6534,18	50,00	
Resultados Falla Trifásica ABC				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	107096	49,997164	8,28E-05	99,8523
Estimación 2	90426	56,881904	2,01E-01	0,0412
Estimación 3	90412	95,573892	7,93E-02	0,1043
Estimación 4	103997	15,771626	3,84E+00	0,0022
Resultados Falla Bifásica AB				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	107096	50,001603	2,28E-01	88,7067
Estimación 2	90426	71,523566	2,31E+00	8,7538
Estimación 3	105869	75,615253	1,96E+01	1,0334
Estimación 4	103997	87,301824	1,34E+01	1,5061

Tabla 3.7.24 - Resultados de fallas simuladas en tramo 107096 (4) con resistencia de falla $R_f=30[\Omega]$

Resultados Falla Bifásica a Tierra ABg				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	107096	50,000618	4,31E-01	91,6317
Estimación 2	90426	65,740301	5,69E+00	6,9329
Estimación 3	105869	39,963464	8,23E+01	0,4793
Estimación 4	103997	64,507623	4,13E+01	0,9560
Resultados Falla Monofásica Ag				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	107096	49,999401	4,24E-02	99,2758
Estimación 2	90426	73,517938	7,61E+00	0,5527
Estimación 3	105869	52,258760	4,59E+01	0,0916
Estimación 4	103997	91,781559	5,27E+01	0,0799

Tabla 3.7.24. continuación - Resultados de fallas simuladas en tramo 107096 (4) con resistencia de falla $R_f=30[\Omega]$

N°	ID Tramo	Distancia al punto de falla [m]	m%	
5	90415	18462,15	50,00	
Resultados Falla Trifásica ABC				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	90415	49,998192	4,75E-05	99,9348
Estimación 2	107625	99,409891	7,29E-02	0,0652
Resultados Falla Bifásica AB				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	90415	50,001159	1,87E-02	96,4156
Estimación 2	107625	9,356270	5,03E-01	3,5844
Resultados Falla Bifásica a Tierra ABg				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	90415	50,001258	2,77E-02	97,2708
Estimación 2	107625	11,150151	9,87E-01	2,7292
Resultados Falla Monofásica Ag				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	90415	49,999216	2,10E-03	99,9078
Estimación 2	107625	99,656849	2,27E+00	0,0922

Tabla 3.7.25 - Resultados de fallas simuladas en tramo 90415 (5) con resistencia de falla $R_f=30[\Omega]$

N°	ID Tramo	Distancia al punto de falla [m]	m%	
1	90426	5224,73	50,00	
Resultados Falla Trifásica ABC				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	90426	49,998749	4,43E-05	99,8679
Estimación 2	90412	86,279686	4,32E-01	0,0102
Estimación 3	107096	45,168080	1,18E+00	0,0038
Estimación 4	105873	91,825809	3,74E-02	0,1181
Resultados Falla Bifásica AB				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	90426	50,000462	2,69E-03	99,0553
Estimación 2	90412	36,885592	1,32E+01	0,0202
Estimación 3	90421	48,008577	1,19E+00	0,2239
Estimación 4	105873	83,817166	3,81E-01	0,7005
Resultados Falla Bifásica a Tierra ABg				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	90426	50,269711	3,67E-03	99,4655
Estimación 2	90412	89,695050	1,70E+01	0,0214
Estimación 3	107096	3,353836	2,12E+01	0,0172
Estimación 4	105873	90,669199	7,36E-01	0,4959
Resultados Falla Monofásica Ag				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	90426	49,999390	1,10E-02	94,3873
Estimación 2	90412	28,351164	1,96E+01	0,0530
Estimación 3	90421	28,645975	3,46E-01	3,0012
Estimación 4	105873	80,631439	4,06E-01	2,5584

Tabla 3.7.26 - Resultados de fallas simuladas en tramo 90426 (1) con resistencia de falla $R_f=40[\Omega]$

N°	ID Tramo	Distancia al punto de falla [m]	m%	
2	104001	347,16	50,00	
Resultados Falla Trifásica ABC				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	104001	49,938755	1,78E-03	99,5941
Estimación 2	103994	42,967146	4,38E-01	0,4059
Resultados Falla Bifásica AB				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	104001	50,004662	3,39E+00	34,6041
Estimación 2	103994	73,546090	1,79E+00	65,3959
Resultados Falla Bifásica a Tierra ABg				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	104001	50,024487	7,64E+00	35,7354
Estimación 2	103994	55,821055	4,25E+00	64,2646
Resultados Falla Monofásica Ag				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	104001	49,992937	1,28E+00	73,4553
Estimación 2	103994	79,776170	3,54E+00	26,5447

Tabla 3.7.27 - Resultados de fallas simuladas en tramo 104001 (2) con resistencia de falla $R_f=40[\Omega]$

N°	ID Tramo	Distancia al punto de falla [m]	m%	
3	104013	6598,09	50,00	
Resultados Falla Trifásica ABC				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	104013	49,977939	9,18E-04	99,0251
Estimación 2	90426	56,432788	2,09E-01	0,4348
Estimación 3	107096	80,748163	1,79E-01	0,5072
Estimación 4	103997	22,069750	2,77E+00	0,0329
Resultados Falla Bifásica AB				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	104013	50,008931	4,70E-02	59,2466
Estimación 2	90426	71,635203	1,90E+00	1,4668
Estimación 3	107096	62,538235	9,70E+00	0,2868
Estimación 4	103997	82,168855	7,14E-02	38,9998
Resultados Falla Bifásica a Tierra ABg				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	104013	50,011615	8,13E-02	47,5874
Estimación 2	90426	65,042441	4,47E+00	0,8650
Estimación 3	107096	66,281731	7,53E-02	51,4131
Estimación 4	103997	68,374127	2,88E+01	0,1345
Resultados Falla Monofásica Ag				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	104013	49,989171	2,05E-01	4,6360
Estimación 2	90426	74,904783	5,89E+00	0,1615
Estimación 3	107096	64,321990	1,00E-02	95,2025

Tabla 3.7.28 - Resultados de fallas simuladas en tramo 104013 (3) con resistencia de falla $R_f=40[\Omega]$

N°	ID Tramo	Distancia al punto de falla [m]	m%	
4	107096	6534,18	50,00	
Resultados Falla Trifásica ABC				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	107096	49,994889	1,63E-04	99,7557
Estimación 2	90426	49,089403	3,02E-01	0,0539
Estimación 3	90412	90,666667	1,11E-01	0,1465
Estimación 4	105873	90,803255	3,71E-01	0,0438
Resultados Falla Bifásica AB				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	107096	50,001849	3,04E-01	86,6677
Estimación 2	90426	68,181185	2,43E+00	10,8406
Estimación 3	105869	49,624162	2,99E+01	0,8806
Estimación 4	103997	71,841141	1,64E+01	1,6112

Tabla 3.7.29 - Resultados de fallas simuladas en tramo 107096 (4) con resistencia de falla $R_f=40[\Omega]$

Resultados Falla Bifásica a Tierra ABg				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	107096	50,002828	5,75E-01	90,2997
Estimación 2	90426	60,617219	5,96E+00	8,7152
Estimación 3	105869	7,628964	4,16E+02	0,1248
Estimación 4	103997	42,502713	6,04E+01	0,8602
Resultados Falla Monofásica Ag				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	107096	49,998593	5,76E-02	99,1091
Estimación 2	90426	71,009500	7,88E+00	0,7245
Estimación 3	105869	30,449299	7,88E+01	0,0724
Estimación 4	103997	75,584354	6,08E+01	0,0940

Tabla 3.7.29 - Resultados de fallas simuladas en tramo 107096 (4) con resistencia de falla $R_f=40[\Omega]$

N°	ID Tramo	Distancia al punto de falla [m]	m%	
5	90415	18462,15	50,00	
Resultados Falla Trifásica ABC				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	90415	49,996840	8,55E-05	99,9126
Estimación 2	107625	98,113253	9,77E-02	0,0874
Resultados Falla Bifásica AB				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	90415	50,001740	2,32E-02	95,7053
Estimación 2	107625	9,261312	5,17E-01	4,2947
Resultados Falla Bifásica a Tierra ABg				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	90415	50,000785	3,64E-02	95,4352
Estimación 2	107625	13,831037	7,61E-01	4,5648
Resultados Falla Monofásica Ag				
	ID Tramo	m%	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	90415	49,999635	2,33E-03	99,8984
Estimación 2	107625	98,991733	2,29E+00	0,1016

Tabla 3.7.30 - Resultados de fallas simuladas en tramo 90415 (5) con resistencia de falla $R_f=40[\Omega]$

La eficiencia de la metodología aquí planteada se calculó como la relación entre el número de fallas correctamente localizadas y el número total de fallas simuladas. Debe aclararse que se considera como una falla correctamente localizada aquella en la que el error calculado es menor para el tramo en el que se simuló la falla o, dicho de otra manera, en la que la probabilidad de ocurrencia es mayor para dicho tramo.

$$\text{Eficiencia}_{\%} = \frac{\text{N}^{\circ} \text{ de fallas correctamente localizadas}}{\text{N}^{\circ} \text{ total de fallas simuladas}} \times 100 \quad [\%] \quad (3.7.7)$$

Resistencia de Falla R_f	N° Total de Fallas Simuladas	N° de Fallas Correctamente Localizadas	Eficiencia %
0 ohm	20	19	95
10 ohm	20	19	95
20 ohm	20	18	90
30 ohm	20	15	75
40 ohm	20	16	80
Total Método	100	87	87

Tabla 3.7.31 - Eficiencia del método propuesto en la eliminación de la múltiple estimación del punto de falla

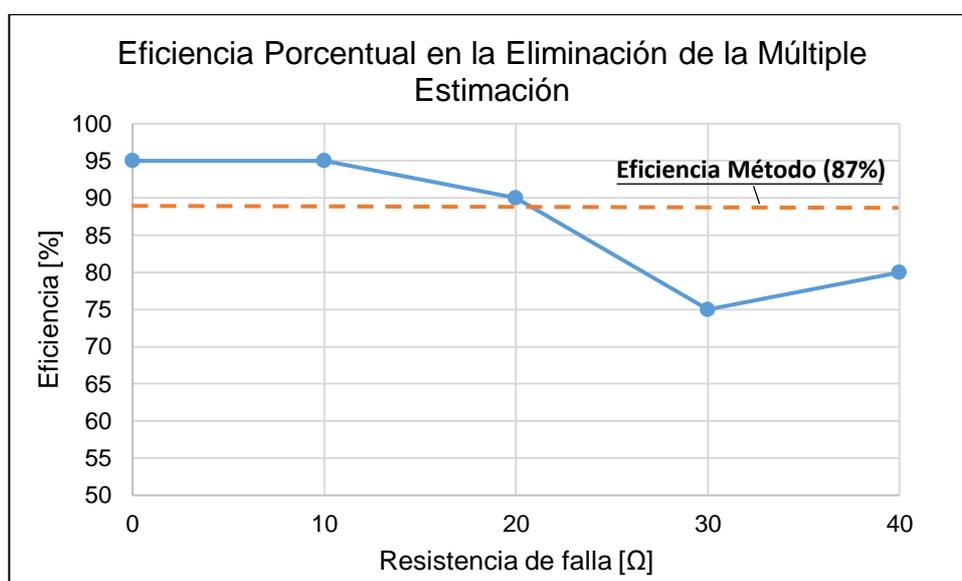


Figura 3.7.7 - Eficiencia en la eliminación de la múltiple estimación en función de la resistencia de falla R_f

3.8. ANÁLISIS DE RESULTADOS

A partir de los resultados obtenidos de la simulación de 325 fallas en distintos puntos de la red, variando en dichas ubicaciones la resistencia de falla y el tipo de defecto, pudieron obtenerse las siguientes conclusiones respecto del método propuesto para la localización de fallas y acotación de la múltiple estimación:

- I. Respecto de la exactitud del método, se puede observar que el error máximo porcentual en la ubicación del punto de falla fue menor al 1%, siendo un valor totalmente aceptado.
- II. El error en la exactitud del punto de falla varía proporcionalmente con la resistencia de falla R_f para todos los tipos de falla. Además, presenta una tendencia decreciente ante el aumento de la distancia a la ubicación del defecto.

- III. En cuanto al análisis de la múltiple estimación, se concluyó que la eficiencia del método disminuye con el aumento de la resistencia de falla R_f , obteniéndose una eficiencia de 87% sobre un total de 100 fallas simuladas.

Recordando brevemente, este trabajo tiene como objetivo principal elaborar una herramienta informática colaborativa para facilitar la localización de fallas y reducir la incertidumbre en la múltiple estimación del punto de defecto en distribuidores aéreos de energía eléctrica de media tensión, cuya respuesta se brinde en el entorno GIS. A partir de la información y topología de la red de distribución contenida en los GIS homologados por la autoridad de regulación eléctrica de la Pcia. de Buenos Aires, de los datos de corriente y tensión provenientes de equipos de medición, y de las estimaciones del estado de carga de los ramales que componen el distribuidor afectado, junto con elaborados modelos matemáticos y herramientas de procesamiento de datos, se pretende determinar analítica y gráficamente la ubicación del punto de falla y, en caso de ser necesario, reducir el problema de la múltiple estimación del punto de avería.

Bajo estas premisas, se analizaron los resultados obtenidos luego de realizar las distintas simulaciones y se concluyó lo siguiente:

- I. Se pudo localizar distintos tipos de fallas con alta exactitud, aún en líneas que no son trifilares, es decir, bifilares y monofilares. Esto implica una mejora apreciable a la metodología propuesta en [18] y [20].
- II. De acuerdo al procedimiento de cálculo, no fue posible analizar la eliminación de la múltiple estimación del punto de falla en líneas que no sean trifilares.
- III. Fue factible realizar un flujo de carga con una exactitud aceptable a partir de los datos de impedancia de las líneas y de las cargas para un determinado estado de carga de la red (en el caso estudiado, cargas al 100% de su potencia nominal).
- IV. El análisis por fase planteado (equivalente monofásico) permitió realizar un cálculo de impedancia equivalente lo suficientemente aproximado para lograr alta exactitud en la localización del punto de falla. Principalmente debido a que se definieron cargas conectadas en estrella como una primera aproximación, lo que permitió no cometer gran error ante situaciones de desequilibrios de carga en la red en estudio, aún durante un estado de falla.
- V. La eliminación de la múltiple estimación solo queda acotada a fallas de cualquier tipo en líneas trifilares (trifásicas).
- VI. Lo planteado anteriormente concluye en que el método propuesto presenta gran exactitud en la localización del punto de falla y en la reducción de la múltiple estimación (únicamente en líneas trifásicas).
- VII. En cuanto al uso de la información disponible en las bases de datos georreferenciadas [10], fue posible modelar la red con total detalle en el entorno de programación de MATLAB a partir del desarrollo ex profeso de un algoritmo en un Script. Además, su reconstrucción a partir de esta información en un potente programa de simulación (PowerFactory

DigSILENT) permitió realizar numerosas simulaciones de casos de falla con el fin de obtener presuntas mediciones de tensión y corriente a la salida del distribuidor rural de media tensión.

- VIII. Por último, es importante destacar la representación de los resultados en forma gráfica en el entorno de la plataforma GIS. Este método de representación final de los resultados no solo simplifica notablemente la interpretación de los mismos, sino que, también hace uso completo de las herramientas disponibles para el procesamiento de la información y su posterior comunicación al usuario.

En la siguiente sección se analizarán algunas alternativas que permiten analizar la factibilidad de acotar la múltiple estimación del punto de falla en líneas bifásicas y monofásicas y, por otro lado, la posibilidad de considerar redes con otros tipos constructivos de cargas.

4. POSIBLES ALTERNATIVAS EN EL MODELADO DE LA RED Y EL ALGORITMO DE CÁLCULO

4.1. ESTUDIO DE LA MÚLTIPLE ESTIMACIÓN DEL PUNTO DE FALLA EN LÍNEAS BIFÁSICAS Y LMRT

A partir del algoritmo de cálculo presentado en la sección 3.1 “Método para la eliminación de la múltiple estimación” no es posible calcular el error, según (3.1.16), de una estimación en el caso de que el tramo analizado sea del tipo bifásico o monofásico. Es por esto que no pueden compararse estimaciones en líneas bifásicas o monofásicas entre sí o entre éstas y líneas trifásicas.

Las expresiones linealmente independientes, que permiten calcular dicho error para cada tipo de falla, no pueden ser analizadas ya que no se cuenta con todas las variables necesarias para el cálculo en estos tipos de líneas. Por ejemplo, si se analizan las expresiones para el caso de una falla monofásica en la fase A y teniendo en cuenta que se trata de una línea LMRT se tiene lo siguiente:

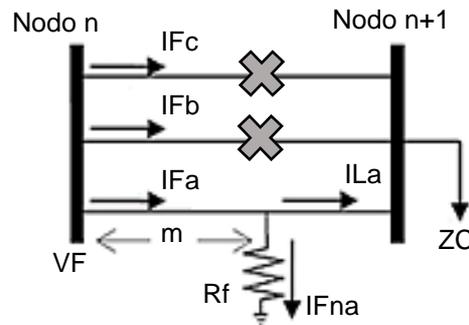


Figura 4.1.1 - Modificación de ecuaciones en líneas monofásicas

$$Z_{L \text{ MONOFÁSICA (A)}} = \begin{bmatrix} Z_{aa} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad [\Omega] \quad (4.1.1)$$

$$Z_{C \text{ MONOFÁSICA (A)}} = \begin{bmatrix} Z_{caa} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad [\Omega] \quad (4.1.2)$$

$$m = \frac{\text{imag} \left(\frac{V_{Fa}}{I_{Fna}} \right)}{\text{imag} \left(\frac{Z_{aa} * I_{Fa} + Z_{ab} * I_{Fb} + Z_{ac} * I_{Fc}}{I_{Fna}} \right)} \quad (4.1.3)$$

$$m_1 = \frac{\text{imag} \left(\frac{V_{Fa} - V_{Fb} + V_{Fc} + B * I_{Fb} + C * I_{Fc}}{I_{Fna}} \right)}{\text{imag} \left(\frac{(Z_{aa} - Z_{ba} + Z_{ca}) * I_{Fa} + A}{I_{Fna}} \right)} \quad (4.1.4)$$

$$m_2 = \frac{\text{imag}\left(\frac{V_{Fa} + V_{Fb} - V_{Fc} - B * I_{Fb} - C * I_{Fc}}{I_{Fna}}\right)}{\text{imag}\left(\frac{(Z_{aa} + Z_{ba} - Z_{ca}) * I_{Fa} + A}{I_{Fna}}\right)} \quad (4.1.5)$$

Donde:

$$A = Z_{ab} * I_{Fb} + Z_{ac} * I_{Fc} \quad [V] \quad (4.1.6)$$

$$B = Z_{bb} + Z_{Cbb} - Z_{cb} - Z_{Ccb} \quad [\Omega] \quad (4.1.7)$$

$$C = Z_{bc} + Z_{Cbc} - Z_{cc} - Z_{Ccc} \quad [\Omega] \quad (4.1.8)$$

Luego, las expresiones anteriores se modifican como sigue:

$$m = \frac{\text{imag}\left(\frac{V_{Fa}}{I_{Fna}}\right)}{\text{imag}\left(\frac{Z_{aa} * I_{Fa}}{I_{Fna}}\right)} \quad (4.1.9)$$

$$m_1 = \frac{\text{imag}\left(\frac{V_{Fa}}{I_{Fna}}\right)}{\text{imag}\left(\frac{Z_{aa} * I_{Fa}}{I_{Fna}}\right)} \quad (4.1.10)$$

$$m_2 = \frac{\text{imag}\left(\frac{V_{Fa}}{I_{Fna}}\right)}{\text{imag}\left(\frac{Z_{aa} * I_{Fa}}{I_{Fna}}\right)} \quad (4.1.11)$$

$$m = m_1 = m_2 \quad (4.1.12)$$

Recordando que el error considera la discrepancia que existe entre la distancia al punto de falla calculada según la expresión (4.1.9) y la calculada según (4.1.10) y (4.1.11), su valor siempre será nulo ya que los valores de las distancias son idénticos:

$$\text{Error}_i = \frac{1}{n} * \frac{\sum_{j=1}^n |m - m_j|}{|m|} = 0 \quad (4.1.13)$$

Donde:

m: ubicación del punto de falla según (4.1.9).

m_j: ubicación del punto de falla según (4.1.10) (4.1.11).

n: número de ecuaciones adicionales (para fallas monofásicas n=2).

Es decir, que en caso de analizar el error de una estimación ubicada en un tramo de línea monofásico invariablemente tomará un valor igual a 0, siendo imposible comparar este valor con el error de una estimación en un tramo

trifásico o bifásico ya que siempre será menor que todos ellos. En resumen, el modelo matemático para eliminar la múltiple estimación aplicado hasta aquí no permite analizar estos tipos constructivos de línea como se mencionó anteriormente.

4.1.1. ELIMINACIÓN DE LA MÚLTIPLE ESTIMACIÓN A PARTIR DE LA ACTUACIÓN DE PROTECCIONES

Una de las hipótesis de análisis sobre las que hace hincapié el algoritmo de cálculo es la de contar con un flujo de carga de la red lo más exacto posible de manera de disminuir el error en el cálculo del punto de falla y reducir el problema de la múltiple estimación. Tomando como base este concepto, es factible comparar los posibles tramos en falta (estimaciones) no trifásicos entre sí considerando como altera cada una de las posibles fallas el flujo de carga de la red luego de la actuación de la protección F_i correspondiente en cada caso, tal como se observa en la figura 4.1.2:

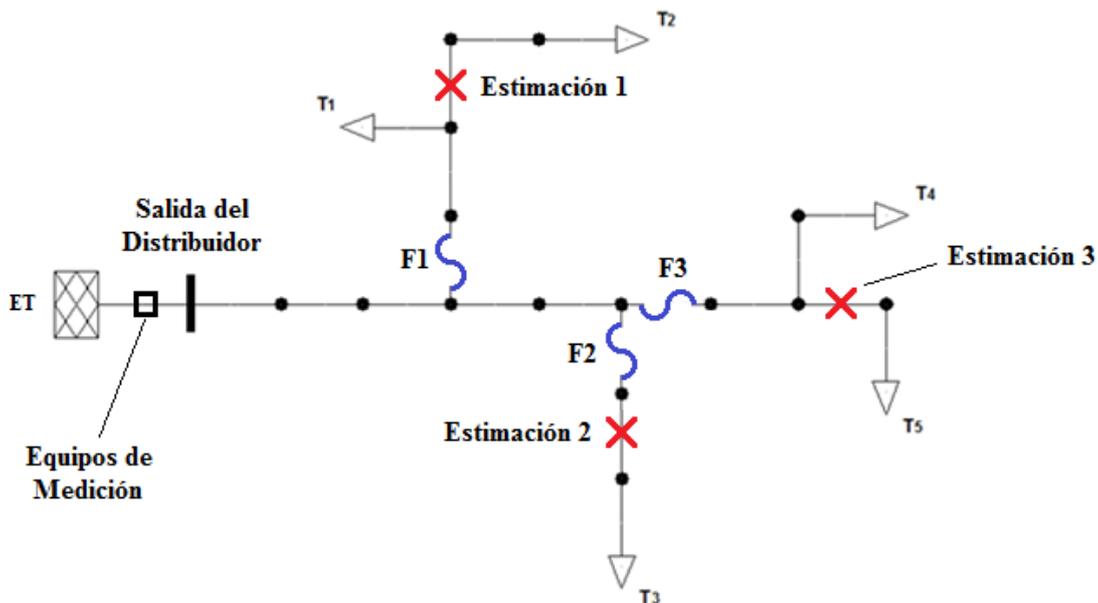


Figura 4.1.2 - Eliminación de la múltiple estimación a partir de la actuación de las protecciones de la red

En otras palabras, una vez obtenidos todos los posibles tramos en falla y su distancia al punto de defecto m puede considerarse reducir o eliminar la múltiple estimación comparando los valores de tensión y corriente post-falla, obtenidos de los equipos de medición a la salida del distribuidor de media tensión, con los valores calculados para la presunta apertura de cada protección F_i .

Para poder comparar las estimaciones entre sí y determinar cuál de todas ellas es la que realmente presenta la falla, se analiza la impedancia equivalente vista en barras de la salida del distribuidor luego de la apertura de cada protección F_i . De esta manera, a partir de la relación entre la tensión medida V_{MEDIDA} y la impedancia equivalente calculada Z_{EQ_i} (vista desde la cabecera del distribui-

dor) puede obtenerse la corriente $I_{\text{CALC}i}$, demandada por la carga total de la red luego de la actuación de la protección correspondiente para cada falla estimada.

$$I_{\text{CALC}i} = Z_{\text{EQ}i}^{-1} * V_{\text{MEDIDA}} \quad [\text{A}] \quad (4.1.14)$$

$$\begin{bmatrix} I_{\text{A CALC}i} \\ I_{\text{B CALC}i} \\ I_{\text{C CALC}i} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{\text{EQ}i\text{aa}} & Z_{\text{EQ}i\text{ab}} & Z_{\text{EQ}i\text{ac}} \\ Z_{\text{EQ}i\text{ba}} & Z_{\text{EQ}i\text{bb}} & Z_{\text{EQ}i\text{bc}} \\ Z_{\text{EQ}i\text{ca}} & Z_{\text{EQ}i\text{cb}} & Z_{\text{EQ}i\text{cc}} \end{bmatrix}^{-1} * \begin{bmatrix} V_{\text{A MEDIDA}} \\ V_{\text{B MEDIDA}} \\ V_{\text{C MEDIDA}} \end{bmatrix} \quad [\text{A}] \quad (4.1.15)$$

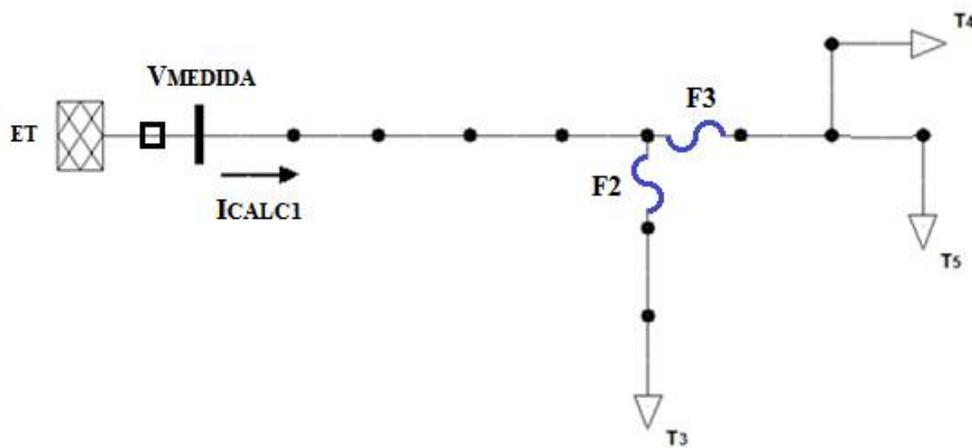


Figura 4.1.3 - Corriente calculada $I_{\text{CALC}1}$ en caso de actuación de protección **F1**

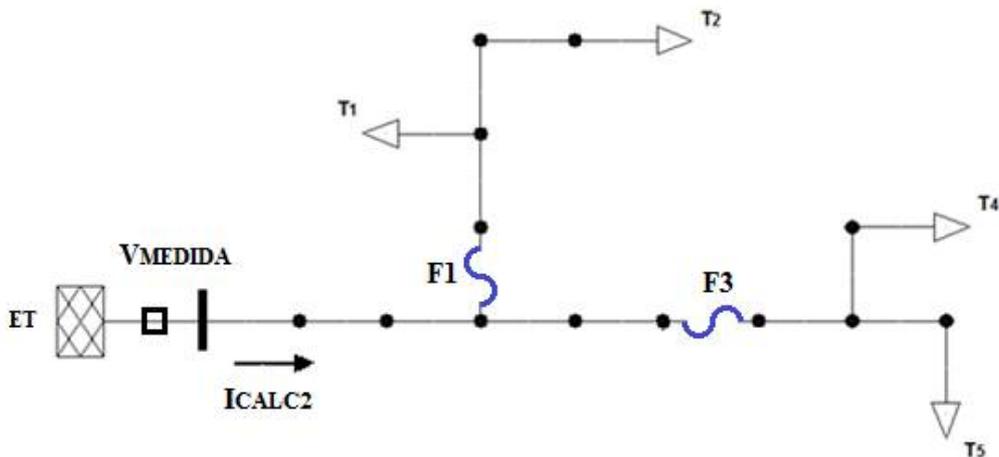


Figura 4.1.4 - Corriente calculada $I_{\text{CALC}2}$ en caso de actuación de protección **F2**

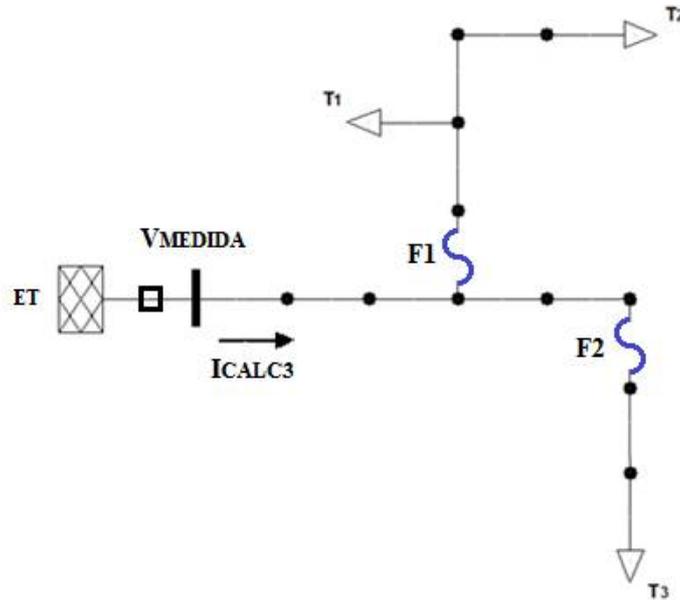


Figura 4.1.5 - Corriente calculada I_{CALC3} en caso de actuación de protección **F3**

Luego, según sea el tramo que verdaderamente está en falla pueden darse los siguientes casos.

I. El tramo en falla se corresponde con la estimación 1:

$$I_{MEDIDA} \cong I_{CALC1} \quad (4.1.16)$$

$$I_{MEDIDA} \neq I_{CALC2} \quad (4.1.17)$$

$$I_{MEDIDA} \neq I_{CALC3} \quad (4.1.18)$$

II. El tramo en falla se corresponde con la estimación 2:

$$I_{MEDIDA} \neq I_{CALC1} \quad (4.1.19)$$

$$I_{MEDIDA} \cong I_{CALC2} \quad (4.1.20)$$

$$I_{MEDIDA} \neq I_{CALC3} \quad (4.1.21)$$

III. El tramo en falla se corresponde con la estimación 3:

$$I_{MEDIDA} \neq I_{CALC1} \quad (4.1.22)$$

$$I_{MEDIDA} \neq I_{CALC2} \quad (4.1.23)$$

$$I_{MEDIDA} \cong I_{CALC3} \quad (4.1.24)$$

Al igual que en el caso de la eliminación de la múltiple estimación en líneas trifilares, al final del cálculo se obtiene los posibles tramos en falla, la distancia al punto de falla $m\%$ y la probabilidad de ocurrencia en cada caso. Por ello, es necesario definir la expresión que permita cuantificar el error de cada estimación y por consiguiente su probabilidad de ser el tramo en falla. El error total de cada estimación se calcula a partir del valor medio de los errores del módulo de cada corriente de fase calculada respecto del módulo de la corriente de fase medida:

$$\text{Error } I_{A \text{ CALC } i} = \frac{|I_{A \text{ CALC } i}| - |I_{A \text{ MEDIDA}}|}{|I_{A \text{ MEDIDA}}|} \quad (4.1.25)$$

$$\text{Error } I_{B \text{ CALC } i} = \frac{|I_{B \text{ CALC } i}| - |I_{B \text{ MEDIDA}}|}{|I_{B \text{ MEDIDA}}|} \quad (4.1.26)$$

$$\text{Error } I_{C \text{ CALC } i} = \frac{|I_{C \text{ CALC } i}| - |I_{C \text{ MEDIDA}}|}{|I_{C \text{ MEDIDA}}|} \quad (4.1.27)$$

$$\text{Error}_{\text{ESTIMACIÓN } i} = \frac{|\text{Error } I_{A \text{ CALC } i}| + |\text{Error } I_{B \text{ CALC } i}| + |\text{Error } I_{C \text{ CALC } i}|}{3} \quad (4.1.28)$$

La probabilidad de ocurrencia mantiene la misma expresión, tal como se muestra a continuación:

$$\text{Probabilidad}_i (\%) = \frac{1}{\text{Error}_i * \sum_{j=1}^k \frac{1}{\text{Error}_j}} * 100 \quad [\%] \quad (4.1.29)$$

Donde:

k : número total de estimaciones.

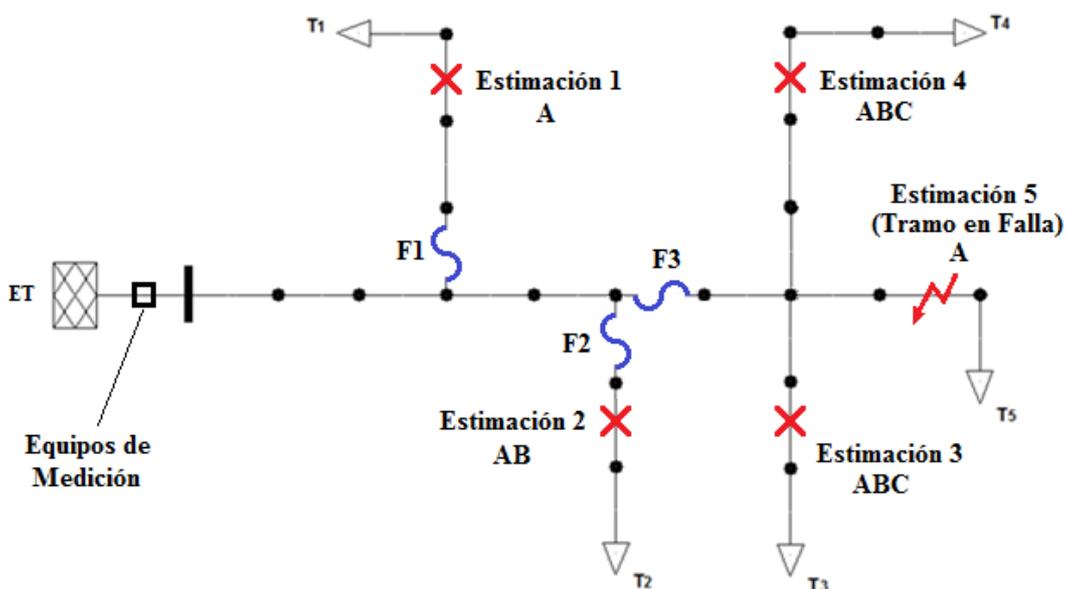


Figura 4.1.6 - Caso particular de tres o más estimaciones (al menos dos tramos trifásicos ABC) con menor error calculado

Existe la posibilidad de que dos o más estimaciones compartan la misma protección, por lo que su error será igual, pudiendo ser, además, el error mínimo (mayor probabilidad de ocurrencia). Ante esta situación, un caso particular es el de tener tres o más estimaciones, en la que existan al menos dos tramos trifásicos tal como se muestra en la figura 4.1.6.

Al realizar el cálculo del error según (4.1.28) las estimaciones 3, 4 y 5 presentarán el menor valor, siendo igual en los tres casos. Por ejemplo:

	Error	Probabilidad %
Estimación 1	1,00	12
Estimación 2	0,75	16
Estimación 3	0,50	24
Estimación 4	0,50	24
Estimación 5	0,50	24

Tabla 4.1.1 - Ejemplo de eliminación de múltiple estimación del punto de falla según actuación de protecciones

Sin embargo, en un paso previo de la metodología propuesta ya se realizó una comparación entre los tramos trifásicos 3 y 4, tal como se presentó en la sección 3.1 “Método para la eliminación de la múltiple estimación”. Es decir, que de las tres estimaciones pueden considerarse solo dos: el tramo monofásico y el tramo trifásico que presente el menor error calculado según la expresión (4.1.30) ya vista anteriormente, por ejemplo, la estimación 4.

$$\text{mín}(\text{Error}_{ABCi}) = \text{mín} \left(\frac{1}{3} * \frac{\sum_{j=1}^{n=3} |m - m_j|}{|m|} \right) \quad (4.1.30)$$

Teniendo en cuenta esto, se modifica el error calculado de estos dos tramos (estimación 4 y 5) que presentan el menor error calculado **Error_{MÍN}** según (4.1.28), mediante la siguiente expresión:

$$\text{Error}_{\text{MÍN MODIFICADO}} = \frac{\text{Error}_{\text{MÍN}}}{\text{N}^\circ \text{ de estimaciones no trifásicas} + 2 * \text{N}^\circ \text{ de estimaciones trifásicas} - 1} \quad (4.1.31)$$

Donde, para este caso particular:

$$\text{Error}_{\text{MÍN}} = 0,50$$

$$\text{N}^\circ \text{ de estimaciones no trifásicas} = 1$$

$$\text{N}^\circ \text{ de estimaciones trifásicas} = 2$$

Luego:

	Error modificado	Probabilidad %
Estimación 1	1,00 (Cte.)	4,92
Estimación 2	0,75 (Cte.)	6,56
Estimación 3	0,50 (Cte.)	9,84
Estimación 4	0,125	39,34
Estimación 5	0,125	39,34

Tabla 4.1.2 - Modificación del error calculado

Como puede observarse, la corrección realizada para este caso en particular no alteró el orden de probabilidad de falla de las estimaciones, sino que permitió ponderar entre sí los tramos trifásicos con menor error, de manera de reducir el número total de tramos estimados con mayor probabilidad. Así, en este ejemplo, el tramo en falla real pasó de tener una probabilidad del 24% a una del 39,34%.

Finalmente, se definen las hipótesis sobre las que se basa el algoritmo de cálculo que permite definir las modificaciones que sufre la red una vez que se produce la actuación de una protección:

- En todos los casos, las protecciones que actúan ante una falla son seccionadores fusibles de media tensión tipo Kearney o autodesconectador, de uso típico en redes de distribución rurales.



Figura 4.1.7 - Seccionador fusible autodesconectador o tipo Kearney

- La actuación de cada equipo es del tipo unipolar, es decir, que el disparo se produce sólo en la fase que presenta la falla.

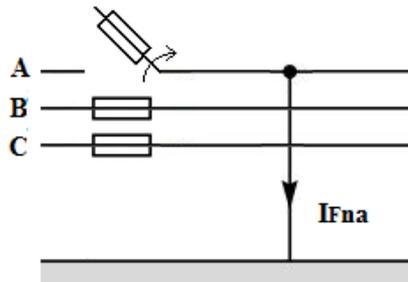


Figura 4.1.8 - Actuación de protección en caso de falla monofásica

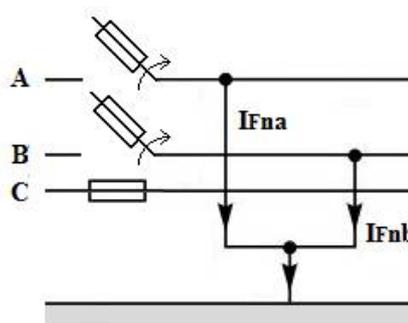


Figura 4.1.9 - Actuación de protección en caso de falla bifásica a tierra (ídem bifásica)

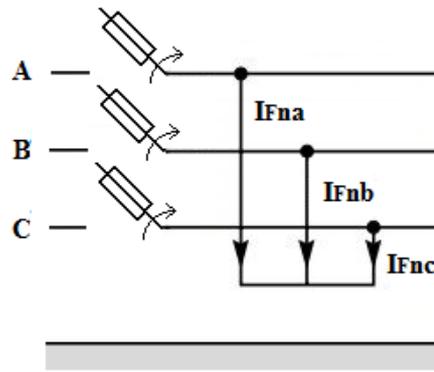


Figura 4.1.10 - Actuación de protección en caso de falla trifásica

- Existe una correcta elección de las protecciones de manera que actúan ante las mínimas corrientes de falla y tienen la suficiente capacidad de ruptura para interrumpir las máximas corrientes de falla.
- Además, existe una coordinación total entre los distintos fusibles de la red. Es decir, ante una falla en un punto cualquiera de la red solo actuará la protección inmediatamente aguas arriba de dicha ubicación.

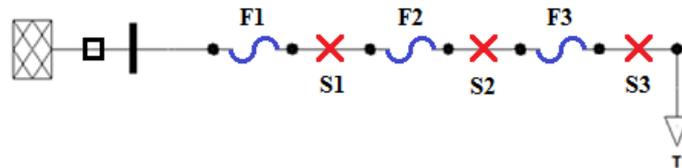


Figura 4.1.11 - Selectividad de las protecciones

En caso de una falla en el punto **S1** actúa la protección **F1**, si ocurre en el punto **S2** sólo actúa la protección **F2** (**F1** actúa de respaldo) y en caso de ocurrir en el punto **S3** sólo actúa la protección **F3** (**F1** y **F2** actúan de respaldo). Este concepto se aplica a todas las protecciones existentes en la red.

Una vez definido el método analítico para poder incluir las líneas monofásicas y bifásicas en el cálculo que permite realizar un análisis completo del problema de múltiple estimación del punto de falla, es necesario obtener la información de las protecciones existentes en la red y donde se ubican las mismas. Para esto, al igual en el caso de las características de las líneas, se recurrió a la base de datos georreferenciados correspondientes a los concesionarios provinciales y municipales de distribución de energía eléctrica, definidos por la Ley N° 11.769 y su Decreto Reglamentario N° 2.479/04 y las Disposiciones D.P.E. N° 1.452/08 y N° 1.536/09 con sus modificaciones (Disposición N° 1.922).

Entre los aspectos técnicos definidos por la normativa vigente se encuentra el "Archivo de Elementos", los cuales representan los equipos eléctricos y otros elementos de interés (transformadores, capacitores, switches, etc.). En particular, dentro del ítem "Switches" es posible obtener la información respecto al "tipo" (seccionador, seccionalizador, fusible, interruptor, reconectador, etc.), a la "fase" (R, S, T, RS, ST, TR, RST) y a "ID_Nodo" (ID de un nodo existente en el "Archivo

de Nodos”). Es decir, que a partir de dicho “Archivo de Elementos” es factible contar con los datos de la ubicación de los fusibles existentes en la red en estudio, a partir de los nodos donde se encuentran. Esta información está contenida en un archivo de texto con extensión *.txt* propio, al igual que los demás archivos de entrada ya definidos anteriormente, y nombrado como “*protecciones.txt*”.

Figura 4.1.12 - Interfaz gráfica modificada

Una vez definida la ubicación de cada protección en la red, resta obtener la información de los valores medidos de tensión y corriente post-falla en los equipos de medición a la salida del distribuidor. Análogamente a lo planteado en la sección 3.5 “Estructura del programa de cálculo” se ingresa esta información en una sencilla interfaz gráfica desarrollada a partir de MATLAB, tal como se observa en la figura 4.1.12.

Nótese que se agregaron los campos necesarios para ingresar los valores medidos de tensión V_{MEDIDA} (**Upa**, **Upb**, **Upc**) y corriente I_{MEDIDA} (**Ipa**, **Ipb**, **Ipc**) luego de la eliminación del defecto debido a la actuación de una protección. Además, queda a elección del usuario seleccionar el tipo de apertura de las protecciones, es decir, si lo hacen de manera tripolar o unipolar (en este trabajo se considera la segunda opción).

4.1.2. RESULTADOS

Considerando que no se realizó modificación alguna sobre el algoritmo de cálculo que permite encontrar la distancia al punto de falla m no se estudia nuevamente la exactitud de la metodología presentada en esta sección.

Es decir, solo se analizó la posibilidad de eliminar la múltiple estimación incluyendo las fallas en líneas bifásicas y monofásicas. Para esto se simularon 10 fallas, todas ellas monofásicas, en puntos particulares de la red, en los cuales la múltiple estimación arroja al menos un posible tramo en falla bifásico o monofásico.

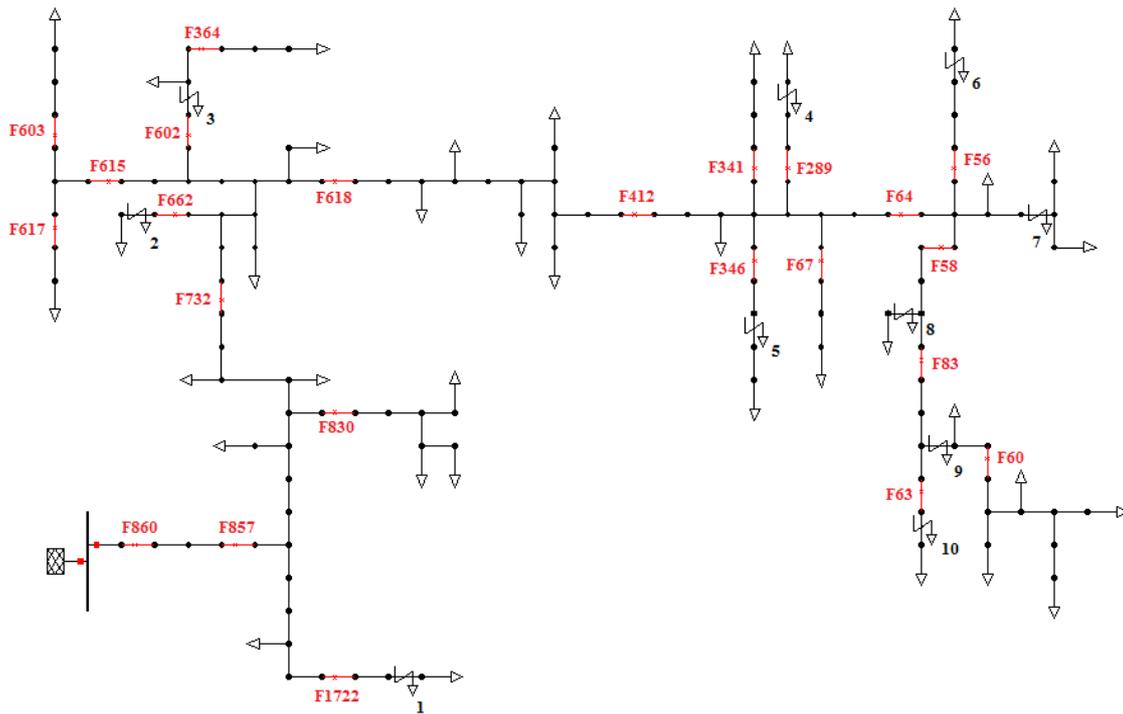


Figura 4.1.13 - Ubicación de los puntos de fallas simulados y de las protecciones F_i (fusibles) en DigSILENT

N°	ID Tramo	Distancia al punto de falla [m]	m%	
1	90426 (ABC)	5224,73	50,00	
Resultados Falla Monofásica Ag				
	ID Tramo	Fases	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	90426	ABC	6,35E-06	99,9716
Estimación 2	90412	ABC	1,94E-01	0,0033
Estimación 3	104005	ABC	1,94E-01	0,0033
Estimación 4	105873	ABC	4,14E-02	0,0153
Estimación 5	107079	AB	1,94E-01	0,0033
Estimación 6	107564	AC	1,94E-01	0,0033

Tabla 4.1.3 - Resultados de falla monofásica simulada en tramo 90426 (1) con resistencia de falla $R_f=0[\Omega]$

N°	ID Tramo	Distancia al punto de falla [m]	m%	
2	107066 (A)	4683,62	50,00	
Resultados Falla Monofásica Ag				
	ID Tramo	Fases	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	107066	A	6,16E-06	99,8614
Estimación 2	90426	ABC	5,17E-03	0,1189
Estimación 3	105873	ABC	4,58E-02	0,0134
Estimación 4	107089	AB	1,96E-01	0,0031
Estimación 5	107090	ABC	1,96E-01	0,0031

Tabla 4.1.4 - Resultados de falla monofásica simulada en tramo 107066 (2) con resistencia de falla $R_f=0[\Omega]$

N°	ID Tramo	Distancia al punto de falla [m]	m%	
3	104006 (AC)	5222,18	50,00	
Resultados Falla Monofásica Ag				
	ID Tramo	Fases	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	104006	AC	6,35E-06	99,8567
Estimación 2	90412	ABC	1,96E-01	0,0031
Estimación 3	90421	ABC	1,66E-01	0,0037
Estimación 4	9426	ABC	5,18E-03	0,1188
Estimación 5	105873	ABC	4,58E-02	0,0134

Tabla 4.1.5 - Resultados de falla monofásica simulada en tramo 104006 (3) con resistencia de falla $R_f=0[\Omega]$

N°	ID Tramo	Distancia al punto de falla [m]	m%	
4	103724 (AC)	16969,35	50,00	
Resultados Falla Monofásica Ag				
	ID Tramo	Fases	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	103724	AC	6,19E-06	99,9551
Estimación 2	90415	ABC	1,00E-01	0,0062
Estimación 3	90417	ABC	1,60E-02	0,0387

Tabla 4.1.6 - Resultados de falla monofásica simulada en tramo 103724 (4) con resistencia de falla $R_f=0[\Omega]$

N°	ID Tramo	Distancia al punto de falla [m]	m%	
5	90417 (ABC)	16769,43	50,00	
Resultados Falla Monofásica Ag				
	ID Tramo	Fases	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	90417	ABC	6,31E-06	99,9857
Estimación 2	90415	ABC	8,82E-02	0,0072
Estimación 3	103988	AC	8,82E-02	0,0072

Tabla 4.1.7 - Resultados de falla monofásica simulada en tramo 90417 (5) con resistencia de falla $R_f=0[\Omega]$

N°	ID Tramo	Distancia al punto de falla [m]	m%	
6	106347 (B)	21010,39	50,00	
Resultados Falla Monofásica Bg				
	ID Tramo	Fases	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	106347	B	6,22E-06	99,9781
Estimación 2	105962	B	4,45E-02	0,0140
Estimación 3	108383	B	7,84E-02	0,0079

Tabla 4.1.8 - Resultados de falla monofásica simulada en tramo 106347 (6) con resistencia de falla $R_f=0[\Omega]$

N°	ID Tramo	Distancia al punto de falla [m]	m%	
7	108383 (B)	22871,07	50,00	
Resultados Falla Monofásica Bg				
	ID Tramo	Fases	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	108383	B	4,98E-06	99,9866
Estimación 2	90580	B	1,02E-01	0,0049
Estimación 3	90739	B	5,87E-02	0,0085

Tabla 4.1.9 - Resultados de falla monofásica simulada en tramo 108383 (7) con resistencia de falla $R_f=0[\Omega]$

N°	ID Tramo	Distancia al punto de falla [m]	m%	
8	108206 (B)	21685,86	50,00	
Resultados Falla Monofásica Bg				
	ID Tramo	Fases	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	108206	B	5,43E-06	99,9447
Estimación 2	90581	B	1,31E-02	0,0414
Estimación 3	108383	B	3,90E-02	0,0139

Tabla 4.1.10 - Resultados de falla monofásica simulada en tramo 108206 (8) con resistencia de falla $R_f=0[\Omega]$

N°	ID Tramo	Distancia al punto de falla [m]	m%	
9	90580 (B)	23176,23	50,00	
Resultados Falla Monofásica Bg				
	ID Tramo	Fases	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	90580	B	6,08E-06	99,9739
Estimación 2	90739	B	3,31E-02	0,0184
Estimación 3	108383	B	7,85E-02	0,0077

Tabla 4.1.11 - Resultados de falla monofásica simulada en tramo 90580 (9) con resistencia de falla $R_f=0[\Omega]$

N°	ID Tramo	Distancia al punto de falla [m]	m%	
10	90739 (B)	23801,41	50,00	
Resultados Falla Monofásica Bg				
	ID Tramo	Fases	Error	Probabilidad (%)
Estimación 1	90739	B	5,52E-06	99,9739
Estimación 2	90580	B	3,66E-02	0,01508
Estimación 3	108383	B	5,02E-02	0,0110

Tabla 4.1.12 - Resultados de falla monofásica simulada en tramo 90739 (10) con resistencia de falla $R_f=0[\Omega]$

En este caso, considerando el modelado de la red planteado en la sección 3.2. “Modelado de la red eléctrica” (análisis por fase a partir de cargas con conexión en estrella), la variación de la resistencia de falla no tiene efecto sobre el flujo de carga post-falla ya que la misma fue despejada por la apertura de la correspondiente protección.

4.1.3. ANÁLISIS DE RESULTADOS

A partir de los resultados obtenidos en las simulaciones y teniendo en cuenta los aspectos prácticos de la alternativa aquí planteada pueden mencionarse las siguientes conclusiones:

- I. La propuesta planteada en esta sección corrige la limitación del método propuesto en la sección 3.1 “Método para la eliminación de la múltiple estimación” respecto a la imposibilidad de eliminar la múltiple estimación cuando existen posibles tramos en falla bifilares o monofilares.
- II. La información necesaria para realizar este procedimiento es de fácil acceso (base de datos georreferenciada GIS), ya sea para conocer las protecciones existentes en la red, o bien, la ubicación de cada una de ellas en la misma.
- III. Para que el análisis de la actuación de las protecciones en cada estimación sea lo más exacto y eficiente posible es necesario contar un equipo de corte en cada derivación de la red en estudio (figura 4.1.14). Sin embargo, por razones técnico–económicas esto no ocurre en la realidad:
 - a. Inconvenientes técnicos: debido a la dificultad de lograr una selectividad total de las protecciones de la red (hipótesis de análisis planteada en la sección 4.1.1 “Eliminación de la múltiple estimación a partir de la actuación de protecciones”).
 - b. Motivos económicos: por el alto costo que representaría la instalación y mantenimiento de una protección en cada derivación de la red.

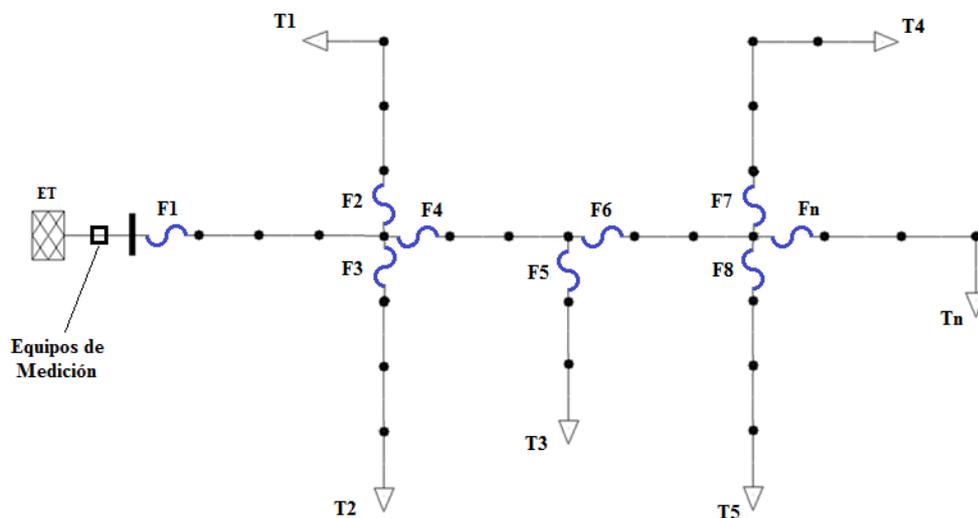


Figura 4.1.14 - Caso ideal de red con protecciones en cada derivación

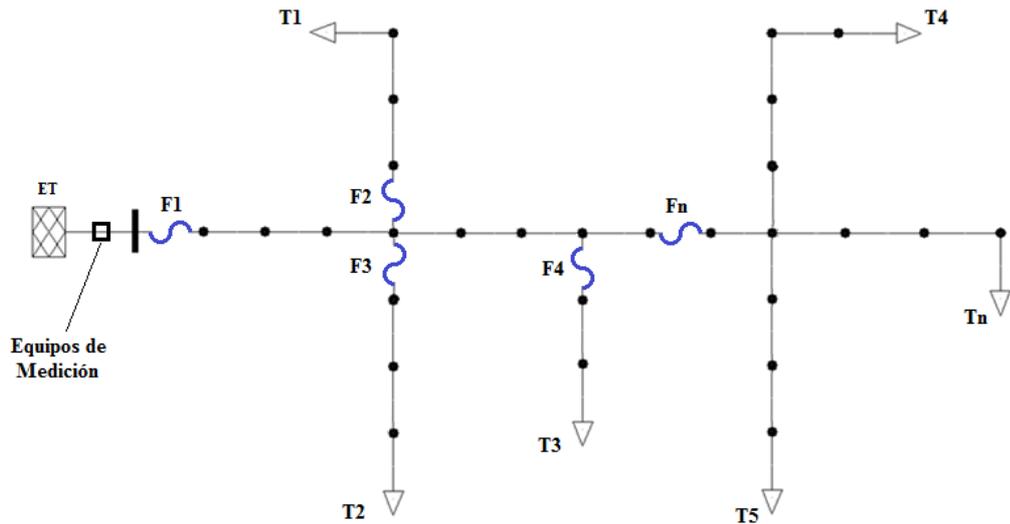


Figura 4.1.15 - Caso real de red con protecciones

A pesar de ello, el caso real de contar con fusibles en determinados puntos de la red contribuye igualmente a la reducción de la incertidumbre de la múltiple estimación. Dicho en otras palabras, el trabajo en conjunto de la metodología propuesta aquí (acotación del problema de múltiple estimación a partir del estudio de las protecciones de la red) y de la explicada en secciones anteriores (acotación del problema de múltiple estimación a partir del estudio del comportamiento del flujo de carga en todas las fases de la red) constituye una potente herramienta de análisis, que aborda el problema de la múltiple estimación del punto de falla haciendo uso de la mayor cantidad de información disponible.

- IV. Definir constructivamente las cargas en conexión estrella con centro de estrella a tierra facilita el análisis de la actuación de las distintas protecciones y como su apertura modifica la red. Es decir, luego de la apertura de la/s fase/s que presenta/n el defecto deja de circular corriente por el punto de falla en el caso de fallas a tierra. Sin embargo, en caso de existir cargas trifásicas en conexión triángulo o cargas bifásicas conectadas entre fases esto no se cumple, aunque esta consideración sirve como una aproximación ante dicha situación.

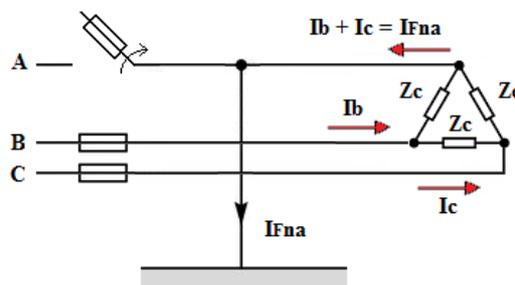


Figura 4.1.16 - Alimentación de falla monofásica a través de carga trifásica conectada en triángulo

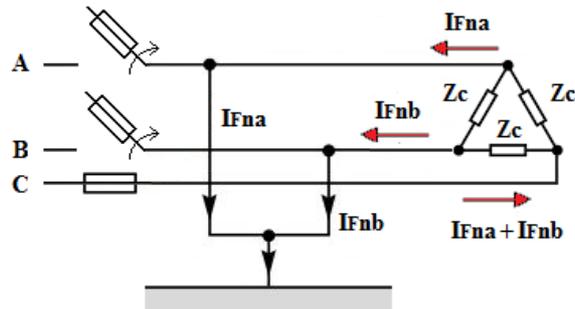


Figura 4.1.17 - Alimentación de falla bifásica a tierra a través de carga trifásica conectada en triángulo

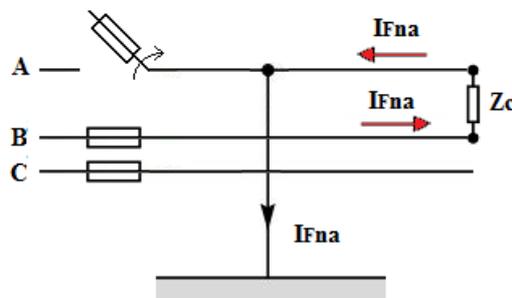


Figura 4.1.18 - Alimentación de falla monofásica a través de carga bifásica conectada entre fases

Considerar este efecto requiere un estudio más profundo del tema, aunque el mismo es de interés debido a la posibilidad de visualizar fenómenos de ferresonancia en sistemas de distribución de energía eléctrica en media tensión.

4.2. ESTUDIO DEL DESEQUILIBRIO EN EL FLUJO DE CARGA MEDIANTE COMPONENTES SIMÉTRICAS

4.2.1. MÉTODO DE COMPONENTES SIMÉTRICAS

Este modelo, presentado por primera vez en [44], permite estudiar condiciones de cortocircuitos asimétricos o cargas desbalanceadas en circuitos polifásicos convirtiéndose en una de las herramientas más utilizadas. C. L. Fortescue propuso un teorema en el cual un conjunto de n fasores desequilibrados puede ser resuelto a partir de $n - 1$ sistemas equilibrados de n fasores de diferente secuencia y un sistema de secuencia cero. Este último sistema presenta la particularidad de que todos sus fasores son iguales en magnitud y fase [29].

El caso práctico planteado en este trabajo responde a un sistema trifásico (3 fasores desequilibrados), por lo tanto, todas las expresiones utilizadas para resolver el sistema propuesto se ajustan a este tipo de circuitos. Bajo esta

premisa, cualquier sistema trifásico de fasores asimétricos puede ser descompuesto en tres sistemas de fasores a saber [45]:

- a. Un sistema simétrico de fasores trifásicos que poseen la secuencia de fases del sistema original, formando una terna de **secuencia positiva, secuencia directa o secuencia 1**.

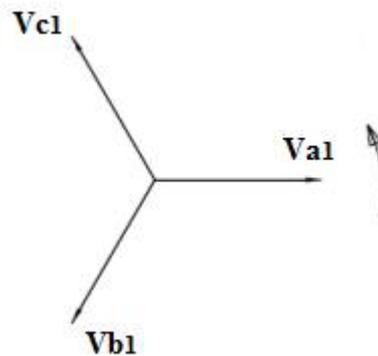


Figura 4.2.1 - Terna de secuencia positiva, secuencia directa o secuencia 1

- b. Un sistema simétrico de fasores trifásicos que poseen una secuencia de fases antagónica a la del sistema original, formando una terna de **secuencia negativa, secuencia inversa o secuencia 2**.

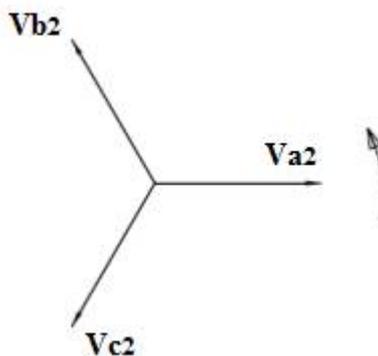


Figura 4.2.2 - Terna de secuencia negativa, secuencia inversa o secuencia 2

- c. Un sistema simétrico de tres fasores de igual módulo girando sincrónicamente en fase, formando una terna de **secuencia nula, secuencia homopolar o secuencia 0**.

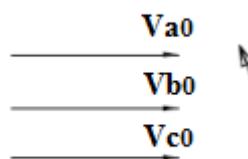


Figura 4.2.3 - Terna de secuencia nula, secuencia homopolar o secuencia 0

Para obtener las expresiones necesarias para el cálculo, primero se define el vector operador de giro \mathbf{a} , el cual responde a la siguiente ecuación:

$$\mathbf{a} = e^{j\frac{2\pi}{n}} \quad (4.2.1)$$

Donde n es igual al número de fases del sistema, en este caso, igual a 3.

$$\mathbf{a} = e^{j\frac{2\pi}{3}} = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} \quad (4.2.2)$$

El producto de un vector cualquiera por el vector operador \mathbf{a} no altera su magnitud, pero si su fase, es decir, rota 120° en adelante.

Este versor permite definir la matriz de transferencia \mathbf{F} que relaciona las componentes simétricas \mathbf{V}_{012} con los vectores reales \mathbf{V}_{abc} .

$$\mathbf{V}_{abc} = \mathbf{F} * \mathbf{V}_{012} \quad [\text{V}] \quad (4.2.3)$$

$$\begin{bmatrix} \mathbf{V}_a \\ \mathbf{V}_b \\ \mathbf{V}_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \mathbf{a}^2 & \mathbf{a} \\ 1 & \mathbf{a} & \mathbf{a}^2 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \mathbf{V}_{a0} \\ \mathbf{V}_{a1} \\ \mathbf{V}_{a2} \end{bmatrix} \quad [\text{V}] \quad (4.2.4)$$

La inversa de esta matriz \mathbf{F}^{-1} queda definida como se muestra a continuación:

$$\mathbf{F}^{-1} * \mathbf{V}_{abc} = \mathbf{F}^{-1} * \mathbf{F} * \mathbf{V}_{012} \quad [\text{V}] \quad (4.2.5)$$

$$\mathbf{V}_{012} = \mathbf{F}^{-1} * \mathbf{V}_{abc} \quad [\text{V}] \quad (4.2.6)$$

$$\begin{bmatrix} \mathbf{V}_{a0} \\ \mathbf{V}_{a1} \\ \mathbf{V}_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} * \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \mathbf{a} & \mathbf{a}^2 \\ 1 & \mathbf{a}^2 & \mathbf{a} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \mathbf{V}_a \\ \mathbf{V}_b \\ \mathbf{V}_c \end{bmatrix} \quad [\text{V}] \quad (4.2.7)$$

Resumiendo:

$$\mathbf{F} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \mathbf{a}^2 & \mathbf{a} \\ 1 & \mathbf{a} & \mathbf{a}^2 \end{bmatrix} \quad (4.2.8)$$

$$\mathbf{F}^{-1} = \frac{1}{3} * \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \mathbf{a} & \mathbf{a}^2 \\ 1 & \mathbf{a}^2 & \mathbf{a} \end{bmatrix} \quad (4.2.9)$$

4.2.2. APLICACIÓN DEL TEOREMA DE FORTESCUE AL MÉTODO PROPUESTO

En este punto, se definieron nuevos tipos de cargas dentro de las cuales se encuentran: cargas trifásicas en conexión triángulo, cargas bifásicas conectadas entre fases y cargas monofásicas conectadas entre fase y tierra (no presenta variación en este caso).

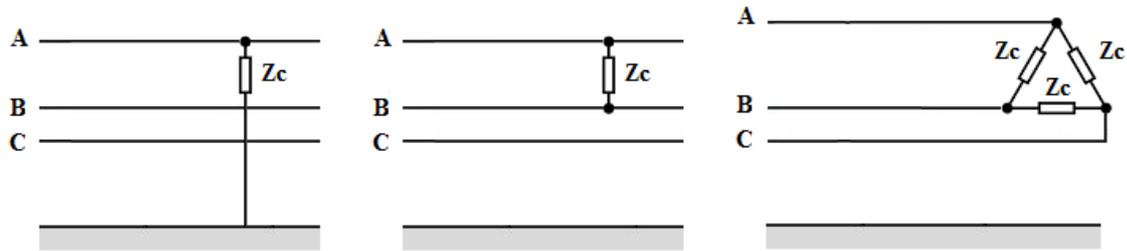


Figura 4.2.4 - Nueva definición de cargas monofásicas, bifásicas y trifásicas

De igual manera que en el caso anterior, se plantean cargas de igual potencia que la potencia nominal de cada transformador y un factor de potencia igual a 0,85.

La importancia del uso del teorema de Fortescue para poder realizar un flujo de carga aproximado reside en el hecho de simplificar el cálculo de impedancia equivalente planteado en la sección 3.4 “Cálculo de la impedancia de carga”. Por ejemplo, en un caso de cargas equilibradas y generación trifásica perfecta (tensiones de idéntica amplitud y con igual desfase entre ellas) la suma en paralelo de las impedancias de una carga monofásica y de una trifásica se resuelve sin problemas ya que mediante una simple transformación triángulo–estrella es posible trabajar con el equivalente monofásico de cada fase:

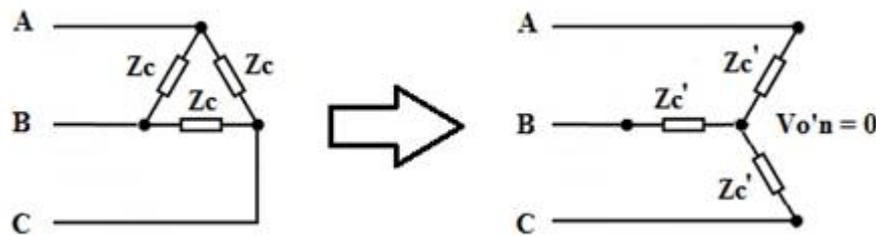


Figura 4.2.5 - Cálculo de impedancia equivalente para sistemas de generación perfectos y cargas equilibradas

$$Z'_C = \frac{Z_C}{3} \quad [\Omega] \quad (4.2.10)$$

Como puede observarse en la figura 4.2.5 el centro de estrella de la carga trifásica tiene una diferencia de potencial respecto a tierra $V_{o'n}$ igual a cero, siendo esta la principal ventaja que permite realizar el cálculo de impedancia equivalente sin mayores problemas. Sin embargo, esto no ocurre en sistemas trifásicos desequilibrados, ya sea por una terna de tensiones de fase con esta característica o bien por cargas desbalanceadas. Es decir, dicho punto toma un valor de potencial distinto de cero:

$$V_{o'n} = \frac{V_{an} * Y_a + V_{bn} * Y_b + V_{cn} * Y_c}{Y_a + Y_b + Y_c} \quad [V] \quad (4.2.11)$$

$$Y_i = \frac{1}{Z_i} \quad [S] \quad (4.2.12)$$

Para darle solución a esta cuestión, Fortescue permite analizar tanto la impedancia de las líneas como de las cargas desde el concepto de componentes simétricas [29]:

I. Impedancias de secuencia de líneas.

Considerando el sistema trifásico mostrado en la figura 4.2.6, donde cada línea presenta una impedancia propia Z_{ii} e impedancias mutuas Z_{ij} respecto de las demás fases generalmente distintas entre sí, puede notarse que la circulación de una corriente entre los nodos m y n produce caídas de tensión distintas en cada fase.

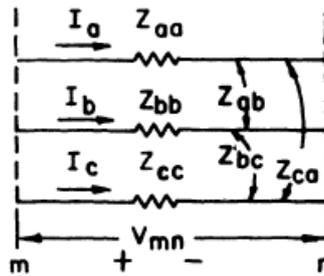


Figura 4.2.6 - Línea trifásica con impedancias propias Z_{ii} e impedancias mutuas Z_{ij}

De la figura 4.2.6 puede escribirse la caída de tensión entre los nodos m y n tal como se muestra a continuación:

$$V_{mn \ abc} = Z_L * I_{abc} \quad [V] \quad (4.2.13)$$

$$\begin{bmatrix} V_{mn \ a} \\ V_{mn \ b} \\ V_{mn \ c} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad [V] \quad (4.2.14)$$

Teniendo en cuenta la ecuación (4.2.3) puede plantearse lo siguiente:

$$F * V_{mn \ 012} = Z_L * F * I_{012} \quad [V] \quad (4.2.15)$$

$$V_{mn \ 012} = F^{-1} * Z_L * F * I_{012} \quad [V] \quad (4.2.16)$$

$$Z_{L \ 012} = F^{-1} * Z_L * F \quad [\Omega] \quad (4.2.17)$$

La nueva matriz de impedancias de secuencias $Z_{L \ 012}$ puede calcularse como sigue:

$$Z_{L \ 012} = \begin{bmatrix} Z_{S0} + 2 * Z_{M0} & Z_{S2} - Z_{M2} & Z_{S1} - Z_{M1} \\ Z_{S1} - Z_{M1} & Z_{S0} - Z_{M0} & Z_{S2} + 2 * Z_{M2} \\ Z_{S2} - Z_{M2} & Z_{S1} + 2 * Z_{M1} & Z_{S0} - Z_{M0} \end{bmatrix} \quad [\Omega] \quad (4.2.18)$$

Donde:

$$Z_{S0} = \frac{1}{3} * (Z_{aa} + Z_{bb} + Z_{cc}) \quad [\Omega] \quad (4.2.19)$$

$$Z_{S1} = \frac{1}{3} * (Z_{aa} + a * Z_{bb} + a^2 * Z_{cc}) \quad [\Omega] \quad (4.2.20)$$

$$Z_{S2} = \frac{1}{3} * (Z_{aa} + a^2 * Z_{bb} + a * Z_{cc}) \quad [\Omega] \quad (4.2.21)$$

Y,

$$Z_{M0} = \frac{1}{3} * (Z_{bc} + Z_{ca} + Z_{ab}) \quad [\Omega] \quad (4.2.19)$$

$$Z_{M1} = \frac{1}{3} * (Z_{bc} + a * Z_{ca} + a^2 * Z_{ab}) \quad [\Omega] \quad (4.2.20)$$

$$Z_{M2} = \frac{1}{3} * (Z_{bc} + a^2 * Z_{ca} + a * Z_{ab}) \quad [\Omega] \quad (4.2.21)$$

II. Impedancias de secuencia de cargas trifásicas estáticas.

Las cargas consideradas en el presente trabajo tienen la característica de ser equilibradas, estáticas y simétricas. Particularmente para el caso de cargas conectadas en triángulo puede definirse la siguiente matriz de impedancia de secuencias Z_{C012} [29]:

$$Z_{C012} = \begin{bmatrix} Z_{C0} & 0 & 0 \\ 0 & Z_{C1} & 0 \\ 0 & 0 & Z_{C2} \end{bmatrix} \quad [\Omega] \quad (4.2.22)$$

Donde:

$$Z_{C0} = \text{Infinito} \quad [\Omega] \quad (4.2.23)$$

$$Z_{C1} = Z_{C2} = Z_C \quad [\Omega] \quad (4.2.24)$$

Como puede notarse en las expresiones (4.2.23) (4.2.24), este caso particular de carga presenta impedancia homopolar infinita, mientras que las impedancias directa e inversa son iguales (característica de las cargas estáticas).

4.2.3. DETERMINACIÓN DEL FLUJO DE CARGA

Al igual que en el primer método propuesto debe calcularse la impedancia equivalente de cada derivación correspondiente a cada nodo de corriente de la red para realizar el flujo de carga necesario. Dicha impedancia equivalente se definió a partir de las siguientes premisas:

I. Las cargas trifásicas de la red se definen a partir del teorema de Fortescue mediante el uso de impedancia de secuencias.

II. Las cargas bifásicas se agrupan usando el principio de superposición. Es decir, se considera cada carga bifásica aislada del resto de la red y se calcula su impedancia hasta el nodo de corriente en estudio:

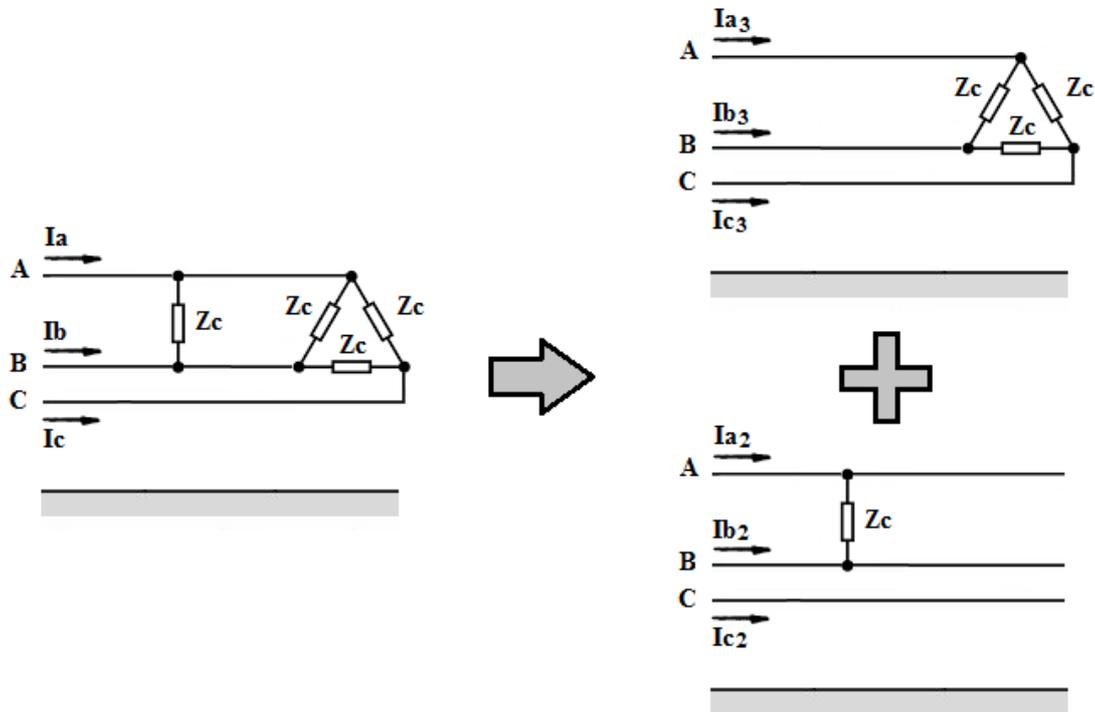


Figura 4.2.7 - Principio de superposición para cargas bifásicas

$$\vec{I}_a = \vec{I}_{a2} + \vec{I}_{a3} \quad [A] \quad (4.2.25)$$

$$\vec{I}_b = \vec{I}_{b2} + \vec{I}_{b3} \quad [A] \quad (4.2.26)$$

$$\vec{I}_c = \vec{I}_{c2} + \vec{I}_{c3} \quad [A] \quad (4.2.27)$$

Expresado de otra manera:

$$I_{abc} = I_{abc2} + I_{abc3} \quad [A] \quad (4.2.28)$$

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_{a2} \\ I_{b2} \\ I_{c2} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} I_{a3} \\ I_{b3} \\ I_{c3} \end{bmatrix} \quad [A] \quad (4.2.29)$$

III. Para el caso de las cargas monofásicas el análisis es algo más complejo debido que al utilizar la expresión (4.2.22) no se está considerando la fase a la que corresponde la carga. Es decir, utilizar dicha ecuación representa para el algoritmo de cálculo una carga trifásica, por lo que al obtener el valor de corriente

que circula por la derivación en estudio se comete un error en exceso en las dos fases que no corresponden a la carga real:

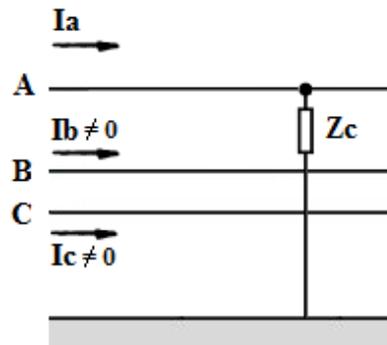


Figura 4.2.8 - Cálculo en exceso de corriente de línea por cargas monofásicas

Esto quiere decir, que una vez realizado el flujo de carga se tiene lo siguiente:

$$I_{abc} = I_{abc(1+3)} + I_{abc(2)} + I_{ERROR} \quad [A] \quad (4.2.30)$$

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_{a(1+3)} \\ I_{b(1+3)} \\ I_{c(1+3)} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} I_{a2} \\ I_{b2} \\ I_{c2} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} I_{ERROR a} \\ I_{ERROR b} \\ I_{ERROR c} \end{bmatrix} \quad [A] \quad (4.2.31)$$

Donde:

$I_{abc(1+3)}$: corriente de carga debido a cargas monofásicas y trifásicas.

$I_{abc(2)}$: corriente de carga debido a cargas bifásicas.

Particularmente, la corriente de carga $I_{abc(1+3)}$ se calcula a partir del teorema de Fortescue:

$$I_{abc(1+3)} = F * I_{012(1+3)} \quad [A] \quad (4.2.32)$$

$$\begin{bmatrix} I_{a(1+3)} \\ I_{b(1+3)} \\ I_{c(1+3)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_{a0(1+3)} \\ I_{a1(1+3)} \\ I_{a2(1+3)} \end{bmatrix} \quad [A] \quad (4.2.33)$$

IV. El error (I_{ERROR}) cometido en el cálculo del flujo de carga se debe en gran parte a la corriente calculada en exceso debido a las cargas monofásicas. Por lo tanto, de manera de reducir lo más posible dicho error se procede a realizar un análisis comparativo de los circuitos mostrados en las figuras 4.2.9 y 4.2.10.

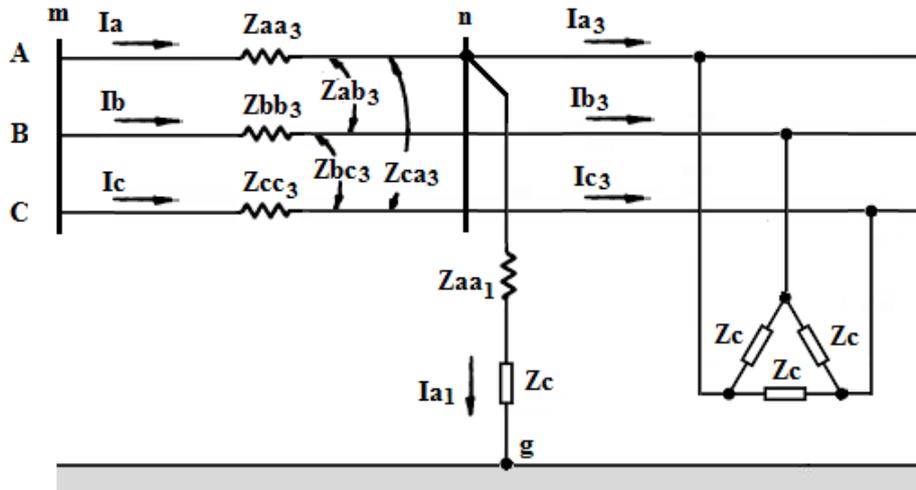


Figura 4.2.9 - Esquema de circuito real

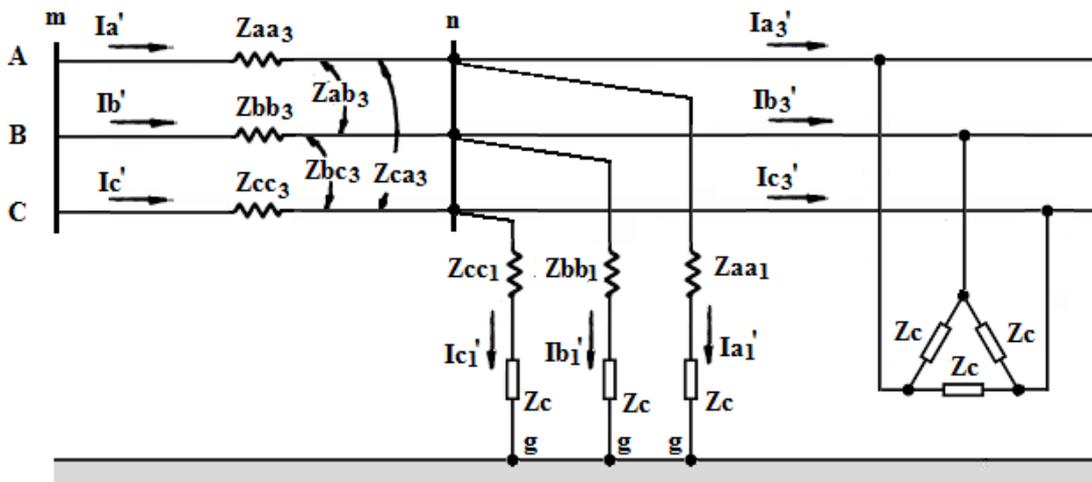


Figura 4.2.10 - Esquema de circuito con error en exceso en la corriente de carga total

De la figura 4.2.9 puede obtenerse la caída de tensión V_{mn} entre los nodos m y n tal como sigue:

$$\begin{bmatrix} V_{mn a} \\ V_{mn b} \\ V_{mn c} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{aa3} & Z_{ab3} & Z_{ac3} \\ Z_{ba3} & Z_{bb3} & Z_{bc3} \\ Z_{ca3} & Z_{cb3} & Z_{cc3} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad [V] \quad (4.2.34)$$

Donde:

$$I_a = I_{a1} + I_{a3} \quad [A] \quad (4.2.35)$$

$$I_b = I_{b3} \quad [A] \quad (4.2.36)$$

$$I_c = I_{c3} \quad [A] \quad (4.2.37)$$

De igual manera, de la figura 4.2.10 puede obtenerse la caída de tensión V_{mn}' entre los nodos m y n tal como sigue:

$$\begin{bmatrix} V_{mn a'} \\ V_{mn b'} \\ V_{mn c'} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{aa3} & Z_{ab3} & Z_{ac3} \\ Z_{ba3} & Z_{bb3} & Z_{bc3} \\ Z_{ca3} & Z_{cb3} & Z_{cc3} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_{a'} \\ I_{b'} \\ I_{c'} \end{bmatrix} \quad [V] \quad (4.2.38)$$

Donde:

$$I_a' = I_{a1}' + I_{a3}' \quad [A] \quad (4.2.39)$$

$$I_b' = I_{b1}' + I_{b3}' \quad [A] \quad (4.2.40)$$

$$I_c' = I_{c1}' + I_{c3}' \quad [A] \quad (4.2.41)$$

Para analizar el error cometido en la corriente de línea correspondiente a la fase de la carga monofásica, en este caso la fase A, se parte de las corrientes que circulan por la rama monofásica en cada situación:

$$I_{a1} = \frac{V_{ng a}}{Z_{aa1} + Z_C} = \frac{V_{mg a} - V_{mn a}}{Z_{aa1} + Z_C} \quad [A] \quad (4.2.42)$$

$$I_{a1}' = \frac{V_{ng a'}}{Z_{aa1} + Z_C} = \frac{V_{mg a} - V_{mn a}'}{Z_{aa1} + Z_C} \quad [A] \quad (4.2.43)$$

Realizando la diferencia entre la ecuación (4.2.43) y la ecuación (4.2.42) puede obtenerse el error cometido en la corriente monofásica correspondiente a la fase donde existe dicha carga:

$$I_{a1}' - I_{a1} = I_{ERROR a} \quad [A] \quad (4.2.44)$$

$$I_{ERROR a} = \frac{V_{mg a} - V_{mn a}'}{Z_{aa1} + Z_C} - \frac{V_{mg a} - V_{mn a}}{Z_{aa1} + Z_C} \quad [A] \quad (4.2.45)$$

$$I_{ERROR a} = \frac{V_{mn a} - V_{mn a}'}{Z_{aa1} + Z_C} \quad [A] \quad (4.2.46)$$

De la primera fila de las expresiones (4.2.34) y (4.2.38) se obtiene el numerador de la última ecuación:

$$V_{mn a} = Z_{aa3} * (I_{a1} + I_{a3}) + Z_{ab3} * I_{b3} + Z_{ac3} * I_{c3} \quad [V] \quad (4.2.47)$$

$$V_{mn a}' = Z_{aa3} * (I_{a1}' + I_{a3}') + Z_{ab3} * (I_{b1}' + I_{b3}') + Z_{ac3} * (I_{c1}' + I_{c3}') \quad [V] \quad (4.2.48)$$

Para poder realizar la diferencia de ambas expresiones se supone la siguiente condición:

$$(I_{a1} + I_{a3}) = (I_{a1}' + I_{a3}') \quad [A] \quad (4.2.49)$$

Luego:

$$V_{mn a} - V_{mn a}' = -(Z_{ab3} * I_{b1}' + Z_{ac3} * I_{c1}') \quad [V] \quad (4.2.50)$$

$$I_{\text{ERROR } a} = -\frac{Z_{ab3} * I_{b1}' + Z_{ac3} * I_{c1}'}{Z_{aa1} + Z_C} \quad [A] \quad (4.2.51)$$

En este punto es necesario obtener las expresiones de las corrientes monofásicas de las fases que no pertenecen a la carga y que son calculadas en exceso por el método de las componentes simétricas, en este caso, las fases B y C. A partir de lo observado en la figura 4.2.10 y considerando la fase B para el análisis se procede como sigue:

$$I_{b1}' = \frac{V_{ngb}'}{Z_{bb1} + Z_C} = \frac{V_{mgb} - V_{mnb}'}{Z_{bb1} + Z_C} \quad [A] \quad (4.2.52)$$

Debido a que las impedancias propias Z_{ii} de las fases son iguales entre sí por la forma constructiva de las líneas, puede asumirse que:

$$Z_{aa1} = Z_{bb1} = Z_{cc1} \quad [\Omega] \quad (4.2.53)$$

Además, la tensión del nodo m puede ser, por ejemplo, la tensión medida a la salida del distribuidor o bien la tensión en un nodo aguas abajo luego de considerar una caída de tensión producto de la impedancia serie de la línea.

Luego, a partir de la segunda fila de la expresión (4.2.38) se llega a lo siguiente:

$$V'_{mnb} = Z_{ba3} * I_a' + Z_{bb3} * I_b' + Z_{bc3} * I_c' \quad [V] \quad (4.2.54)$$

$$I_{b1}' = \frac{V_b - (Z_{ba3} * I_a' + Z_{bb3} * I_b' + Z_{bc3} * I_c')}{Z_{aa1} + Z_C} \quad [A] \quad (4.2.55)$$

$$I_{\text{ERROR } b} = I_{b1}' \quad [A] \quad (4.2.56)$$

De la expresión (4.2.55) puede notarse que se cuenta con toda la información para realizar el cálculo. Procediendo de igual forma se llega a la expresión de la corriente en la fase C:

$$I_{c1}' = \frac{V_c - (Z_{ca3} * I_a' + Z_{cb3} * I_b' + Z_{cc3} * I_c')}{Z_{aa1} + Z_C} \quad [A] \quad (4.2.57)$$

$$I_{\text{ERROR } c} = I_{c1}' \quad [A] \quad (4.2.58)$$

Finalmente, con estas dos últimas expresiones puede obtenerse el error en la fase A, correspondiente a la fase donde existe la carga monofásica:

$$I_{\text{ERROR } a} = -\frac{Z_{ab3} * I_{b1}' + Z_{ac3} * I_{c1}'}{Z_{aa1} + Z_C} \quad [A] \quad (4.2.59)$$

$$I_{\text{ERROR } a} = \frac{Z_{ab3} * (Z_{ba3} * I_a' + Z_{bb3} * I_b' + Z_{bc3} * I_c' - V_b) + Z_{ac3} * (Z_{ca3} * I_a' + Z_{cb3} * I_b' + Z_{cc3} * I_c' - V_c)}{(Z_{aa1} + Z_C)^2} \quad (4.2.60)$$

Reescribiendo la expresión:

$$I_{\text{ERROR } a} = \frac{A * I'_a + B * I'_b + C * I'_c - Z_{ab3} * V_b - Z_{ac3} * V_c}{(Z_{aa1} + Z_c)^2} \quad [A] \quad (4.2.61)$$

Donde:

$$A = Z_{ab3}^2 + Z_{ac3}^2 \quad [\Omega^2] \quad (4.2.62)$$

$$B = Z_{ab3} * Z_{bb3} + Z_{ac3} * Z_{cb3} \quad [\Omega^2] \quad (4.2.63)$$

$$C = Z_{ac3} * Z_{cc3} + Z_{ab3} * Z_{bc3} \quad [\Omega^2] \quad (4.2.64)$$

Finalmente:

$$I_{\text{ERROR } abc} = \begin{bmatrix} I_{\text{ERROR } a} \\ I_{\text{ERROR } b} \\ I_{\text{ERROR } c} \end{bmatrix} \quad [A] \quad (4.2.65)$$

Resumiendo, las expresiones obtenidas anteriormente solo contemplan una estimación aproximada de la corrección en la corriente de línea debido al error cometido en el cálculo de las corrientes de carga monofásicas por el teorema de Fortescue. En otras palabras, existen otras fuentes de error, ya sea en el cálculo de la corriente de carga trifásica o la corriente correspondiente a las cargas bifásicas obtenidas por medio del principio de superposición.

4.2.4. RESULTADOS

Para estudiar el comportamiento de la metodología propuesta en la sección 4.2.3 “Determinación del Flujo de Carga” se simularon fallas en varios puntos de la red de manera de producir un flujo desequilibrado en la misma. De esta manera, se analizó particularmente el **nodo 856** donde existe la mayor concentración de carga en una de sus derivaciones, el cual puede observarse en las figuras 4.2.11 y 4.2.12. Así, se comparó la información obtenida del flujo de carga simulado en el **tramo 105871** y la información calculada en el algoritmo desarrollado, y se definió un error.

Para cuantificar el error se compararon los valores de módulo y ángulo de los fasores de corriente \vec{I}_j de cada fase mediante la siguiente expresión:

$$\text{Error}_{\text{MÓDULO } j \%} = \frac{|\vec{I}_j|_{\text{CALCULADO}} - |\vec{I}_j|_{\text{SIMULADO}}}{|\vec{I}_j|_{\text{SIMULADO}}} \times 100 \quad [\%] \quad (4.2.66)$$

$$\text{Error}_{\text{FASE } j \%} = \frac{|\varphi_j_{\text{CALCULADO}} - \varphi_j_{\text{SIMULADO}}|}{180^\circ} \times 100 \quad [\%] \quad (4.2.67)$$

Para el caso del error en la fase del vector de corriente se consideró que el máximo error en valor absoluto que puede presentar el mismo es de 180° , es decir, que el fasor se encuentra en sentido contrario. Para ello, los ángulos considerados se expresan en un intervalo de $-180^\circ < \varphi \leq 180^\circ$.

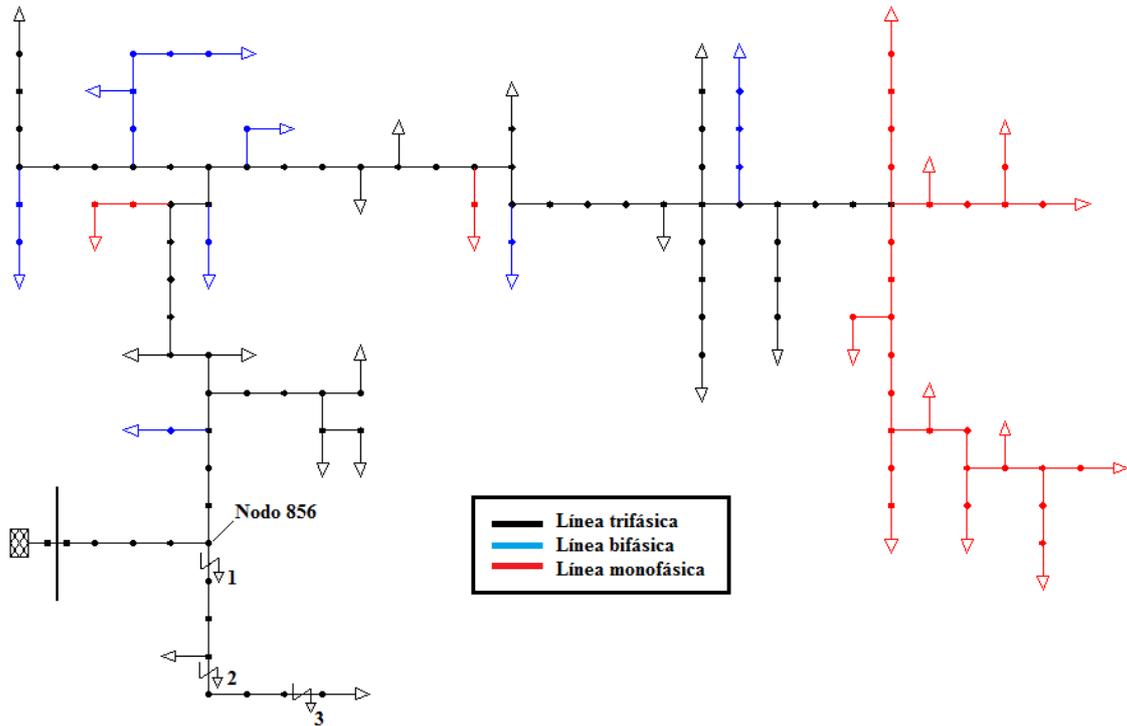


Figura 4.2.11 - Ubicación de los puntos de fallas simulados y del nodo 856 en PowerFactory DigSILENT

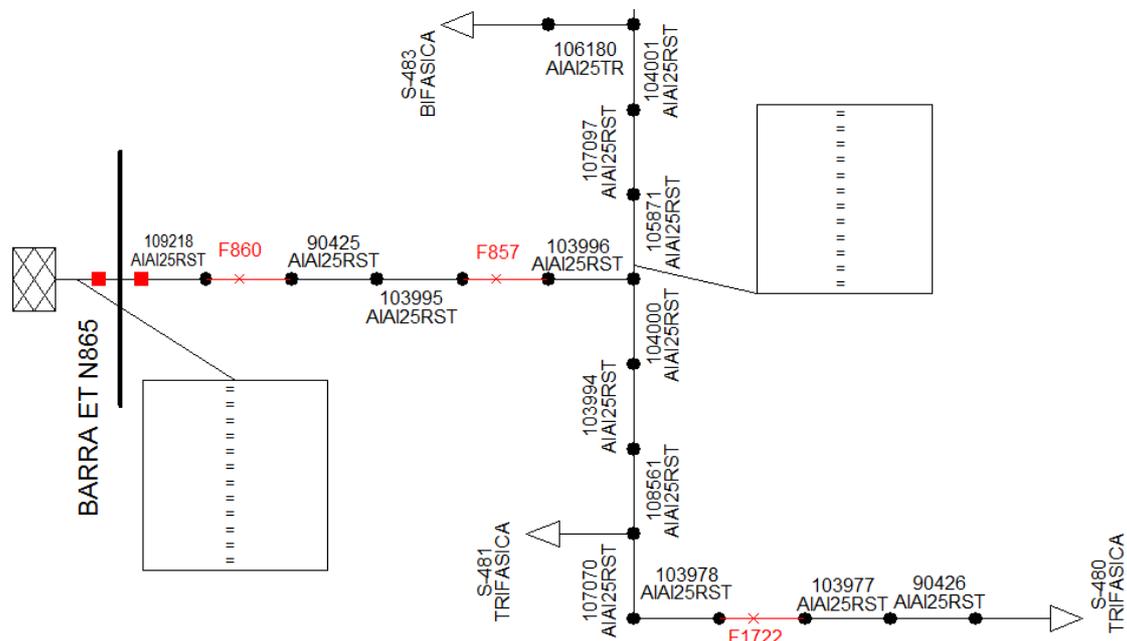


Figura 4.2.12 - Datos de flujo de carga en tramo 105871 simulado en PowerFactory DigSILENT

Una vez simuladas 36 fallas en los puntos indicados en la figura 4.2.11, se tabularon los resultados obtenidos para cada defecto simulado:

Herramienta de geolocalización para limitar el problema de múltiple estimación en la localización de fallas en distribuidores rurales de energía eléctrica considerando estimaciones de flujos de carga en sus ramales

N°	ID Tramo	Distancia al punto de falla [m]	m%	Resistencia de Falla [Ω]		
1	104000	239,03	50,00	0		
Resultados Falla Trifásica ABC						
	Datos Simulados		Datos Calculados		Error %	
	Módulo [A]	Fase [°]	Módulo [A]	Fase [°]	Error Módulo	Error Fase
la	0,28894	-95,03591	0,30573	-95,13657	5,81	0,06
lb	0,34598	142,69944	0,34573	142,80705	0,07	0,06
lc	0,25468	27,61257	0,26959	27,36968	5,85	0,13
Resultados Falla Bifásica AB						
	Datos Simulados		Datos Calculados		Error %	
	Módulo [A]	Fase [°]	Módulo [A]	Fase [°]	Error Módulo	Error Fase
la	14,57286	-91,12514	15,35317	-91,27483	5,35	0,08
lb	15,74833	-91,73186	15,72402	-91,55035	0,15	0,10
lc	25,43500	88,56389	26,97044	88,41245	6,04	0,08
Resultados Falla Bifásica a Tierra ABg						
	Datos Simulados		Datos Calculados		Error %	
	Módulo [A]	Fase [°]	Módulo [A]	Fase [°]	Error Módulo	Error Fase
la	9,56200	-90,83826	9,69661	-91,02729	1,41	0,11
lb	7,75205	-92,43277	7,70849	-91,73422	0,56	0,39
lc	17,42848	88,57021	18,87994	88,45727	8,33	0,06
Resultados Falla Monofásica Ag						
	Datos Simulados		Datos Calculados		Error %	
	Módulo [A]	Fase [°]	Módulo [A]	Fase [°]	Error Módulo	Error Fase
la	9,24188	-35,90341	9,39905	-35,94938	1,70	0,03
lb	29,58125	-138,82835	29,49608	-138,78511	0,29	0,02
lc	22,02162	71,41566	23,44061	72,17097	6,44	0,42

Tabla 4.2.1 - Resultados de flujo de carga en tramo 105871 para fallas simuladas en tramo 104000 (1) con resistencia de falla $R_f=0[\Omega]$

N°	ID Tramo	Distancia al punto de falla [m]	m%	Resistencia de Falla [Ω]		
2	108561	575,21	50,00	0		
Resultados Falla Trifásica ABC						
	Datos Simulación		Datos Calculados		Error %	
	Módulo [A]	Fase [°]	Módulo [A]	Fase [°]	Error Módulo	Error Fase
la	2,79301	-90,40973	2,95544	-90,50563	5,82	0,05
lb	3,35548	147,46294	3,35301	147,57127	0,07	0,06
lc	2,47155	32,09595	2,61639	31,84871	5,86	0,14
Resultados Falla Bifásica AB						
	Datos Simulación		Datos Calculados		Error %	
	Módulo [A]	Fase [°]	Módulo [A]	Fase [°]	Error Módulo	Error Fase
la	16,42059	-87,26035	17,31098	-87,39928	5,42	0,08
lb	13,63116	-97,51262	13,60592	-97,33275	0,19	0,10
lc	25,52761	88,68881	27,06370	88,53656	6,02	0,08
Resultados Falla Bifásica a Tierra ABg						
	Datos Simulación		Datos Calculados		Error %	
	Módulo [A]	Fase [°]	Módulo [A]	Fase [°]	Error Módulo	Error Fase
la	11,83874	-87,16222	12,13891	-87,33912	2,54	0,10
lb	6,58888	-109,30965	6,52482	-108,70983	0,97	0,33
lc	18,23564	87,07553	19,69371	87,06076	8,00	0,01
Resultados Falla Monofásica Ag						
	Datos Simulación		Datos Calculados		Error %	
	Módulo [A]	Fase [°]	Módulo [A]	Fase [°]	Error Módulo	Error Fase
la	10,67110	-42,36750	10,94184	-42,76435	2,54	0,22
lb	29,21224	-140,18519	29,13479	-140,14899	0,27	0,02
lc	22,77377	72,55631	24,20788	73,22785	6,30	0,37

Tabla 4.2.2 - Resultados de flujo de carga en tramo 105871 para fallas simuladas en tramo 108561 (2) con resistencia de falla $R_f=0[\Omega]$

N°	ID Tramo	Distancia al punto de falla [m]	m%	Resistencia de Falla [Ω]		
3	107070	1783,73	50,00	0		
Resultados Falla Trifásica ABC						
	Datos Simulación		Datos Calculados		Error %	
	Módulo [A]	Fase [°]	Módulo [A]	Fase [°]	Error Módulo	Error Fase
la	9,81143	-77,15123	10,38225	-77,23526	5,82	0,05
lb	11,87239	161,28269	11,86331	161,39255	0,08	0,06
lc	8,79585	45,17111	9,31312	44,91661	5,88	0,14
Resultados Falla Bifásica AB						
	Datos Simulación		Datos Calculados		Error %	
	Módulo [A]	Fase [°]	Módulo [A]	Fase [°]	Error Módulo	Error Fase
la	21,12732	-75,40617	22,30093	-75,52103	5,55	0,06
lb	11,28911	-130,36376	11,26165	-130,24648	0,24	0,07
lc	25,73231	89,20768	27,26759	89,04442	5,97	0,09
Resultados Falla Bifásica a Tierra ABg						
	Datos Simulación		Datos Calculados		Error %	
	Módulo [A]	Fase [°]	Módulo [A]	Fase [°]	Error Módulo	Error Fase
la	17,70425	-75,05286	18,43699	-75,15631	4,14	0,06
lb	9,18430	-158,94605	9,11709	-158,95244	0,73	0,00
lc	20,46787	85,56469	21,94341	85,63031	7,21	0,04
Resultados Falla Monofásica Ag						
	Datos Simulación		Datos Calculados		Error %	
	Módulo [A]	Fase [°]	Módulo [A]	Fase [°]	Error Módulo	Error Fase
la	15,28605	-48,23225	15,92628	-48,76173	4,19	0,29
lb	28,87677	-144,23697	28,82031	-144,20555	0,20	0,02
lc	24,43349	76,45849	25,90588	76,89758	6,03	0,24

Tabla 4.2.3 - Resultados de flujo de carga en tramo 105871 para fallas simuladas en tramo 107070 (3) con resistencia de falla $R_f=0[\Omega]$

N°	ID Tramo	Distancia al punto de falla [m]	m%	Resistencia de Falla [Ω]		
1	104000	239,03	50,00	20		
Resultados Falla Trifásica ABC						
	Datos Simulación		Datos Calculados		Error %	
	Módulo [A]	Fase [°]	Módulo [A]	Fase [°]	Error Módulo	Error Fase
la	25,86493	-45,65439	27,36315	-45,74492	5,79	0,05
lb	30,79453	-165,07398	30,76806	-164,96361	0,09	0,06
lc	23,87580	78,34095	25,29197	78,08677	5,93	0,14
Resultados Falla Bifásica AB						
	Datos Simulación		Datos Calculados		Error %	
	Módulo [A]	Fase [°]	Módulo [A]	Fase [°]	Error Módulo	Error Fase
la	28,91615	-52,22497	30,56861	-52,31803	5,71	0,05
lb	23,10203	-165,73820	23,07888	-165,64927	0,10	0,05
lc	25,86296	90,60556	27,38755	90,39524	5,89	0,12
Resultados Falla Bifásica a Tierra ABg						
	Datos Simulación		Datos Calculados		Error %	
	Módulo [A]	Fase [°]	Módulo [A]	Fase [°]	Error Módulo	Error Fase
la	27,79454	-44,07980	29,31320	-44,21689	5,46	0,08
lb	29,45781	-163,01031	29,42643	-162,93832	0,11	0,04
lc	24,95899	87,05366	26,46589	87,00795	6,04	0,03
Resultados Falla Monofásica Ag						
	Datos Simulación		Datos Calculados		Error %	
	Módulo [A]	Fase [°]	Módulo [A]	Fase [°]	Error Módulo	Error Fase
la	26,35621	-41,45360	27,85564	-41,68713	5,69	0,13
lb	31,03883	-152,67946	31,01787	-152,59703	0,07	0,05
lc	26,69150	87,60919	28,21643	87,51943	5,71	0,05

Tabla 4.2.4 - Resultados de flujo de carga en tramo 105871 para fallas simuladas en tramo 104000 (1) con resistencia de falla $R_f=20[\Omega]$

Herramienta de geolocalización para limitar el problema de múltiple estimación en la localización de fallas en distribuidores rurales de energía eléctrica considerando estimaciones de flujos de carga en sus ramales

N°	ID Tramo	Distancia al punto de falla [m]	m%	Resistencia de Falla [Ω]		
2	108561	575,21	50,00	20		
Resultados Falla Trifásica ABC						
	Datos Simulación		Datos Calculados		Error %	
	Módulo [A]	Fase [°]	Módulo [A]	Fase [°]	Error Módulo	Error Fase
la	25,87853	-45,38626	27,37763	-45,44681	5,79	0,03
lb	30,81865	-164,77875	30,79217	-164,66836	0,09	0,06
lc	23,88952	78,62447	25,30645	78,37015	5,93	0,14
Resultados Falla Bifásica AB						
	Datos Simulación		Datos Calculados		Error %	
	Módulo [A]	Fase [°]	Módulo [A]	Fase [°]	Error Módulo	Error Fase
la	28,85525	-51,51777	30,50488	-51,60941	5,72	0,05
lb	23,46967	-165,14315	23,44629	-165,05307	0,10	0,05
lc	25,84957	90,63365	27,37363	90,42167	5,90	0,12
Resultados Falla Bifásica a Tierra ABg						
	Datos Simulación		Datos Calculados		Error %	
	Módulo [A]	Fase [°]	Módulo [A]	Fase [°]	Error Módulo	Error Fase
la	27,77420	-43,81537	29,29341	-43,94799	5,47	0,07
lb	29,49213	-162,76940	29,46061	-162,69628	0,11	0,04
lc	24,95040	87,18044	26,45730	87,12863	6,04	0,03
Resultados Falla Monofásica Ag						
	Datos Simulación		Datos Calculados		Error %	
	Módulo [A]	Fase [°]	Módulo [A]	Fase [°]	Error Módulo	Error Fase
la	26,35132	-41,22816	27,85099	-41,45516	5,69	0,13
lb	31,08011	-152,64585	31,06266	-152,56410	0,06	0,05
lc	26,65120	87,67279	28,17585	87,57812	5,72	0,05

Tabla 4.2.5 - Resultados de flujo de carga en tramo 105871 para fallas simuladas en tramo 108561 (2) con resistencia de falla $R_f=20[\Omega]$

N°	ID Tramo	Distancia al punto de falla [m]	m%	Resistencia de Falla [Ω]		
3	107070	1783,73	50,00	20		
Resultados Falla Trifásica ABC						
	Datos Simulación		Datos Calculados		Error %	
	Módulo [A]	Fase [°]	Módulo [A]	Fase [°]	Error Módulo	Error Fase
la	25,92889	-44,42079	27,43116	-44,48145	5,79	0,03
lb	30,90209	-163,82349	30,87559	-163,71303	0,09	0,06
lc	23,93881	79,54654	25,35850	79,29183	5,93	0,14
Resultados Falla Bifásica AB						
	Datos Simulación		Datos Calculados		Error %	
	Módulo [A]	Fase [°]	Módulo [A]	Fase [°]	Error Módulo	Error Fase
la	28,67348	-49,35371	30,31478	-49,44112	5,72	0,05
lb	24,58855	-163,38391	24,56447	-163,29055	0,10	0,05
lc	25,80808	90,71749	27,33052	90,50050	5,90	0,12
Resultados Falla Bifásica a Tierra Abg						
	Datos Simulación		Datos Calculados		Error %	
	Módulo [A]	Fase [°]	Módulo [A]	Fase [°]	Error Módulo	Error Fase
la	27,71472	-42,96309	29,23644	-43,08209	5,49	0,07
lb	29,61293	-161,97735	29,58105	-161,90055	0,11	0,04
lc	24,93156	87,58713	26,43856	87,51561	6,04	0,04
Resultados Falla Monofásica Ag						
	Datos Simulación		Datos Calculados		Error %	
	Módulo [A]	Fase [°]	Módulo [A]	Fase [°]	Error Módulo	Error Fase
la	26,34684	-40,50017	27,84459	-47,71440	5,68	4,01
lb	31,21451	-152,54398	31,19242	-152,45896	0,07	0,05
lc	26,52239	87,88597	28,04701	87,78454	5,75	0,06

Tabla 4.2.6 - Resultados de flujo de carga en tramo 105871 para fallas simuladas en tramo 107070 (3) con resistencia de falla $R_f=20[\Omega]$

N°	ID Tramo	Distancia al punto de falla [m]	m%	Resistencia de Falla [Ω]		
1	104000	239,03	50,00	40		
Resultados Falla Trifásica ABC						
	Datos Simulación		Datos Calculados		Error %	
	Módulo [A]	Fase [°]	Módulo [A]	Fase [°]	Error Módulo	Error Fase
la	26,88378	-39,44061	28,44080	-39,50143	5,79	0,03
lb	32,00313	-158,86118	31,97563	-158,75091	0,09	0,06
lc	24,80377	84,58248	26,27500	84,32886	5,93	0,14
Resultados Falla Bifásica AB						
	Datos Simulación		Datos Calculados		Error %	
	Módulo [A]	Fase [°]	Módulo [A]	Fase [°]	Error Módulo	Error Fase
la	28,92016	-43,28638	30,58300	-43,36601	5,75	0,04
lb	28,06152	-160,47195	28,03605	-160,37180	0,09	0,06
lc	25,71357	90,99270	27,23151	90,76109	5,90	0,13
Resultados Falla Bifásica a Tierra ABg						
	Datos Simulación		Datos Calculados		Error %	
	Módulo [A]	Fase [°]	Módulo [A]	Fase [°]	Error Módulo	Error Fase
la	27,88465	-38,61370	29,45245	-38,71589	5,62	0,06
lb	31,30734	-157,84709	31,27751	-157,75576	0,10	0,05
lc	25,29716	89,03479	26,80740	88,89039	5,97	0,08
Resultados Falla Monofásica Ag						
	Datos Simulación		Datos Calculados		Error %	
	Módulo [A]	Fase [°]	Módulo [A]	Fase [°]	Error Módulo	Error Fase
la	27,12562	-37,30681	28,68418	-37,45619	5,75	0,08
lb	31,94155	-152,63687	31,91792	-152,54006	0,07	0,05
lc	26,18444	89,48388	27,70396	89,31219	5,80	0,10

Tabla 4.2.7 - Resultados de flujo de carga en tramo 105871 para fallas simuladas en tramo 104000 (1) con resistencia de falla $R_f=40[\Omega]$

N°	ID Tramo	Distancia al punto de falla [m]	m%	Resistencia de Falla [Ω]		
2	108561	575,21	50,00	40		
Resultados Falla Trifásica ABC						
	Datos Simulación		Datos Calculados		Error %	
	Módulo [A]	Fase [°]	Módulo [A]	Fase [°]	Error Módulo	Error Fase
la	26,88367	-39,36073	28,47648	-39,22478	5,92	0,08
lb	32,00528	-158,78167	32,28876	-158,50798	0,89	0,15
lc	24,80418	84,65848	26,32499	84,22862	6,13	0,24
Resultados Falla Bifásica AB						
	Datos Simulación		Datos Calculados		Error %	
	Módulo [A]	Fase [°]	Módulo [A]	Fase [°]	Error Módulo	Error Fase
la	28,87719	-43,07744	30,53776	-43,15660	5,75	0,04
lb	28,15155	-160,25757	28,12602	-160,15716	0,09	0,06
lc	25,70820	90,99767	27,22599	90,76562	5,90	0,13
Resultados Falla Bifásica a Tierra Abg						
	Datos Simulación		Datos Calculados		Error %	
	Módulo [A]	Fase [°]	Módulo [A]	Fase [°]	Error Módulo	Error Fase
la	27,87482	-38,54241	29,44248	-38,64335	5,62	0,06
lb	31,31262	-157,78305	31,28275	-157,69144	0,10	0,05
lc	25,29195	89,06779	26,80214	88,92181	5,97	0,08
Resultados Falla Monofásica Ag						
	Datos Simulación		Datos Calculados		Error %	
	Módulo [A]	Fase [°]	Módulo [A]	Fase [°]	Error Módulo	Error Fase
la	27,12012	-37,24726	28,67825	-37,39547	5,75	0,08
lb	31,95165	-152,62366	31,92794	-152,52673	0,07	0,05
lc	26,17197	89,49704	27,69135	89,32477	5,81	0,10

Tabla 4.2.8 - Resultados de flujo de carga en tramo 105871 para fallas simuladas en tramo 108561 (2) con resistencia de falla $R_f=40[\Omega]$

N°	ID Tramo	Distancia al punto de falla [m]	m%	Resistencia de Falla [Ω]		
3	107070	1783,73	50,00	40		
Resultados Falla Trifásica ABC						
	Datos Simulación		Datos Calculados		Error %	
	Módulo [A]	Fase [°]	Módulo [A]	Fase [°]	Error Módulo	Error Fase
la	26,88388	-39,09105	28,44101	-39,15187	5,79	0,03
lb	32,01286	-158,51339	31,98536	-158,40309	0,09	0,06
lc	24,80590	84,91561	26,27720	84,66181	5,93	0,14
Resultados Falla Bifásica AB						
	Datos Simulación		Datos Calculados		Error %	
	Módulo [A]	Fase [°]	Módulo [A]	Fase [°]	Error Módulo	Error Fase
la	28,74067	-42,39358	30,39401	-42,47123	5,75	0,04
lb	28,44738	-159,57075	28,42162	-159,46951	0,09	0,06
lc	25,69080	91,01394	27,20810	90,78048	5,91	0,13
Resultados Falla Bifásica a Tierra ABg						
	Datos Simulación		Datos Calculados		Error %	
	Módulo [A]	Fase [°]	Módulo [A]	Fase [°]	Error Módulo	Error Fase
la	27,84260	-38,30237	29,40990	-38,39920	5,63	0,05
lb	31,33103	-157,56446	31,30103	-157,47191	0,10	0,05
lc	25,27570	89,17985	26,78575	89,02852	5,97	0,08
Resultados Falla Monofásica Ag						
	Datos Simulación		Datos Calculados		Error %	
	Módulo [A]	Fase [°]	Módulo [A]	Fase [°]	Error Módulo	Error Fase
la	27,10299	-37,04558	28,65979	-37,18981	5,74	0,08
lb	31,98599	-152,57991	31,96197	-152,48253	0,08	0,05
lc	26,13018	89,54273	27,64907	89,36842	5,81	0,10

Tabla 4.2.9 - Resultados de flujo de carga en tramo 105871 para fallas simuladas en tramo 107070 (3) con resistencia de falla $R_f=40[\Omega]$

Una vez tabulados todos los resultados, se los representó gráficamente a modo de poder visualizarlos de manera más sencilla y práctica. Por un lado, se graficó el error en el módulo del fasor de corriente calculado para cada una de las fases y para las tres fases en conjunto. Además, se representó conjuntamente el error en la fase del fasor de corriente calculado de las tres fases.

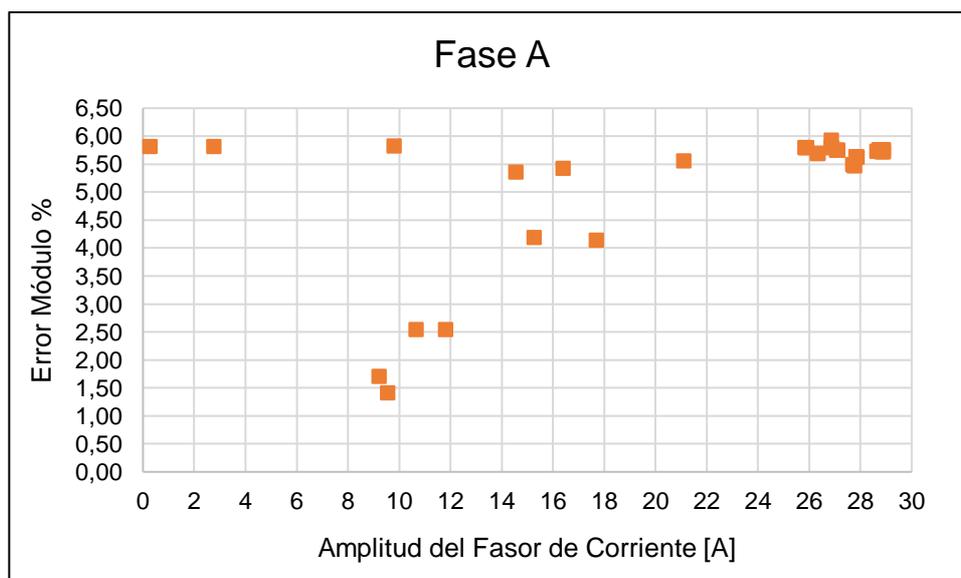


Figura 4.2.13 - Error porcentual del módulo en función de la amplitud del fasor de corriente simulado para fase A

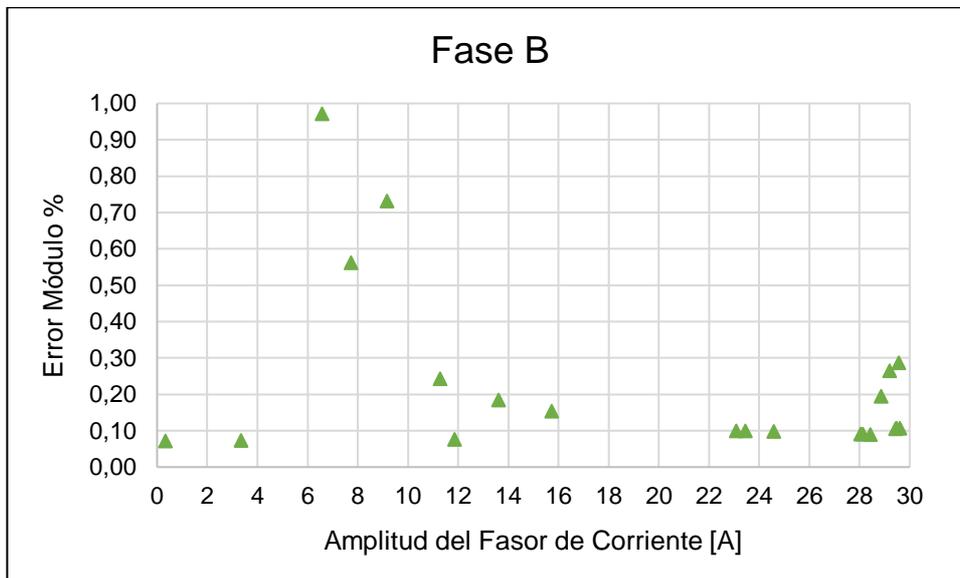


Figura 4.2.14 - Error porcentual del módulo en función de la amplitud del fazor de corriente simulado para fase B

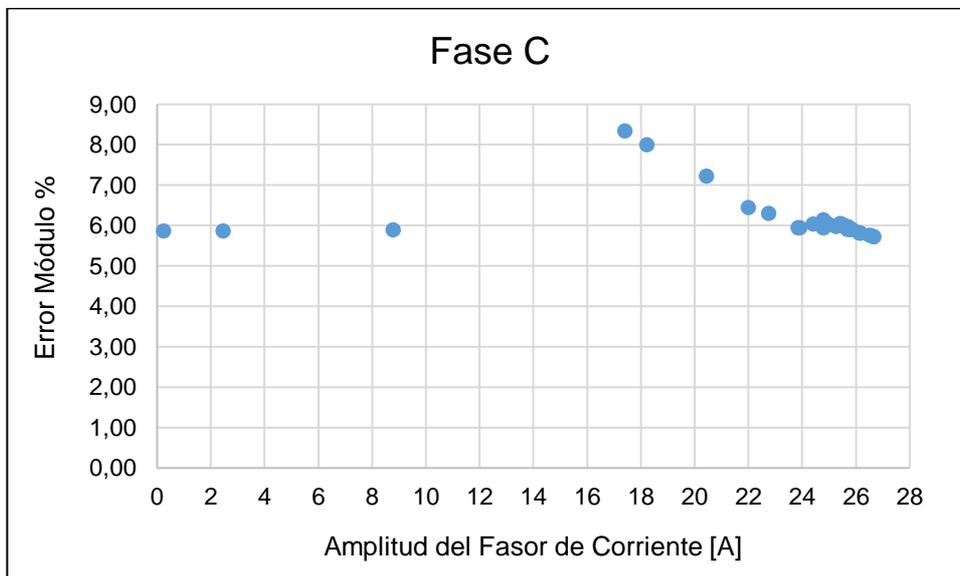


Figura 4.2.15 - Error porcentual del módulo en función de la amplitud del fazor de corriente simulado para fase C

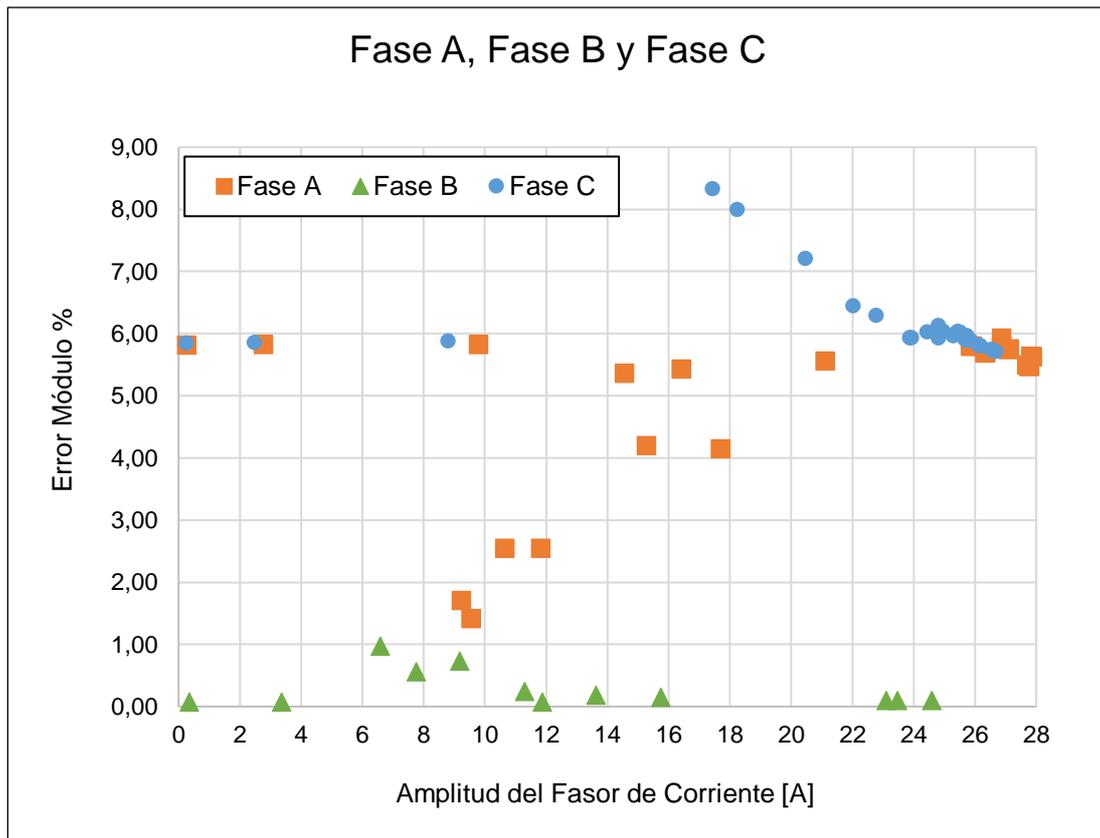


Figura 4.2.16 - Error porcentual del módulo en función de la amplitud del fasor de corriente simulado para fase A, fase B y fase C

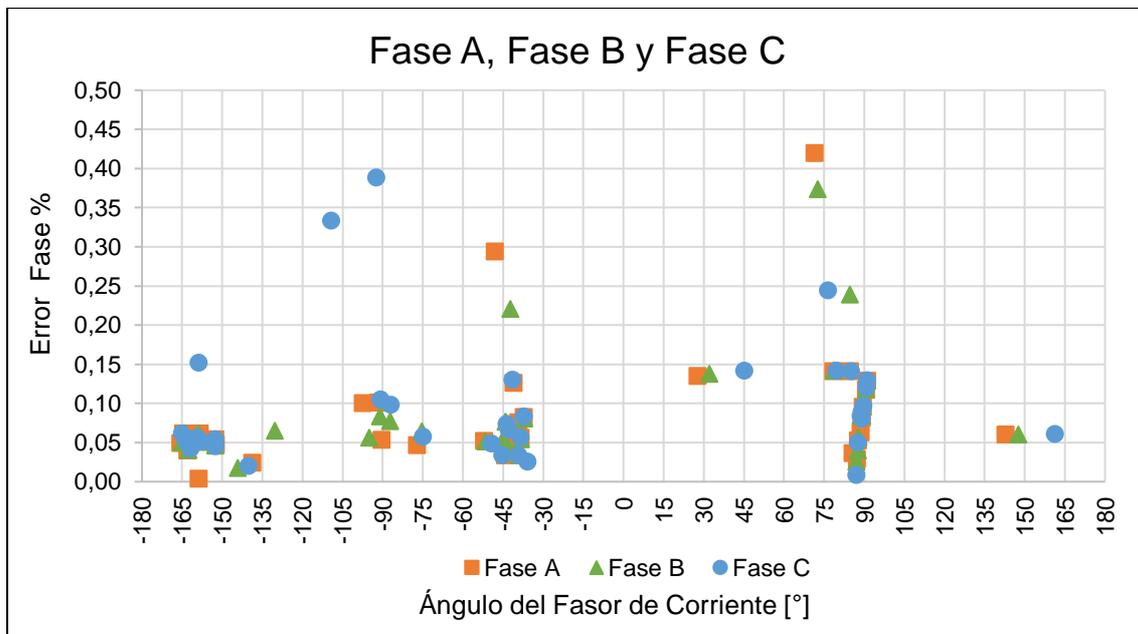


Figura 4.2.17 - Error porcentual de la fase en función del ángulo del fasor de corriente simulado para la fase A, fase B y fase C

4.2.5. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Con la información obtenida luego del análisis de los datos obtenidos en las distintas simulaciones, se pudo comprobar que particularmente la fase B presenta un error porcentual en el módulo del fasor de corriente menor al 1%, agrupándose la mayor parte de los valores graficados por debajo del 0,15% (Figura 4.2.14).

Mientras que, en las demás fases, fase A y fase C, el error porcentual en el módulo del fasor de corriente calculado es mayor, agrupándose la mayor parte de los valores entre 4 y 6% para el caso de la fase A (Figura 4.2.13) y, entre 5 y 7% para la fase C (Figura 4.2.15).

Una de las posibles razones para observar este comportamiento puede ser el hecho que el 87,65% de la potencia monofásica presente en la red corresponde a cargas conectadas en la fase B.

	Potencia Monofásica [kVA]	Porcentaje [%]
Fase A	10	12,35
Fase B	71	87,65
Fase C	0	0
Total	81	100

Tabla 4.2.10 - Cargas monofásicas existentes en la red ensayada

Es decir, las expresiones (4.2.56), (4.2.58) y (4.2.61), que calculan el error cometido en exceso en el cálculo de las corrientes de carga monofásicas por el método de componentes simétricas, corrigen en gran medida la corriente real demandada por la carga monofásica, pero no son suficientes para estimar en forma exacta la corriente de las fases que no corresponden a dicha carga.

$$I_{ERROR\ abc} = \begin{bmatrix} I_{ERROR\ a} \\ I_{ERROR\ b} \\ I_{ERROR\ c} \end{bmatrix} \quad [A] \quad (4.2.68)$$

Donde:

$$I_{ERROR\ a} = \frac{A * I'_a + B * I'_b + C * I'_c - Z_{ab3} * V_b - Z_{ac3} * V_c}{(Z_{aa1} + Z_C)^2} \quad [A] \quad (4.2.69)$$

$$I_{ERROR\ b} = \frac{V_b - (Z_{ba3} * I'_a + Z_{bb3} * I'_b + Z_{bc3} * I'_c)}{Z_{aa1} + Z_C} \quad [A] \quad (4.2.70)$$

$$I_{ERROR\ c} = \frac{V_c - (Z_{ca3} * I'_a + Z_{cb3} * I'_b + Z_{cc3} * I'_c)}{Z_{aa1} + Z_C} \quad [A] \quad (4.2.71)$$

Siendo:

$$A = Z_{ab3}^2 + Z_{ac3}^2 \quad [\Omega^2] \quad (4.2.72)$$

$$B = Z_{ab3} * Z_{bb3} + Z_{ac3} * Z_{cb3} \quad [\Omega^2] \quad (4.2.73)$$

$$C = Z_{ac3} * Z_{cc3} + Z_{ab3} * Z_{bc3} \quad [\Omega^2] \quad (4.2.74)$$

Tampoco debe olvidarse que el hecho de integrar las cargas bifásicas mediante el método de superposición es una posible fuente de error que debe considerarse en el cálculo.

Por otro lado, se observó que el error porcentual en el ángulo de los fasores de corriente no superó el 0,50%, equivalente a 0,90 [°], en ninguna de las fases, agrupándose el mayor número de medidas por debajo del 0,15%, equivalente a 0,27 [°] (Figura 4.2.17).

Finalmente, el método aquí propuesto, el cual considera el uso del teorema de Fortescue (componentes simétricas) para el estudio del comportamiento de flujos de cargas desequilibrados en la red propuesta, aún no es lo suficientemente exacto para poder aplicar el algoritmo de cálculo desarrollado para la ubicación del punto de falla y la eliminación de la múltiple estimación.

Sin embargo, el hecho de haber logrado estimar un flujo de carga en una red tan compleja constructivamente, a partir de la información disponible en bases de datos georreferenciadas [10], alcanzando un error porcentual en el módulo del fasor corriente de alrededor de un 6% y un error porcentual en la fase de dicho fasor menor al 1%, invita a considerar la factibilidad de lograr predecir flujos de carga sin cometer gran error mediante algoritmos de cálculos que consideran solo los valores medidos de tensión y corriente a la salida de los distribuidores rurales de media tensión y estiman el estado aproximado de carga de la red. Como ya se mencionó anteriormente, en este caso se consideró un estado de carga del 100% de la potencia nominal de cada transformador, pero es posible, por ejemplo, mediante el uso de curvas de cargas predecir un flujo de carga de la red de acuerdo a la franja horaria del día en que ocurre el defecto eléctrico [43].

5. CONCLUSIONES GENERALES

La calidad de la energía eléctrica, en términos de Calidad del Producto y Calidad del Servicio, ha sido (y lo seguirá siendo) un tema de gran interés para los partícipes del mercado eléctrico desde el punto de vista de la competitividad. Además, haciendo énfasis en la prestación del servicio eléctrico por parte de las empresas distribuidoras de energía eléctrica, existen requisitos mínimos establecidos por el Sistema Regulatorio del Mercado Eléctrico Argentino que constituyen un factor de mérito.

Tanto usuarios como empresas distribuidoras se ven notablemente beneficiados por un suministro de energía eléctrica continuo y por una rápida reposición del servicio en caso de existir un evento de falla. Uno de los principales factores que influyen para que esto último ocurra es la pronta y correcta localización de la falla en la red eléctrica una vez que ésta se produce. De esta manera, las cuadrillas de mantenimiento reducen considerablemente el tiempo en que se determina la ubicación de la falla y se dirigen directamente hacia esta zona haciendo un mejor uso de los recursos disponibles.

Adicionalmente a la detección de la falla, la tarea de la estimación del sitio de ocurrencia y la acotación de la múltiple estimación (en caso de ser necesaria) se ha abordado desde distintos criterios o metodologías, como se planteó en los capítulos correspondientes. Existen métodos que se basan en el modelo de la red haciendo uso de sus parámetros constructivos y de mediciones de fasores característicos propios de equipos de medición; otros lo hacen a partir del uso de información disponible de eventos anteriores a modo estadístico o utilizando redes neuronales complejas que requieren de un entrenamiento completo y equilibrado. Sin embargo, la aplicación de una u otra metodología propuesta queda limitada principalmente por la información disponible para realizar el cálculo y las herramientas matemáticas y computacionales existentes para el procesamiento y análisis de los datos.

Basado en esto último, modelos matemáticos que utilicen las características físicas de las líneas para determinar sus parámetros eléctricos y que trabajen en forma integral con otros que hagan uso de información adicional, como mediciones de señales eléctricas, para estudiar el comportamiento de la red y sus cargas presentan un potencial enorme para ser utilizados como herramientas que permitan localizar fallas en redes eléctricas. Si a esto se le agrega el hecho de que toda esta información (parámetros físicos, parámetros eléctricos, oscilogramas de señales eléctricas, etc.) pudiese encontrarse disponible en bases de datos de las distintas empresas distribuidoras de energía eléctrica, refuerza y potencia aún más esta idea. Lo único que restaría, es encontrar una herramienta que englobe todo lo descrito en este párrafo y es allí, dentro de esa categoría, que se encuadró el trabajo presentado en este proyecto.

Esta reflexión motivó e impulsó el desarrollo de este trabajo, el cual toma un carácter colaborativo y de apoyo a las empresas distribuidoras de energía eléctrica en la localización de fallas y la posterior acotación de la múltiple estimación. La aplicación de la herramienta propuesta logra concatenar, en forma práctica, la información disponible en el Catastro Georreferenciado (infor-

mación detallada de las características constructivas y topológicas de las redes de distribución en entorno GIS) exigido a cada distribuidor en el ámbito de la provincia de Buenos Aires (Dirección Provincial de Energía), con complejos algoritmos de cálculo desarrollados en entornos de programación propios de los programas MATLAB y AutoCAD. Interfaces gráficas sencillas fueron elaboradas para representar la información de salida en el mismo entorno GIS, desde el cual se obtienen inicialmente los datos de entrada que sirven de punto de partida.

A partir de las nociones planteadas en los párrafos anteriores, puede arribarse a las siguientes conclusiones acerca de la metodología propuesta en el presente trabajo y del análisis de los resultados que fueron obteniéndose a lo largo del avance en el mismo:

- I. Luego del análisis de la bibliografía disponible, pudo implementarse un modelo matemático práctico y eficaz para la localización de fallas y reducción de la incertidumbre en la múltiple estimación del punto en falta, que se ajusta al material disponible para realizar los cálculos devenidos de esta metodología.
- II. Fue posible hacer uso de la información contenida en la base de datos georreferenciados (archivos normalizados) propia de una red de distribución de energía eléctrica de media tensión perteneciente a un distribuidor rural de 13,2 [kV] de la Cooperativa de Electricidad General Balcarce Ltda. Es decir, se utilizaron datos ya existentes para el cálculo y en manos de la empresa distribuidora, por lo que no es necesario que la misma adquiera nuevo material, ya sea físico o del tipo informático, para el uso del programa de cálculo desarrollado en este trabajo.
- III. Los valores de tensión y corriente de falla y/o post-falla, necesarios para el algoritmo de cálculo, pueden obtenerse fácilmente a partir de los equipos de medición ya existentes en las instalaciones.
- IV. Se elaboraron de manera satisfactoria algoritmos matemáticos, tanto en MATLAB como en AutoCAD, que permitieron generar programas sencillos y amigables para el usuario. La comunicación entre el usuario y la aplicación es simple y no presenta gran complejidad, y la representación gráfica de los resultados le brinda al usuario una herramienta que simplifica y ayuda en la interpretación de estos dentro de un entorno más ameno.
- V. Se generó de manera detallada un modelo de red en un programa de simulación de SEP (PowerFactory DigSILENT), sobre el cual se realizaron numerosas simulaciones (371 en total) para evaluar el desempeño de la herramienta de localización de fallas y acotación de la múltiple estimación.
- VI. Fue factible estimar flujos de carga en la red para un estado de carga determinado. En primer lugar, se obtuvieron resultados muy satisfactorios permitiendo lograr un error menor al 1% en la localización del punto de falla y alcanzar una alta eficiencia en la reducción del problema de la múltiple estimación, aún en fallas simuladas sobre líneas bifásicas y LMRT. Mientras que, en segunda instancia, la alternativa propuesta presentó un error aceptable (aproximadamente 6%) en la estimación del flujo de carga de la red tomando como base el Teorema de Fortescue.

- VII. El carácter colaborativo que adopta la herramienta elaborada es de importancia para las empresas distribuidoras de energía eléctrica, ya que una rápida y correcta ubicación de la zona de la red afectada por la falla eléctrica produce una disminución en el tiempo de búsqueda y localización de la avería por parte de las cuadrillas de mantenimiento. Esto indudablemente se traduce en una mejora del índice de calidad DMIK (Duración Media de Interrupción por kVA instalado) y, por consiguiente, una reducción en las penalizaciones que son impuestas a la empresa distribuidora por los organismos de control.

6. IMPACTO AMBIENTAL, ECONÓMICO Y SOCIAL

6.1. IMPACTO AMBIENTAL

La utilización de esta herramienta colaborativa para la localización de fallas y el acotamiento posterior de la múltiple estimación es de mucha importancia para la empresa distribuidora de energía eléctrica, ya que le brinda una primera idea de los posibles puntos donde se encuentra el defecto en la red. Esto acota notablemente la porción de red que debe ser inspeccionada por los vehículos de las cuadrillas de mantenimiento, si se consideran las dimensiones en su totalidad de las redes de distribución rurales de media tensión.

La utilización de combustibles fósiles en los automotores es una de las grandes causas que provocan el aumento de las concentraciones de los Gases de Efecto Invernadero (GEI) en la atmósfera por encima de los niveles naturales, incrementando así el efecto invernadero y causando cambios climáticos adversos. Cabe destacar que cuando se habla de gases de efecto invernadero (GEI) se hace referencia a CO₂ equivalente (CO₂ eq), que incluye los seis gases de efecto invernadero recogidos en el Protocolo de Kioto: dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄), óxido de nitrógeno (N₂O), hidrofluorocarburos (HFC), perfluorocarburos (PFC) y hexafluoruro de azufre (SF₆) [46].

Por otro lado, existen Inventarios Nacionales de GEI que contabilizan los gases emitidos y absorbidos de la atmósfera durante un período de tiempo determinado (en general un año calendario) para un territorio determinado [47].

A continuación, se detallan los resultados del inventario de GEI de la República Argentina por subsectores del año 2014 y anteriores, donde se detalla la emisión de GEI de cada uno de ellos, en MtCO₂eq (medida de la huella de carbono equivalente a la emisión de GEI):



Figura 6.1.1 - Emisión de GEI porcentual por subsector en Argentina (2014)

Subsector	%	MtCO ₂ eq
GANADERÍA	20,7%	76,41
TRANSPORTE	15,5%	56,93
CAMBIO DE USO DE SUELO Y SILVICULTURA	13,1%	48,20
GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD	11,6%	42,86
COMBUSTIBLES RESIDENCIAL	7,7%	28,41
COMBUSTIBLES INDUSTRIAS	5,7%	20,91
AGRICULTURA	5,4%	19,73
COMBUSTIBLES OTROS SECTORES	4,8%	17,70
PROCESOS INDUSTRIALES	4,5%	16,58
FABRICACIÓN DE COMBUSTIBLES	4,2%	15,48
EMISIONES FUGITIVAS	3,0%	11,18
AGUAS RESIDUALES	1,9%	7,06
RESIDUOS SÓLIDOS URBANOS	1,9%	6,84

Figura 6.1.2 - Emisión de GEI total y porcentual, por subsector en Argentina (2014)



Figura 6.1.3 - Evolución de Emisión de GEI porcentual, por subsector en Argentina (período 1990-2014)

Analizando la información disponible en [47] se hace evidente que el transporte es uno de los principales agentes en la emisión de GEI a nivel nacional. Más precisamente, en el inventario de GEI nacional del año 2012 [48] puede observarse que del total de la contribución a las emisiones de CO₂ equivalente en la categoría de “Transporte”, el 90% corresponde al subgrupo de “Transporte carretero”:

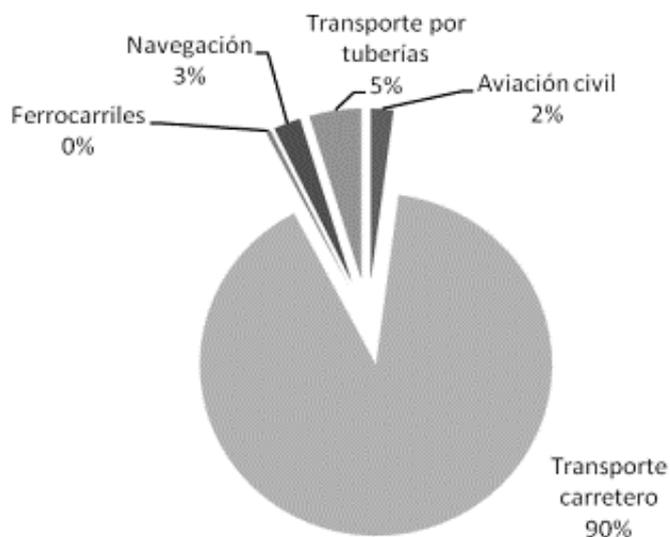


Figura 6.1.4 - Emisión de GEI porcentual del subsector "Transporte" en Argentina (2012)

Dentro del transporte carretero, el 54% de las emisiones de CO₂ equivalente corresponden al consumo de gasoil, seguido por la nafta con un 34%.

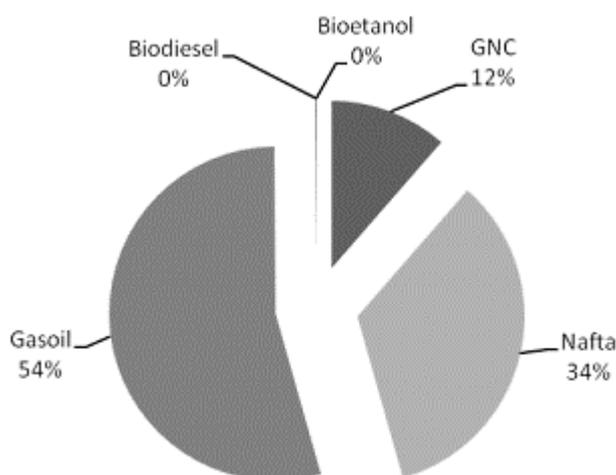


Figura 6.1.5 - Emisión de GEI porcentual del subsector "Transporte carretero" en Argentina (2012)

El volumen total de gasoil consumido (como la suma de los volúmenes de gasoil común y gasoil ultra) y el volumen total de nafta consumido (como la suma de los volúmenes de nafta común, nafta súper y nafta ultra), se reparte entre autos, utilitarios y camiones de carga de acuerdo al parque, los kilómetros recorridos y los consumos específicos correspondientes a cada modalidad, respectivamente [48].

Si bien los datos aquí presentados corresponden a valores totales anuales, puede realizarse un estudio de emisiones de CO₂ equivalente considerando emisiones de GEI específicas. Así, por ejemplo, un motor de combustión interna diésel (en medios de transporte como furgonetas, camionetas y camiones) tiene un Factor de Emisión de 2,61 kgCO₂/litro [46].

Resumiendo, un recorrido más eficiente de los vehículos de las cuadrillas de mantenimiento en la inspección de las líneas se traduce en un ahorro significativo de combustible con todo lo que esto implica para la emisión de GEI.

6.2. IMPACTO ECONÓMICO

Desde el punto de vista de la empresa distribuidora de energía eléctrica, poder reducir la porción de red a inspeccionar genera un impacto económico positivo, siendo posible mencionar los siguientes motivos:

- La correcta localización de la falla y una rápida reposición del suministro de energía eléctrica impacta directamente sobre el factor DMIK (Duración Media de Interrupción por kVA instalado), anteriormente presentado en la sección 1.1 “Contexto Nacional”. Esto se traduce en una reducción de las penalizaciones económicas que los Organismos de Control les imponen a las empresas distribuidoras.
- La reducción de la distancia recorrida por parte de la cuadrilla de mantenimiento no solo genera un impacto ambiental positivo por un consumo menor de combustible, sino que dicha merma en la utilización de este recurso influye en la reducción de los costos variables que debe afrontar la empresa distribuidora. Esta disminución en el uso de combustible no solo está influenciada por un menor recorrido del vehículo, sino que además se ve afectada por la velocidad a la que circula el mismo, ya que en algunos casos la inspección debe realizarse mientras se transita sobre rutas o autopistas, y en otros sobre caminos rurales.
- La disminución del tiempo y de los recursos utilizados en la localización de la falla y la restitución del servicio mejora indudablemente la Calidad del Servicio Técnico Prestado, así como también permite aumentar la productividad de la empresa y optimizar el uso del personal disponible posibilitando distribuir de manera más eficiente las horas hombre en la jornada laboral.

6.3. IMPACTO SOCIAL

La continuidad y la calidad del suministro de energía eléctrica no solo son de importancia para la empresa distribuidora prestadora del servicio en términos económicos. El usuario también se ve afectado por la falta de energía eléctrica, tanto en cuestiones de procesos productivos industriales como en temas relacionados con la calidad de vida en zonas rurales.

El acercamiento del suministro eléctrico a las poblaciones alejadas de los centros urbanos mejora sus condiciones de salud y educación, ya que estos servicios se nutren directamente de la disponibilidad y accesibilidad a la electricidad.

Además, la energía eléctrica facilita el acceso a otros servicios como el agua potable y las comunicaciones. Estos servicios nuevos (o mejorados) provocan cambios en las formas de vida, y significan un incremento en las posibilidades y oportunidades de los individuos y los colectivos sociales [49] [50].

Sin duda, la electrificación rural genera un impacto positivo inherente a la creación de actividades industriales de base agrícola en las zonas rurales. A partir de su uso, se contribuye a mejorar y diversificar la producción, y favorecer la generación de empleo rural en actividades de este ámbito.

En la industria fruti-hortícola existen procesos en los cuales debe trabajarse enfriando el producto, incluso hasta una temperatura de congelamiento; para ello se emplean cámaras frigoríficas, las cuales pueden ser de diversos diseños, dependiendo de los volúmenes a enfriar, la temperatura a la que se desea llegar, así como del tipo de producto que se debe trabajar. El consumo de electricidad es proporcional a la cantidad de frío necesario y a las condiciones de temperatura externa y el tipo de aislante empleado. Los productos alimenticios, al ser en algunos casos altamente perecibles, requieren de procesos continuos de enfriamiento para ser tratados adecuadamente durante el acondicionamiento para el consumo del consumidor final [51] [52].

Otra industria radicada en zonas de electrificación del tipo rural es la de producción láctea. Como parte final del proceso es necesario bajar la temperatura de la leche de forma rápida para acabar con aquellas bacterias que resistan a las altas temperaturas pero que se eliminan con una bajada brusca de temperatura. De esta manera, la producción de frío es uno de los puntos de mayor peso específico en el consumo de energía eléctrica en estas industrias. También son importantes los consumos asociados a las bombas de impulsión de agua fría hasta los equipos de tratamiento, en los cuales se baja la temperatura de la leche. Debido a la elevada pérdida de carga que se produce en los intercambiadores de calor, los motores que alimentan las bombas representan un consumo significativo, que depende de la capacidad de tratamiento y, por supuesto, de la ubicación de la zona de producción de frío con respecto a la ubicación de los equipos de tratamiento. Dentro de las líneas de producción de frío, el mayor consumo proviene de los compresores. En la industria láctea se suele disponer de varios equipos en cascada que entran en régimen en función de las necesidades, con potencias que oscilan entre los 30 [kW] y los [50 kW] como regla general, aunque cada instalación está diseñada teniendo en cuenta sus características específicas [53].

Además, la energía eléctrica significó un cambio importante en las fuentes de energía utilizadas hasta entonces, reemplazando, por ejemplo, motores de combustión interna para el accionamiento de máquinas en ciertos procesos productivos agroindustriales. En las zonas en las que existe suministro de energía eléctrica, es mucho más conveniente utilizar motores eléctricos ya que se reducen los costos de operación y mantenimiento, se evitan operaciones tediosas y se eliminan fuentes de contaminación.

7. TRABAJO A FUTURO

A partir de la realización del presente trabajo y de las conclusiones devenida del mismo, junto al análisis de la bibliografía utilizada para abordar la temática del mismo, se presentan a continuación algunas propuestas que permitan mejorar la robustez de la metodología planteada en este trabajo, así como también conceptos o métodos alternativos que analizan la localización de fallas y la posterior acotación de la zona averiada desde otra perspectiva:

- I. Realización física de un adquisidor de datos que permita obtener y registrar los fasores de tensión y corriente en la subestación, y enviarlos en formato digital al computador de proceso, considerando la utilización de software libres.
- II. Optimización de los archivos de programación “*Localizacion_Fallas.m*” (MATLAB) y “*Localizacion.lsp*” (AutoCAD), los cuales se dejan a disposición para dicho propósito.
- III. Incluir en el algoritmo de localización: a) el análisis de fallas de alta impedancia y b) localización de fallas en líneas sin carga (únicamente tensionadas).
- IV. Analizar el uso de curvas de carga representativas de los distintos tipos de consumidores para la estimación del flujo de carga de la red en un instante determinado del día, mes o año.
- V. Plantear la posibilidad de vincular los métodos que utilizan modelos matemáticos convencionales de localización de fallas con los nuevos enfoques que emplean otros desarrollos tecnológicos, tales como redes inteligentes e informática en la nube (uso de información disponible en medidores inteligentes).

Es importante recordar que este trabajo se encuentra inserto en el proyecto mayor “Calidad de la Energía” del grupo de investigación LAT (Laboratorio Alta Tensión) de la Facultad de Ingeniería UNMdP, el cual se desarrolla desde el año 2001 y cuyos últimos códigos asignados de Proyecto son 15/G538 – ING542/19. Por lo tanto, se espera que la labor aquí desarrollada sea otro de los tantos aportes a este proyecto mayor que se han conseguido, lo que permite seguir estudiando aquellos fenómenos producidos en las redes de distribución primaria (Media Tensión) y secundaria (Baja Tensión), que afectan los parámetros inherentes a la tensión, a la corriente e interrupciones del servicio eléctrico definidos en el marco de la normativa vigente (Ley Nacional N° 24.065, Ley Provincial N° 11.769) como “Calidad de Producto Técnico” y “Calidad del Servicio Técnico Prestado”.

A nivel institucional, los resultados obtenidos, las técnicas desarrolladas y las experiencias y conocimientos adquiridos contribuirán mediante su incorporación a los programas de las asignaturas del Área de Sistemas Eléctricos de Potencia del Departamento de Ingeniería Eléctrica: Transmisión de la Energía Eléctrica (3G3), Distribución de la Energía Eléctrica (3G6) y Teledetección y Sistemas de Información Geográficos (3G9).

No obstante, no es intención que los resultados obtenidos queden de forma reservada para la institución, sino que se pretende presentar este trabajo en

diferentes revistas especializadas y congresos. De esta forma, se busca que el trabajo realizado también sea un aporte para la comunidad académica y científica relacionada al tema, y para aquellos participantes directos del mercado eléctrico mayorista.

Con esto último, se pretende transferir conocimientos al personal técnico de empresas o cooperativas eléctricas, intercambiar experiencias con otros grupos de investigación vinculados con la temática o que deseen involucrarse en la misma, y contribuir a la comunidad académica y científica en general. En este sentido, se espera que este trabajo promueva el interés en la temática e inicie distintos hilos de discusión acerca de las conclusiones devenidas del mismo y de los posibles trabajos a futuro que puedan realizarse tomando como propio algún aspecto del presente proyecto.

A modo de comentario final, luego del estudio de la bibliografía disponible referida al tema de localización de fallas y la posterior reducción de la incertidumbre en la múltiple estimación del punto en falta, se observó el gran número de variables a tener en cuenta en el análisis de la metodología elegida para lograr alcanzar los objetivos propuestos. Por esto se considera que poder elaborar una herramienta eficiente en la localización de fallas con la mínima incertidumbre posible no es trabajo de una única persona ni es posible plasmarlo en un único trabajo. En otras palabras, debido a la gran complejidad de los conceptos que fundamentan la herramienta propuesta, la temática debe ser abordada por el mayor número de personas posible de manera de abarcar una mayor cantidad de variables. Esta tarea mancomunada permitirá perfeccionar cada vez más los distintos componentes que forman parte de esta herramienta global de gran aplicación práctica.

No solo es importante el trabajo en conjunto de diferentes participantes, sino también hacer una revisión detallada de las investigaciones y metodologías propuestas por quienes fueron precursores en el estudio de la temática planteada. Es decir, poder reconocer las limitaciones de cada método existente y rescatar la potencialidad de los mismos representa un punto de partida para quienes deben continuar con esta tarea. En estos casos, es importante no perder de vista que uno de los objetivos debe ser corregir las limitaciones y consolidar las fortalezas de aquellos trabajos predecesores.

8. REFERENCIAS

- [1] J. Viqueira-Landa. “Redes Eléctricas. Primera Parte: Redes Eléctricas en Régimen Permanente Equilibrado”. Representaciones y servicios de Ingeniería S.A. México, D. F. Marzo 1973.
- [2] G. Morales, J. Mora-Flórez, H. Vargas. “Método de Localización de Fallas en Sistemas de Distribución Basado en Gráficas de Reactancia”. Revista Scientia et Technica Año XIII, No 34, p. 49-54. Mayo 2017.
- [3] Ley Provincial N° 11.769/96. Marco Regulatorio Eléctrico de la Provincia de Buenos Aires. República Argentina.
- [4] Resolución OCEBA N° 168/18. Subanexo D. Normas de Calidad del Servicio Público y Sanciones. República Argentina.
- [5] R. Das. “Determining the Locations of Faults in Distribution Systems”. Doctoral Thesis, University of Saskatchewan, Canada. 1998.
- [6] J. Mora-Flórez, G. Morales, S. Pérez. “Learning-based strategy for reducing the multiple estimation problem of fault zone location in radial power systems”. Journal IET Generation, Transmission & Distribution, 3 (4), p. 346-356. 2009.
- [7] C. Agüero, J. Suarez, D. Anaut, G. di Mauro. “Sistema de Información Geográfico Aplicado al Modelado de Redes Eléctricas de Distribución”. IX Congreso Latinoamericano de Generación y Transporte de Energía Eléctrica CLAGTEE, Universidad Estatal San Pablo, Vol. N° 0, p. 181-187. 2011.
- [8] J. Mora-Flórez. “Localización de Faltas en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica usando Métodos Basados en el Modelo y Métodos de Clasificación Basados en el Conocimiento”. Tesis doctoral, Universitat de Girona. Girona, España. 2006.
- [9] G. Morales, J. Mora-Flórez, H. Vargas-Torres. “Elimination of Multiple Estimation for Fault Location in Radial Power Systems by Using Fundamental Single-End Measurements”. IEEE Transactions on power delivery, Vol. 24, No. 3. 2009.
- [10] Ley Provincial N° 11.769. Marco Regulatorio Eléctrico de la Provincia de Buenos Aires. República Argentina. Dirección Provincial de la Energía Eléctrica (DPE). Disposición N° 1.922. “Anexo I. Fase Activos Georreferenciados AT – MT – BT”. 2009.
- [11] J. Mora, C. Cortes, J. Gutierrez. “Técnica de localización de faltas para un sistema de potencia radial, con cargas laterales desequilibradas y circuitos no homogéneos”. Revista Scientia et Technica. No 28, p. 56-62. Septiembre 2005.
- [12] IEEE Std C37.114. “IEEE Guide for Determining Fault Location on AC Transmission and Distribution Lines”. Power System Relaying Committee 2004.

- [13] J. Zhu, D. Lubkeman and A. Girgis. "Automated fault location and diagnosis on electric power distribution feeders". IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 12, No. 2, p. 801-809. 1997.
- [14] C. I. Babic. "Desarrollo de una Herramienta Informática Colaborativa para la Localización de Fallas en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica". Proyecto Final de Grado para título de Ing. Electricista, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de Mar del Plata. Diciembre 2016.
- [15] G. di Mauro, C. Babic, C. Agüero, J. Vignerte. "Herramienta Informática para la Localización de Fallas en Sistemas de Distribución Rural". XII Congreso Latinoamericano de Generación y Transporte de Energía Eléctrica CLAGTEE, Universidad Nacional de Mar del Plata. 2017.
- [16] G. F. di Mauro, C. I. Babic, C. A. Agüero, D. O. Anaut, J. Vignerte. "Uso del Catastro Georreferenciado de la D.P.E. para la Localización de Fallas en Sistemas de Distribución". XII Congreso Latinoamericano de Generación y Transporte de Energía Eléctrica CLAGTEE, Universidad Nacional de Mar del Plata. 2017.
- [17] E. C. Tapasco, J. M. Flórez, S. P. Londoño. "Generalised strategy for implementing the minimum fault reactance based fault location algorithm in real power distribution systems". Revista Ingeniería e Investigación, Vol. 31, Suplemento No. 2, p. 71-75. Sichel 2011. Octubre 2011.
- [18] J. Ramírez-Ramírez, J. Arrieta-Giraldo, J. Mora-Flórez. "Elimination of Multiple Estimation for Single Phase Fault Location in Power Distribution Systems Considering the Load Current". Publicado en IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exposition - Latin America. 2014.
- [19] R. H. Salim, M. Resener, A. D. Filomena, K. R. Caino de Olivera, A. S. Bretas. "Extended fault-location formulation for power distribution systems". IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 24, No. 2, p. 508-516. 2009.
- [20] J. Ramírez-Ramírez, J. Arrieta-Giraldo, J. Mora-Flórez. "Extended formulation for elimination of multiple estimation for fault location in power distribution systems considering the load current". Publicado en Simposio Internacional sobre la Calidad de la Energía Eléctrica (SICEL), Vol. 8. 2015.
- [21] E. A. Reche, J. V. d. Sousa, D. V. Coury and R. A. S. Fernandes. "Data Mining-Based Method to Reduce Multiple Estimation for Fault Location in Radial Distribution Systems". IEEE Transactions on Smart Grid, Vol. 10, No. 4, p. 3612-3619. Julio 2019.
- [22] R. Das, M. S. Sachdev, T. S. Sidhu. "A fault locator for radial subtransmission and distribution lines". Proc. Power Eng. Soc. Summer Meeting, Vol. 1, p. 443-448. Seattle, WA, USA. 2000.
- [23] J. Mora-Flórez, G. Morales-España and S. Perez-Londoño. "Learning-based strategy for reducing the multiple estimation problem of fault zone location in

radial power systems". IET Generation, Transmission & Distribution, Vol. 3, No. 4, p. 346-356. Abril 2009.

[24] T. Cover, P. Hart. "Nearest neighbor pattern classification". IEEE Transactions on Inf. Theory, Vol. 13, No. 1, p. 21-27. 1967.

[25] D. Aha, D. Kibler, M. Albert. "Instance-based learning algorithms". Mach. Learn, Vol. 6, p. 37-66. 1991.

[26] N. Cristianini, J. Shawe-Taylor. "An introduction to support vector machines". Cambridge University Press. 2000.

[27] IEEE Distribution System Analysis Subcommittee. "Radial test feeders". IEEE Standard Board. 1993.

[28] "Transformadores Rurales". Tadeo Czerweny. 2017. Disponible en: www.tadeoczerweny.com.ar/transformadores-rurales/

[29] P. M. Anderson. "Analysis of Faulted Power Systems". Iowa Press Pr. 1973.

[30] "Cuerdas para Líneas Aéreas. Catálogo General". Prysmian Energía Cables y Sistemas S.A. 2008.

[31] J. R. Carson. "Wave Propagation in Overhead Wires with Ground Return". Publicado en Bell System Technical Journal, Volumen 5, p. 539-554. Octubre 1926.

[32] J. Viqueira-Landa. "Redes Eléctricas. Segunda Parte: Redes Eléctricas en Régimen Permanente Desequilibrado y en Régimen Transitorio". Representaciones y servicios de Ingeniería S.A. México, D. F. Mayo 1973.

[33] Norma IRAM 2281-1. "Puesta a tierra de sistemas eléctricos. Consideraciones generales". Junio 1996.

[34] "Plano 22.01.98: Crucetas de Madera". Empresa Provincial de Energía de Córdoba (EPEC). Enero 1998. Disponible en: www.epec.com.ar/institucional/material-tecnico/13

[35] "DigSILENT PowerFactory 15. Tutorial". DigSILENT GmbH. Gomaringen, Alemania. Octubre 2014.

[36] AEA 90909-0. "Corrientes de Cortocircuito en Sistemas Trifásicos de Corriente Alterna. Parte 0: Cálculo de las corrientes". Asociación Electrotécnica Argentina. 2005.

[37] AEA 90909-1. "Corrientes de Cortocircuito en Sistemas Trifásicos de Corriente Alterna. Parte 1 – Informe Técnico: Factores para el cálculo de las corrientes de cortocircuito conforme a AEA 90909-0". Asociación Electrotécnica Argentina. 2005.

[38] "Transformadores de Distribución". Tadeo Czerweny. 2017. Disponible en: www.tadeoczerweny.com.ar/transformadores-de-distribucion/

- [39] “MATLAB Primer”. The MathWorks, Inc. Marzo 2019. Disponible en: https://la.mathworks.com/help/pdf_doc/matlab/index.html
- [40] “MATLAB Desktop Tools and Development Environment”. The MathWorks, Inc. Septiembre 2018. Disponible en: https://la.mathworks.com/help/pdf_doc/matlab/index.html
- [41] “MATLAB Programming Fundamentals”. The MathWorks, Inc. Septiembre 2018. Disponible en: https://la.mathworks.com/help/pdf_doc/matlab/index.html
- [42] G. Morales-España, R. Barrera-Cárdenas, G. Ordóñez-Plata. “Análisis en el plano R-X para localizar fallas de alta impedancia”. Ingeniare. Revista chilena de ingeniería, Vol. 17, No. 2, p. 213-222. Junio 2009.
- [43] N. A. Ventre. “Modelización de redes de distribución y determinación del estado de carga de sus principales componentes a partir del consumo de sus clientes”. Proyecto Final de Grado para título de Ing. Electricista, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de Mar del Plata. Diciembre 2018. Disponible en: <http://rinfi.fi.mdp.edu.ar/>
- [44] C. L. Fortescue. “Method of Symmetrical Co-Ordinates Applied to the Solution of Polyphase Networks”. Publicado en 34^{ta} Convención Anual del Instituto Americano de Ingenieros Eléctricos. Atlantic City, New Jersey. Junio 1918.
- [45] G. L. Ferro. “El método de las Componentes Simétricas”. Cátedra de Electrotecnia 3, Área de Electrotecnia, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de Mar del Plata. 2019. Disponible en: <http://www3.fi.mdp.edu.ar/dtoelectrica/electrotecnia3.html>
- [46] “Guía Práctica para el Cálculo de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI)”. Generalitat de Catalunya, Comisión Interdepartamental del Cambio Climático. 2011.
- [47] “Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero”. Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sustentable, Argentina. 2017. Disponible en: www.argentina.gob.ar/ambiente/aire/efectoinvernadero
- [48] “Tercera Comunicación Nacional de la República Argentina a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático”. Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación, Argentina. Noviembre 2015. Disponible en: www.argentina.gob.ar/ambiente/sustentabilidad/cambioclimatico/comunicacionnacional/tercera
- [49] D. Mendieta-Vicuña, J. Escribano-Pizarro. “Electricidad, Desarrollo Rural y Buen Vivir”. Publicado en III Simposio Internacional sobre Historia de la Electrificación. Ciudad de México, México. Marzo 2015.

[50] L. Arraiza-Bermudez. “Electrificación de Zonas Rurales Aisladas”. Tesis de Master en Gestión Técnica y Económica en el Sector Eléctrico. Escuela Técnica Superior de Ingeniería, Universidad Pontificia Comillas. Madrid, España. Octubre 2008.

[51] R. Escobar, M. Arestegui, A. Moreno, L. Sanchez. “El uso de la energía en los procesos productivos en el área rural”. Publicación realizada en el marco del Proyecto de Energía, Desarrollo y Vida, Cooperación Alemana al Desarrollo GIZ. Lima, Perú. Agosto 2013.

[52] G. Giacobone, L. Castronuovo, V. Tiscornia, L. Allemandi. “Análisis de la Cadena de Suministro de Frutas y Verduras en Argentina”. Fundación InterAmericana del Corazón. Argentina. Abril 2018.

[53] A. A. Zamorano. “Influencia de la producción de frío en el consumo energético del sector lácteo”. Departamento de Eficiencia Energética de SinCeO2 Consultoría Energética. Junio 2018. Disponible en:

<https://www.interempresas.net/Instaladores/Articulos/219693-Influencia-de-la-produccion-de-frio-en-el-consumo-energetico-del-sector-lacteo.html>

9. ANEXOS

9.1. LEY NACIONAL N° 24.065

LEY N° 24.065 del 19/12/91

InfoLEG



LEY N° 24.065

REGIMEN DE LA ENERGIA ELECTRICA

Generación, transporte y distribución de electricidad. Objeto. Política general y agentes. Transporte y distribución. Generadores, transportistas, distribuidores y grandes usuarios. Disposiciones comunes a transportistas y distribuidores. Provisión de servicios. Limitaciones. Exportación e importación. Despacho de cargas. Tarifas. Adjudicaciones. Ente Nacional Regulador. Fondo Nacional de la Energía Eléctrica. Procedimientos y control jurisdiccional. Contravenciones y sanciones. Disposiciones varias. Ámbito de aplicación. Disposiciones transitorias. Modificaciones a la ley 15.336. Privatización. Adhesión.

Sancionada: Diciembre 19 de 1991

Promulgada Parcialmente: Enero 3 de 1992

Publicada B.O.: 16 de enero de 1992

Generación, transporte y distribución de electricidad.

CAPITULO I

Objeto

ARTICULO 1º.- Caracterízase como servicio público al transporte y distribución de electricidad. Exceptúase, no obstante su naturaleza monopólica, el régimen de ampliación del transporte que no tenga como objetivo principal la mejora o el mantenimiento de la confiabilidad que, en tanto comparta las reglas propias del mercado, será de libre iniciativa y a propio riesgo de quien la ejecute.

La actividad de generación, en cualquiera de sus modalidades, destinada total o parcialmente a abastecer de energía a un servicio público será considerada de interés general, afectada a dicho servicio y encuadrada en las normas legales y reglamentarias que aseguren el normal funcionamiento del mismo.

(Artículo sustituido por art.1 del Decreto N°804/2001 B.O. 21/6/2001. Sustitución derogada por art. 1º de la Ley N° 25.468 B.O. 16/10/2001)

CAPITULO II

Política general y agentes.

ARTICULO 2º.- Fíjense los siguientes objetivos para la política nacional en materia de abastecimiento, transporte y distribución de electricidad:

- a) Proteger adecuadamente los derechos de los usuarios;
- b) Promover la competitividad de los mercados de producción y demanda de electricidad y alentar inversiones para asegurar el suministro a largo plazo;
- c) Promover la operación, confiabilidad, igualdad, libre acceso, no discriminación y uso generalizado de los servicios e instalación de transporte y distribución de electricidad;

- d) Regular las actividades del transporte y la distribución de electricidad, asegurando que las tarifas que se apliquen a los servicios sean justas y razonables;
- e) Incentivar el abastecimiento, transporte, distribución y uso eficiente de la electricidad fijando metodologías tarifarias apropiadas;
- f) Alentar la realización de inversiones privadas en producción, transporte y distribución, asegurando la competitividad de los mercados donde sea posible.

El Ente Nacional Regulador de la Electricidad que se crea en el Artículo 54 de la presente ley, sujetará su accionar a los principios y disposiciones de la presente norma, y deberá controlar que la actividad del sector eléctrico se ajuste a los mismos.

CAPITULO III

Transporte y distribución.

ARTICULO 3º.- El transporte y la distribución de electricidad deberán prioritariamente ser realizados por personas jurídicas privadas a las que el Poder Ejecutivo les haya otorgado las correspondientes concesiones de conformidad con las disposiciones de las leyes 15.336, 23.696 y de la presente ley.

El Estado por sí, o a través de cualquiera de sus entes o empresas dependientes, y a efectos de garantizar la continuidad del servicio, deberá proveer servicios de transporte o distribución en el caso en que, cumplidos los procedimientos de selección referidos en la presente ley, no existieron oferentes, a los que puedan adjudicarse las prestaciones de los mismos.

En las ampliaciones del transporte de libre iniciativa no se requerirá el otorgamiento de concesiones, conforme lo dispuesto en el párrafo precedente, siendo reguladas en aquellos aspectos y circunstancias que afecten el interés general, mediante el otorgamiento de una licencia por parte de la SECRETARIA DE ENERGIA Y MINERIA dependiente del MINISTERIO DE INFRAESTRUCTURA Y VIVIENDA. *(Párrafo incorporado por art. 2º del Decreto N°804/2001 B.O. 21/6/2001. Incorporación derogada por art. 1º de la Ley N° 25.468 B.O. 16/10/2001, no especificando expresamente si recobra vigencia el texto anterior)*

La norma que dicte el MINISTERIO DE INFRAESTRUCTURA Y VIVIENDA, a la que refiere el artículo 36 de la presente ley, deberá prever la adecuada relación entre los concesionarios de transporte y aquellas personas jurídicas que, a propia iniciativa, realicen ampliaciones del sistema. *(Párrafo incorporado por art. 2º de Decreto N°804/2001 B.O. 21/6/2001. Incorporación derogada por art. 1º de la Ley N° 25.468 B.O. 16/10/2001, no especificando expresamente si recobra vigencia el texto anterior)*

CAPITULO IV

Generadores, transportistas, distribuidores y grandes usuarios.

ARTICULO 4º.- Serán actores reconocidos del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA:

- a) Generadores o productores, autogeneradores y cogeneradores
- b) Transportistas
- c) Distribuidores
- d) Grandes Usuarios
- e) Comercializadores.

(Artículo sustituido por art. 3° del Decreto N°804/2001 B.O. 21/6/2001. Sustitución derogada por art. 1° de la Ley N° 25.468 B.O. 16/10/2001)

ARTICULO 5°.- Se considera generador a quien, siendo titular de una central eléctrica adquirida o instalada en los términos de esta ley, o concesionarios de servicios de explotación de acuerdo al artículo 14 de la ley 15.336, coloque su producción en forma total o parcial en el sistema de transporte y/o distribución sujeto a jurisdicción nacional.

ARTICULO 6°.- Los generadores podrán celebrar contratos de suministro directamente con distribuidores y grandes usuarios. Dichos contratos serán libremente negociados entre las partes.

ARTICULO 7°.- Se considera transportista a quien, siendo titular de una concesión de transporte de energía eléctrica otorgada bajo el régimen de la presente ley, es responsable de la transmisión y transformación a ésta vinculada, desde el punto de entrega de dicha energía por el generador, hasta el punto de recepción por el distribuidor o gran usuario, según sea el caso.

ARTICULO 8°.- Se considera comercializador al que compre o venda para terceros energía eléctrica en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA, realizando operaciones comerciales en las condiciones que fije la reglamentación del MINISTERIO DE INFRAESTRUCTURA Y VIVIENDA. También se considerará como tales a quienes reciban energía en bloque por pago de regalías o servicios que la comercialicen de igual manera que los generadores.

(Artículo sustituido por art. 4° del Decreto N°804/2001 B.O. 21/6/2001. Sustitución derogada por art. 1° de la Ley N° 25.468 B.O. 16/10/2001)

ARTICULO 9°.- Se considera distribuidor a quien, dentro de su zona de concesión, sea responsable de abastecer toda demanda a usuarios finales que no tengan la facultad de contratar su suministro en forma independiente y realicen dentro de su zona de concesión, la actividad de transmitir toda la energía eléctrica demandada en la misma, a través de instalaciones conectadas a la red de transporte y/o generación hasta las instalaciones del usuario.

(Artículo sustituido por art.5° del Decreto N°804/2001 B.O. 21/6/2001. Sustitución derogada por art. 1° de la Ley N° 25.468 B.O. 16/10/2001)

ARTICULO 10.- Se considera gran usuario a quien contrata, en forma independiente y para consumo propio, su abastecimiento de energía eléctrica con el generador y/o el distribuidor. La reglamentación establecerá los módulos de potencia y de energía y demás parámetros técnicos que lo caracterizan.

CAPITULO V

Disposiciones comunes a transportistas y distribuidores.

ARTICULO 11.- Ningún transportista o distribuidor podrá comenzar la construcción y/u operación de instalaciones de la magnitud que precise la calificación del ente, ni la extensión o ampliación de las existentes, sin obtener de aquél un certificado que acredite la conveniencia y necesidad pública de dicha construcción, extensión o ampliación. El ente dispondrá la publicidad de este tipo de solicitudes y la realización de una audiencia pública antes de resolver sobre el otorgamiento del respectivo certificado.

ARTICULO 12.- El inicio o la inminencia de inicio de una construcción y/u operación que carezca del correspondiente certificado de conveniencia y utilidad pública, facultará a cualquier persona a acudir al ente para denunciar u oponerse a aquéllas. El ente ordenará la suspensión de dicha construcción y/u operación hasta tanto resuelva sobre el otorgamiento del referido certificado, sin perjuicio de las sanciones que pudieren corresponder por la infracción.

ARTICULO 13.- La construcción o ampliación de las instalaciones de un transportista o distribuidor que interfiriere o amenazare interferir irrazonablemente el servicio o sistema correspondiente a otro transportista o distribuidor, facultará a estos últimos para acudir ante el ente, el que oyendo a los interesados autorizará o no la nueva obra, pudiendo convocar, previo a ello, a una audiencia pública.

ARTICULO 14.- Ningún transportista ni distribuidor podrá abandonar total ni parcialmente las instalaciones destinadas al transporte y distribución de electricidad, ni dejar de prestar los servicios a su cargo, sin contar con la aprobación del ente, quien sólo la otorgará después de comprobar que las instalaciones o servicios a ser abandonados no resultan necesarios para el servicio público en el presente ni en un futuro previsible.

ARTICULO 15.- El ente resolverá, en los procedimientos indicados en los artículos 11, 12, 13 y 14, dentro del plazo de tres (3) meses contados a partir de la fecha de iniciación de los mismos.

ARTICULO 16.- Los generadores, transportistas, distribuidores y usuarios de electricidad están obligados a operar y mantener sus instalaciones y equipos en forma que no constituyan peligro alguno para la seguridad pública, y a cumplir con los reglamentos y resoluciones que el ente emita a tal efecto. Dichas instalaciones y equipos estarán sujetos a la inspección, revisión y pruebas que periódicamente realizará el ente, el que tendrá, asimismo, facultades para ordenar la suspensión del servicio, la reparación o reemplazo de instalaciones y equipos, o cualquier otra medida tendiente a proteger la seguridad pública.

ARTICULO 17.- La infraestructura física, las instalaciones y la operación de los equipos asociados con la generación, transporte y distribución de energía eléctrica, deberán adecuarse a las medidas destinadas a la protección de las cuencas hídricas y de los ecosistemas involucrados. Asimismo deberán responder a los estándares de emisión de contaminantes vigentes y los que se establezcan en el futuro, en el orden nacional por la Secretaría de Energía.

ARTICULO 18.- Los transportistas y los distribuidores gozarán de los derechos de servidumbre previstos en la ley 19.552.

ARTICULO 19.- Los generadores, transportistas y distribuidores, no podrán realizar actos que impliquen competencia desleal ni abuso de una posición dominante en el mercado. La configuración de las situaciones descritas precedentemente, habilitará la instancia judicial para el ejercicio de las acciones previstas por la ley 22.262, no siendo aplicable para ello lo dispuesto en el artículo 32 de dicha ley.

ARTICULO 20.- Los generadores, transportistas y distribuidores abonarán una tasa de inspección y control que será fijada por el ente de conformidad con lo dispuesto por los artículos 67 y 68 de la presente ley.

CAPITULO VI

Provisión de servicios.

ARTICULO 21.- Los distribuidores deberán satisfacer toda demanda de servicios de electricidad que les sea requerida en los términos de su contrato de concesión.

Los distribuidores serán responsables de atender todo incremento de demanda en su zona de concesión a usuarios finales, por lo que deberán asegurar su aprovisionamiento, celebrando los contratos de compraventa en bloque, que consideren convenientes. No podrán invocar el abastecimiento insuficiente de energía eléctrica como eximente de responsabilidad por el incumplimiento de las normas de calidad de servicio que se establezcan en su contrato de concesión.

A los efectos de dar cumplimiento a la obligación precedentemente establecida, el MINISTERIO DE INFRAESTRUCTURA Y VIVIENDA dictará la reglamentación que determine las condiciones en las que los distribuidores podrán contratar un porcentaje de su demanda en el mercado a término, debiendo cumplir los plazos de contratación y el volumen de energía asociada y demás condiciones que fije la reglamentación mencionada, para que los precios de los contratos formen parte del cálculo del precio de referencia que se menciona en el artículo 40, inciso c), de la presente ley y sus modificaciones.

Será responsabilidad del distribuidor, sin perjuicio de lo expuesto en los párrafos precedentes, la transmisión de toda la demanda de energía eléctrica a través de sus redes y las ampliaciones de instalaciones derivadas de todo incremento de demanda en su zona de concesión, en los términos del contrato de concesión.

(Artículo sustituido por art. 7° del Decreto N°804/2001 B.O. 21/6/2001. Sustitución derogada por art. 1° de la Ley N° 25.468 B.O. 16/10/2001)

ARTICULO 22.- Los transportistas y los distribuidores están obligados a permitir el acceso indiscriminado de terceros a la capacidad de transporte de sus sistemas que no esté comprometida para abastecer la demanda contratada, en las condiciones convenidas por las partes y de acuerdo a los términos de esta ley.

A los fines de esta ley la capacidad de transporte incluye la de transformación y acceso a toda otra instalación o servicio que el ente determine.

ARTICULO 23.- Ningún transportista ni distribuidor podrá otorgar ni ofrecer ventajas o preferencias en el acceso a sus instalaciones, excepto las que puedan fundarse en categorías de usuarios o diferencias concretas que determine el ente.

ARTICULO 24.- Los transportistas y los distribuidores responderán a toda solicitud de servicio dentro de los treinta (30) días corridos, contados a partir de su recepción.

ARTICULO 25.- Quien requiera un servicio de suministro eléctrico de un distribuidor o acceso a la capacidad de transporte de un transportista o distribuidor y no llegue a un acuerdo sobre las condiciones del servicio requerido, podrá solicitar la intervención del ente el que, escuchando también a la otra parte, resolverá el diferendo, debiendo tener, a tales efectos, como objetivo fundamental el asegurar el abastecimiento.

ARTICULO 26.- Los transportistas y los distribuidores deberán fijar especificaciones mínimas de calidad para la electricidad que se coloque en sus sistemas. Dichas especificaciones serán publicadas en los respectivos cuadros tarifarios.

ARTICULO 27.- Los transportistas y los distribuidores efectuarán el mantenimiento de sus instalaciones en forma de asegurar un servicio adecuado a los usuarios.

ARTICULO 28.- Los contratos de concesión podrán obligar a los transportistas y distribuidores a extender o ampliar las instalaciones, cuando ello resulte conveniente a las necesidades del servicio público. En este caso, los concesionarios podrán recuperar el monto de sus inversiones conforme lo dispuesto en el artículo 41 de esta ley.

ARTICULO 29.- La concesión de transporte sujeta a jurisdicción nacional se otorgará por plazo fijo, en los términos del artículo 18 de la ley 15.336, no siéndole aplicables los incisos 3, 11, 12, 16, 17 y 18. A su vez, deberá también especificarse la capacidad, características y el plan de obras e instalaciones a efectuarse así como el régimen de precios del peaje.

CAPITULO VII

Limitaciones.

ARTICULO 30.- Los transportistas (sea individualmente, o como propietarios mayoritarios, y/o como tenedores de paquetes accionarios mediante los cuales accedan al control de la empresa concesionaria del transporte), no podrán comprar ni vender energía eléctrica.

ARTICULO 31.- Ningún generador, distribuidor, gran usuario ni empresa controlada por algunos de ellos o controlante de los mismos, podrá ser propietario o accionista mayoritario de una empresa transportista o de su controlante. No obstante ello, el Poder Ejecutivo podrá autorizar a un generador, distribuidor y/o gran usuario a construir, a su exclusivo costo y para su propia necesidad, una red de transporte, para la cual establecerá las modalidades y forma de operación.

ARTICULO 32.- Sólo mediante la expresa autorización del ente dos o más transportistas, o dos o más distribuidores, podrán consolidarse en un mismo grupo empresario o fusionarse.

También será necesaria dicha autorización para que un transportista o distribuidor pueda adquirir la propiedad de acciones de otro transportista o distribuidor, respectivamente.

El pedido de autorización deberá ser formulado al ente, indicando las partes involucradas, una descripción del acuerdo cuya aprobación se solicita, el motivo del mismo y toda otra información que para resolver pueda requerir el ente.

El ente dispondrá la realización de audiencias para conocer la opinión de todos los interesados y otras investigaciones que considere necesarias y otorgará la autorización siempre que no se vulneren las disposiciones de la presente ley ni se resientan el servicio ni el interés público.

ARTICULO 33.- A los fines de este título, si las sociedades que se dediquen al transporte y distribución de energía eléctrica fueran sociedades por acciones, su capital deberá estar representado por acciones nominativas no endosables.

CAPITULO VIII

Exportación e importación.

ARTICULO 34.- La exportación e importación de energía eléctrica deberán ser previamente autorizadas por la Secretaría de Energía dependiente del Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos.

CAPITULO IX

Despacho de cargas.

ARTICULO 35.- El despacho técnico del Sistema Argentino de Interconexión (SADI), estará a cargo del Despacho Nacional de Cargas (DNDC), órgano que se constituirá bajo la forma de una sociedad anónima cuyo capital deberá estar representado por acciones nominativas no endosables y cuya mayoría accionaria estará, inicialmente, en la cabeza de la Secretaría de Energía, y en el que podrán tener participación accionaria los distintos actores del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). La participación estatal, inicialmente mayoritaria, podrá ser reducida por el Poder Ejecutivo hasta el diez por ciento (10 %) del capital social, no obstante este porcentaje deberá asegurarle la participación y poder de veto en el directorio.

La Secretaría de Energía determinará las normas a las que se ajustará el DNDC para el cumplimiento de sus funciones, las que deberán garantizar la transparencia y equidad de las decisiones, atendiendo a los siguientes principios:

- a) Permitir la ejecución de los contratos libremente pactados entre las partes, entendiendo por tales a los generadores (con excepción de aquellos comprendidos en el artículo 1º de la ley 23.696 y la parte argentina de los entes binacionales), grandes usuarios y distribuidores (mercado a término);
- b) Despachar la demanda requerida, en base al reconocimiento de precios de energía y potencia que se establecen en el artículo siguiente, que deberán comprometerse explícitamente a aceptar los actores del mercado, para tener derecho a suministrar o recibir electricidad no pactada libremente entre las partes.

ARTICULO 36.- El MINISTERIO DE INFRAESTRUCTURA Y VIVIENDA fijará, mediante resolución, las bases que regirán el despacho para las transacciones en el mercado, cuya aplicación será de competencia del DESPACHO NACIONAL DE CARGAS.

La referida Resolución dispondrá que los generadores sean remunerados por la energía vendida, conforme a un procedimiento de despacho horario, el que será determinado en base a la oferta libre de precios que presente cada generador para las distintas bandas horarias, junto con sus límites operativos máximos y mínimos de potencia disponible, con independencia de los contratos de suministro comprometidos, a los efectos de fijar el precio spot horario por nodo.

Asimismo dicha Resolución deberá prever que los demandantes paguen un precio en los puntos de recepción que incluya lo que deban percibir los generadores por la energía vendida y la remuneración del transporte.

(Artículo sustituido por art. 8º del Decreto N°804/2001 B.O. 21/6/2001. Sustitución derogada por art. 1º de la Ley N° 25.468 B.O. 16/10/2001)

ARTICULO 37.- Las empresas de generación y transporte de propiedad total o mayoritaria del Estado nacional tendrán derecho a recuperar solamente sus costos operativos y de mantenimiento totales que les permitan mantener la calidad, continuidad y seguridad del servicio, cuyo concepto y metodología de determinación serán establecidos por la Secretaría de Energía. Los excedentes resultantes de la diferencia entre dicho valor y el precio de venta de la energía generada conforme al artículo precedente, así como los que resulten entre este último y el precio de venta de la energía generada por los entes binacionales conforme sus respectivos convenios, o resultantes de interconexiones internacionales, integrarán un fondo unificado, cuyo presupuesto será aprobado anualmente por el Congreso de la Nación y será administrado por la Secretaría de Energía, la que deberá atender con el mismo los compromisos emergentes de deudas contraídas hasta el presente y las inversiones en las obras que se encuentren en ejecución a la fecha de vigencia de esta ley que determine la Secretaría de Energía. El fondo unificado se destinará también para estabilizar, por el período que se determine, los precios que pagarán los distribuidores, conforme el artículo 36 de esta ley.

La citada secretaría podrá dividir en cuentas independientes los recursos del Fondo, conforme su origen y destino, pudiendo establecer un sistema de préstamos reintegrables entre las mismas.

ARTICULO 38.- La Secretaría de Energía preparará y publicitará entre los interesados planes orientativos sobre las condiciones de oferta y de demanda del SADI, que ofrezcan información fehaciente a los actores y potenciales inversores del MEM sobre las perspectivas de despacho.

ARTICULO 39.- El DNDC no impondrá restricciones a los autogeneradores que suministren energía a través de contratos libremente pactados con los demandantes, salvo que existieran razones técnicas fundadas, y canalizará ventas de saldos de este tipo de generación, en la medida que resulte económico para el sistema.

CAPITULO X

Tarifas.

ARTICULO 40.- Los servicios suministrados por los transportistas y distribuidores serán ofrecidos a tarifas justas y razonables, las que se ajustarán a los siguientes principios:

- a) Proveerán a los transportistas y distribuidores que operen en forma económica y prudente, la oportunidad de obtener ingresos suficientes para satisfacer los costos operativos razonables aplicables al servicio, impuestos, amortizaciones y una tasa de retorno determinada conforme lo dispuesto en el artículo 41 de esta ley;
- b) Deberán tener en cuenta las diferencias razonables que existan en el costo entre los distintos tipos de servicios considerando la forma de prestación, ubicación geográfica y cualquier otra característica que el ente califique como relevante;
- c) En el caso de las tarifas de los distribuidores, el precio de venta de la electricidad a los usuarios incluirá un término representativo de sus adquisiciones en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA. A tal efecto se calculará un precio de referencia que estará conformado por el precio de los contratos que el distribuidor celebre en los términos del artículo 21 de la presente ley, el precio spot horario por nodo que resulte de lo dispuesto en el artículo 36 de la presente ley y los costos de transporte asociados, ambos con las modificaciones que se les introducen por los artículos 8º y 9º respectivamente del presente decreto; *(Inciso sustituido por art. 9º del Decreto N°804/2001 B.O. 21/6/2001. Sustitución derogada por art. 1º de la Ley N° 25.468 B.O. 16/10/2001)*
- d) Sujetas al cumplimiento de los requisitos establecidos en los incisos precedentes, asegurarán el mínimo costo razonable para los usuarios compatible con la seguridad del abastecimiento.

ARTICULO 41.- Las tarifas que apliquen los transportistas y distribuidores deberán posibilitar una razonable tasa de rentabilidad, a aquellas empresas que operen con eficiencia. Asimismo, la tasa deberá:

- a) Guardar relación con el grado de eficiencia y eficacia operativa de la empresa;
- b) Ser similar, como promedio de la industria, a la de otras actividades de riesgo similar o comparable nacional e internacionalmente.

ARTICULO 42.- Los contratos de concesión a transportistas y distribuidores incluirán un cuadro tarifario inicial que será válido por un período de cinco (5) años y se ajustará a los siguientes principios:

- a) Establecerá las tarifas iniciales que correspondan a cada tipo de servicio ofrecido, tales bases serán determinadas de conformidad con lo dispuesto en los artículos 40 y 41 de la presente ley;
- b) Las tarifas subsiguientes establecerán el precio máximo que se fije para cada clase de servicios;
- c) El precio máximo será determinado por el ente de acuerdo con los indicadores de mercados que reflejen los cambios de valor de bienes y/o servicios. Dichos indicadores serán a su vez ajustados, en más o en menos, por un factor destinado a estimular la eficiencia y, al mismo tiempo, las inversiones en construcción, operación y mantenimiento de instalaciones;
- d) Las tarifas estarán sujetas a ajustes que permitan reflejar cualquier cambio en los costos del concesionario, que éste no pueda controlar;
- e) En ningún caso los costos atribuibles al servicio prestado a un usuario o categoría de usuarios podrán ser recuperados mediante tarifas cobradas a otros usuarios.

ARTICULO 43.- Finalizado el período inicial de cinco (5) años el ente fijará nuevamente las tarifas por períodos sucesivos de cinco (5) años. El cálculo de las nuevas tarifas se efectuará de conformidad con lo establecido por los artículos 40 y 41 y se fijarán precios máximos de acuerdo a lo dispuesto por el artículo precedente.

ARTICULO 44.- Ningún transportista ni distribuidor podrá aplicar diferencias en sus tarifas, cargos, servicios o cualquier otro concepto excepto que aquéllas resulten de distinta localización, tipo de servicios o cualquier otro distingo equivalente que razonablemente apruebe el ente.

ARTICULO 45.- Los transportistas y distribuidores, dentro del último año del período indicado en el artículo 43 de esta ley, y con sujeción a la reglamentación que dicte el ente, deberán solicitarle la aprobación de los cuadros tarifarios que respondan a lo establecido en el artículo 42 que se proponen aplicar, indicando las modalidades, tasas y demás cargos que correspondan a cada tipo de servicio, así como las clasificaciones de sus usuarios y las condiciones generales del servicio. Dichos cuadros tarifarios, luego de su aprobación, deberán ser ampliamente difundidos para su debido conocimiento por parte de los usuarios.

ARTICULO 46.- Los transportistas y distribuidores aplicarán estrictamente las tarifas aprobadas por el ente. Podrán, sin embargo, solicitar a este último las modificaciones que consideren necesarias, si su pedido se basa en circunstancias objetivas y justificadas. Recibida la solicitud de modificación, el ente dará inmediata difusión pública a la misma por un plazo de treinta (30) días y convocará a una audiencia pública para el siguiente día hábil a fin de determinar si el cambio solicitado se ajusta a las disposiciones de esta ley y al interés público.

ARTICULO 47.- El ente deberá resolver dentro de los ciento veinte (120) días corridos contados a partir de la fecha del pedido de modificación, si así no lo hiciera el concesionario podrá ajustar sus tarifas a los cambios solicitados como si éstos hubieran sido efectivamente aprobados, debiendo, sin embargo, reintegrar a los usuarios cualquier diferencia que pueda resultar a favor de estos últimos si las modificaciones no fueran finalmente aprobadas por el ente o si la aprobación fuera solamente parcial.

ARTICULO 48.- Cuando, como consecuencia de procedimientos iniciados de oficio o por denuncia de particulares, el ente considere que existen motivos razonables para alegar que la tarifa de un transportista o distribuidor es injusta, irrazonable, indebidamente discriminatoria o preferencial, notificará tal circunstancia al transportista o distribuidor, la dará a publicidad, y convocará a una audiencia pública con no menos de treinta (30) días de anticipación. Celebrada la misma, dictará resolución dentro del plazo indicado en el artículo precedente.

ARTICULO 49.- Las tarifas por transporte y distribución estarán sujetas a topes anualmente decrecientes en términos reales a partir de fórmulas de ajuste automático que fijará y controlará el ente.

CAPITULO XI

Adjudicaciones.

ARTICULO 50.- El transporte y la distribución de electricidad sólo podrán ser realizados por empresas a las que el Poder Ejecutivo les haya otorgado una concesión de conformidad con lo dispuesto por la ley 15.336 y la presente ley. Las concesiones serán adjudicadas de conformidad con procedimientos de selección preestablecidos por la Secretaría de Energía.

ARTICULO 51.- Con una anterioridad no menor de dieciocho (18) meses a la fecha de finalización de una concesión, los transportistas y distribuidores tendrán derecho a requerir del ente la prórroga por un período de diez (10) años, o el otorgamiento de una nueva concesión. Dentro de los sesenta (60) días de requerido el ente resolverá fundadamente, sobre el otorgamiento o no de la prórroga o la negociación de una nueva concesión.

ARTICULO 52.- Si el ente decidiera no otorgar la prórroga o una nueva concesión al concesionario existente, iniciará un nuevo procedimiento de selección dentro del plazo de treinta (30) días para adjudicar los servicios de transporte o distribución en cuestión.

ARTICULO 53.- En el caso del artículo precedente, si la nueva concesión no pudiese ser otorgada antes de la finalización de la anterior concesión, el ente podrá requerir al titular de esta última la continuación del servicio por un plazo no mayor a doce (12) meses contados a partir de la fecha original de finalización de la concesión anterior.

CAPITULO XII

Ente Nacional Regulador.

ARTICULO 54.- Créase en el ámbito de la Secretaría de Energía del Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos, el Ente Nacional Regulador de la Electricidad, el que deberá llevar a cabo todas las medidas necesarias para cumplir los objetivos enunciados en el artículo 2º de esta ley. El Ente Nacional Regulador de la Electricidad deberá estar constituido y en condiciones de cumplir sus funciones dentro de los sesenta (60) días de la puesta en vigencia de la presente ley.

(Nota Infoleg: por art. 1º del Decreto N° 277/2020 B.O. 17/3/2020 se dispone la intervención del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), organismo autárquico en el ámbito de la SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE DESARROLLO PRODUCTIVO, hasta el 31 de diciembre de 2020)

ARTICULO 55.- El ente gozará de autarquía y tendrá plena capacidad jurídica para actuar en los ámbitos del derecho público y privado, y su patrimonio estará constituido por los bienes que se le transfieran y por los que adquiera en el futuro por cualquier título. Tendrá su sede en la ciudad de Buenos Aires. El ente aprobará su estructura orgánica.

ARTICULO 56.- El ente tendrá las siguientes funciones y facultades:

- a) Hacer cumplir la presente ley, su reglamentación y disposiciones complementarias, controlando la prestación de los servicios y el cumplimiento de las obligaciones fijadas en los contratos de concesión;
- b) Dictar reglamentos a los cuales deberán ajustarse los productores, transportistas, distribuidores y usuarios de electricidad en materia de seguridad, normas y procedimientos técnicos, de medición y facturación de los consumos, de control y uso de medidores, de interrupción y reconexión de los suministros, de acceso a inmuebles de terceros y de calidad de los servicios prestados;
- c) Prevenir conductas anticompetitivas, monopólicas o discriminatorias entre los participantes de cada una de las etapas de la industria, incluyendo a productores y usuarios;
- d) Establecer las bases para el cálculo de las tarifas de los contratos que otorguen concesiones a transportistas y distribuidores y controlar que las tarifas sean aplicadas de conformidad con las correspondientes concesiones y con las disposiciones de esta ley;
- e) Publicar los principios generales que deberán aplicar los transportistas y distribuidores en sus respectivos contratos para asegurar el libre acceso a sus servicios;
- f) Determinar las bases y condiciones de selección para el otorgamiento de concesiones de transporte y distribución de electricidad mediante procedimientos públicos o privados cuando razones especiales debidamente acreditadas así lo justifiquen;
- g) Llamará a participar en procedimientos de selección y efectuará las adjudicaciones correspondientes, firmando el contrato de concesión ad referendum del Poder Ejecutivo el que podrá delegar tal función en el órgano o funcionario que considere conveniente;
- h) Propiciar ante el Poder Ejecutivo, cuando corresponda, la cesión, prórroga, caducidad o reemplazo de concesiones;
- i) Autorizar las servidumbres de electroducto mediante los procedimientos aplicables de acuerdo a lo dispuesto por el artículo 18 de esta ley, y otorgar toda otra autorización prevista en la presente;
- j) Organizar y aplicar el régimen de audiencias públicas previsto en esta ley;
- k) Velar por la protección de la propiedad, el medio ambiente y la seguridad pública en la construcción y operación de los sistemas de generación, transporte y distribución de electricidad, incluyendo el derecho de acceso a las instalaciones de propiedad de generadores, transportistas, distribuidores y usuarios, previa notificación, a efectos de investigar cualquier amenaza real o potencial a la seguridad y conveniencia públicas en la medida que no obste la aplicación de normas específicas;
- l) Promover, ante los Tribunales competentes, acciones civiles o penales, incluyendo medidas cautelares, para asegurar el cumplimiento de sus funciones y de los fines de esta ley, su reglamentación y los contratos de concesión;

- m) Reglamentar el procedimiento para la aplicación de las sanciones que correspondan por violación de disposiciones legales, reglamentarias o contractuales, asegurando el principio del debido proceso;
- n) Requerir de los transportadores y distribuidores los documentos e información necesaria para verificar el cumplimiento de esta ley, su reglamentación y los respectivos contratos de concesión, realizando las inspecciones que al efecto resulten necesarias, con adecuado resguardo de la confidencialidad de información que pueda corresponder;
- o) Publicar la información y dar el asesoramiento que sea de utilidad para generadores, transportistas y usuarios, siempre que ello no perjudique injustificadamente derechos de terceros;
- p) Aplicar las sanciones previstas en la presente ley, en sus reglamentaciones y en los contratos de concesión, respetando en todos los casos los principios del debido proceso;
- q) Asegurar la publicidad de las decisiones, que adopte, incluyendo los antecedentes en base a los cuales fueron adoptadas las mismas;
- r) Someter anualmente al Poder Ejecutivo y al Congreso de la Nación un informe sobre las actividades del año y sugerencias sobre medidas a adoptar en beneficio del interés público, incluyendo la protección de los usuarios y el desarrollo de la industria eléctrica;
- s) Delegar en sus funcionarios las atribuciones que considere adecuadas para una eficiente y económica aplicación de la presente ley;
- t) En general, realizar todo otro acto que sea necesario para el mejor cumplimiento de sus funciones y de los fines de esta ley y su reglamentación.

ARTICULO 57.- El ente será dirigido y administrado por un directorio integrado por cinco (5) miembros, de los cuales uno será su presidente, otro su Vicepresidente y los restantes vocales.

ARTICULO 58.- Los miembros del directorio serán seleccionados entre personas con antecedentes técnicos y profesionales en la materia y designados por el Poder Ejecutivo, dos (2) de ellos a propuesta del Consejo Federal de la Energía Eléctrica. Su mandato durará cinco (5) años y podrá ser renovado en forma indefinida. Cesarán en sus mandatos en forma escalonada cada año. Al designar el primer directorio, el Poder Ejecutivo establecerá la fecha de finalización del mandato del presidente, vicepresidente y de cada vocal para permitir tal escalonamiento.

ARTICULO 59.- Los miembros del directorio tendrán dedicación exclusiva en su función, alcanzándoles las incompatibilidades fijadas por ley para los funcionarios públicos y sólo podrán ser removidos de sus cargos por acto fundado del Poder Ejecutivo.

Previo a la designación y/o a la remoción el Poder Ejecutivo deberá comunicar los fundamentos de tal decisión a una comisión del Congreso de la Nación integrada por dieciséis (16) miembros que serán los presidentes y vicepresidentes de las comisiones que cada una de las Cámaras determinen en función de su incumbencia, garantizando una representación igualitaria de senadores y diputados. Esta comisión podrá emitir opinión dentro del plazo de treinta (30) días corridos de recibidas las actuaciones. Emitida la misma o transcurrido el plazo establecido para ello, el Poder Ejecutivo Nacional quedará habilitado para el dictado del acto respectivo.

ARTICULO 60.- Los miembros del directorio no podrán ser propietarios ni tener interés alguno, directo ni indirecto, en empresas reconocidas como actores del mercado eléctrico por el artículo 4º de esta ley, ni en sus controladas o controlantes.

ARTICULO 61.- El presidente durará cinco (5) años en sus funciones y podrá ser reelegido. Ejercerá la representación legal del ente y en caso de impedimento o ausencia transitorios será reemplazado por el vicepresidente.

ARTICULO 62.- El directorio formará quórum con la presencia de tres (3) de sus miembros, uno de los cuales será el presidente o quien lo reemplace y sus resoluciones se adoptarán por mayoría simple. El presidente, o quien lo reemplace, tendrá doble voto en caso de empate.

ARTICULO 63.- Serán funciones del directorio, entre otras:

- a) Aplicar y fiscalizar el cumplimiento de las normas legales y reglamentarias que rigen la actividad del ente;

- b) Dictar el reglamento interno del cuerpo;
- c) Asesorar al Poder Ejecutivo en todas las materias de competencia del ente;
- d) Contratar y remover al personal del ente, fijándole sus funciones y condiciones de empleo;
- e) Formular el presupuesto anual de gastos y cálculo de recursos, que el ente elevará por intermedio del Poder Ejecutivo nacional para su aprobación legislativa mediante la Ley Nacional de Presupuesto del ejercicio correspondiente;
- f) Confeccionar anualmente su memoria y balance;
- g) En general, realizar todos los demás actos que sean necesarios para el cumplimiento de las funciones del ente y los objetivos de la presente ley.

ARTICULO 64.- El ente se registrará en su gestión financiera, patrimonial y contable por las disposiciones de la presente ley y los reglamentos que a tal fin se dicten. Quedará sujeto al control externo que establece el régimen de contralor público. Las relaciones con su personal se registrarán por la Ley de Contrato de Trabajo, no siéndoles de aplicación el régimen jurídico básico de la función pública.

ARTICULO 65.- El ente confeccionará anualmente su presupuesto, estimando razonablemente los gastos e inversiones correspondientes al próximo ejercicio. Un proyecto de presupuesto será previamente publicado, dando oportunidad a los transportistas, distribuidores y usuarios a objetarlos fundadamente.

ARTICULO 66.- Los recursos del ente se formarán con los siguientes ingresos:

- a) La tasa de inspección y control que se crea por el artículo siguiente;
- b) Los subsidios, herencias, legados, donaciones o transferencias bajo cualquier título que reciba;
- c) Los demás fondos, bienes o recursos que puedan serle asignados en virtud de las leyes y reglamentaciones aplicables;
- d) El producido de las multas y decomisos;
- e) Los intereses y beneficios resultantes de la gestión de sus propios fondos.

ARTICULO 67.- Productores, transportistas y distribuidores abonarán anualmente, y por adelantado una tasa de fiscalización y control a ser fijada por el ente en su presupuesto.

Esta tasa será fijada en forma singular para cada productor, transportista o distribuidor en particular y será igual a la suma total de gastos e inversiones previstos por el ente en dicho presupuesto, multiplicada por una fracción en la cual el numerador, serán los ingresos brutos por la operación correspondiente al año calendario anterior, y el denominador, el total de los ingresos brutos por operación de la totalidad de los productores, transportistas y distribuidores del país, durante igual período.

ARTICULO 68.- Si durante la ejecución de un presupuesto los recursos estimados para el ejercicio resultaren insuficientes por hechos imprevisibles a la fecha de confección del referido presupuesto, el ente podrá requerir el pago de una tasa complementaria, sujeta a la aprobación del Poder Ejecutivo, hasta satisfacer las necesidades presupuestarias.

ARTICULO 69.- La mora por falta de pago de la tasa se producirá de pleno derecho y devengará los intereses punitivos que fije la reglamentación. El certificado de deuda por falta de pago de la tasa expedido por el ente habilitará el procedimiento ejecutivo ante los tribunales federales en lo civil y comercial.

CAPITULO XIII

Fondo Nacional de la Energía Eléctrica.

ARTICULO 70.- Sustitúyense los incisos e) y g) del artículo 30 y del artículo 31 de la ley 15.336, por los siguientes:

e) El Fondo Nacional de la Energía Eléctrica se constituirá por un recargo de treinta australes por kilovatio hora (A 30 kW/h) sobre las tarifas que paguen los compradores del mercado mayorista, es decir las empresas distribuidoras y los grandes usuarios, como asimismo por los reembolsos más sus intereses de los préstamos que se hagan con los recursos del Fondo. La Secretaría de Energía tendrá la facultad de

modificar el monto del referido recargo, hasta un veinte por ciento (20 %) en más o en menos, de acuerdo a las variaciones económicas que se operen en la industria con posterioridad a la fecha de entrada en vigencia de esta ley.

A los fines de la determinación del recargo que constituye el Fondo Nacional de la Energía Eléctrica (FNEE), se afectará el valor antes mencionado por un coeficiente de adecuación trimestral (CAT) referido a los períodos estacionales. Dicho coeficiente de adecuación trimestral (CAT) resultará de considerar la facturación neta que efectúan los generadores por los contratos a término y spot en el Mercado Eléctrico Mayorista correspondientes al trimestre inmediato anterior al de liquidación, dividido el total de la energía (en MWh) involucrada en esa facturación, y su comparación con el mismo cociente correspondiente al trimestre mayo/julio 2003 que se tomará como base. *(Párrafo incorporado por art. 1° de la Ley N° 25.957 B.O. 2/12/2004. El presente mecanismo de cálculo entrará en vigencia, a partir del primer trimestre posterior a la vigencia de la ley de referencia).*

g) El Fondo será administrado por el Consejo Federal de la Energía Eléctrica (CFEE) y se destinará a:

- El sesenta por ciento (60 %) para crear el Fondo Subsidiario para Compensaciones Regionales de Tarifas a Usuarios Finales, que asignará anualmente el Consejo Federal de la Energía Eléctrica (CFEE), distribuyéndolo entre las jurisdicciones provinciales que hayan adherido a los principios tarifarios contenidos en esta ley.
- El cuarenta por ciento (40 %) restante para alimentar el Fondo para el Desarrollo Eléctrico del Interior. El CFEE distribuirá los fondos en función a los índices repartidores vigentes o a los que dicho Consejo determine en el futuro.

(Nota Infoleg: Por art. 24 de la Ley N° 25.967 B.O. 16/12/2004 se establece que el porcentaje fijado en el artículo 24, Capítulo V de la Ley N° 23.966 se aplicará también sobre los recursos establecidos en el presente artículo).

CAPITULO XIV

Procedimientos y control jurisdiccional

ARTICULO 71.- En sus relaciones con los particulares y con la administración pública, el ente se regirá por los procedimientos establecidos en la Ley de Procedimientos Administrativos y sus disposiciones reglamentarias, con excepción de las materias contempladas expresamente en la presente ley.

ARTICULO 72.- Toda controversia que se suscite entre generadores, transportistas, distribuidores, grandes usuarios, con motivo del suministro o del servicio público de transporte y distribución de electricidad, deberá ser sometida en forma previa y obligatoria a la jurisdicción del ente.

Es facultativo para los usuarios, así como para todo tipo de terceros interesados, ya sean personas físicas o jurídicas, por iguales motivos que los enunciados en este artículo, el someterse a la jurisdicción previa y obligatoria del ente.

ARTICULO 73.- Cuando, como consecuencia de procedimientos iniciados de oficio o por denuncia, el ente considerase que cualquier acto de un generador, transportista, distribuidor o usuario es violatorio de la presente ley, de su reglamentación, de las resoluciones dictadas por el ente o de un contrato de concesión, el ente notificará de ello a todas las partes interesadas y convocará a una audiencia pública, estando facultado para, previo a resolver sobre la existencia de dicha violación, disponer, según el acto de que se trate, todas aquellas medidas de índole preventivo que fueran necesarias.

ARTICULO 74.- El ente convocará a las partes y realizará una audiencia pública, antes de dictar resolución en las siguientes materias:

- a) La conveniencia, necesidad y utilidad general de los servicios de transporte y distribución de electricidad;
- b) Las conductas contrarias a los principios de libre competencia o el abuso de situaciones derivadas de un monopolio natural o de una posición dominante en el mercado.

ARTICULO 75.- Cuando el ente o los miembros de su directorio incurrieran en actos que impliquen un exceso en el ejercicio de las atribuciones conferidas por la presente ley y por su reglamentación, o no cumplieren con las funciones y obligaciones inherentes a su cargo, cualquier persona cuyos derechos se vean afectados por dichos actos u omisiones podrá interponer ante el ente o ante la justicia federal, según

corresponda, las acciones legales tendientes a lograr que el ente y/o los miembros de su directorio cumplan con las obligaciones que les impone la presente ley.

ARTICULO 76.- Las resoluciones del ente podrán recurrirse por vía de alzada, en los términos de la Ley Nacional de Procedimientos Administrativos y sus disposiciones reglamentarias. Agotada la vía administrativa procederá el recurso en sede judicial directamente ante la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo Federal.

CAPITULO XV

Contravenciones y sanciones

ARTICULO 77.- Las violaciones o incumplimientos de la presente ley y sus normas reglamentarias cometidos por terceros no concesionarios serán sancionados con:

- a) Multa entre australes un millón (A 1.000.000) y australes mil millones (A 1.000.000.000);
- b) Inhabilitación especial de uno (1) a cinco (5) años;
- c) Suspensión de hasta noventa (90) días en la prestación de servicios y actividades autorizados por el ente;
- d) Decomiso de los elementos utilizados para cometer la contravención, o de los bienes, artefactos e instalaciones construidas o ubicadas en contravención. Esta sanción podrá aplicarse como accesoria de las anteriores o independientemente de las mismas.

ARTICULO 78.- Las violaciones o incumplimientos de los contratos de concesión de servicios de transporte o distribución de electricidad serán sancionados con las penalidades previstas en los respectivos contratos de concesión.

ARTICULO 79.- El ente podrá disponer el secuestro de bienes como medida precautoria, a no ser que dichos bienes pertenezcan a un tercero no responsable.

ARTICULO 80.- En las acciones de prevención y constatación de contravenciones, así como para lograr el cumplimiento de las medidas de secuestro y otras que pudieren corresponder, el ente estará facultado para requerir el auxilio de la fuerza pública con jurisdicción en el lugar del hecho. A tal fin bastará con que el funcionario competente para la instrucción de las correspondientes actuaciones administrativas expida un requerimiento escrito a la autoridad que corresponda. Si el hecho objeto de prevención o comprobación constituyera un delito de orden público, deberá dar inmediata intervención a la justicia federal con jurisdicción en el lugar.

ARTICULO 81.- El ente dictará las normas de procedimiento con sujeción a las cuales se realizarán las audiencias públicas y se aplicarán las sanciones previstas en este capítulo debiéndose asegurar en todos los casos el cumplimiento de los principios del debido proceso.

Las sanciones aplicadas por el ente podrán impugnarse ante la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo Federal mediante un recurso directo a interponerse dentro de los treinta (30) días hábiles judiciales posteriores a su notificación.

Capitulo XVI Disposiciones varias.

ARTICULO 82.- Déjase sin efecto el Fondo Nacional de Grandes Obras Eléctricas creado por la ley 19.287, y el Fondo Chocón - Cerros Colorados - Alicopá; establecido por la ley 17.574 y la ley 20.954.

ARTICULO 83.- Sustitúyense los artículos 1º, 9º, 10 y 11 de la ley 19.552 por los siguientes textos:

Art. 1º.- Toda heredad está sujeta a la servidumbre administrativa de electroducto que se crea por la presente ley, la que se constituirá en favor del concesionario de subestaciones eléctricas, líneas de transporte de energía eléctrica, y distribuidores de energía eléctrica que estén sujetos a jurisdicción nacional.

Art. 9º.- El propietario del predio afectado por la servidumbre tendrá derecho a una indemnización que se determinará teniendo en cuenta:

- a) El valor de la tierra en condiciones óptimas en la zona donde se encuentre el inmueble gravado;

- b) La aplicación de un coeficiente de restricción que atienda al grado de las limitaciones impuestas por la servidumbre, el que deberá ser establecido teniendo en cuenta la escala de valores que fije la autoridad competente.

En ningún caso se abonará indemnización por lucro cesante.

Art. 10.- En caso de no llegar a acuerdo en cuanto al monto de la indemnización, por la limitación al derecho de propiedad, entre el propietario del predio afectado y el titular de la servidumbre, el propietario podrá ejercer las acciones a que se considere con derecho, en el mismo expediente en que se haya iniciado conforme lo previsto en el artículo 8º, o de no existir tal expediente, ante el juez federal competente en el lugar en que esté ubicado el inmueble.

Art. 11.- Las acciones judiciales referidas en la presente ley tramitarán por juicio sumario.

ARTICULO 84.- La falta de pago del suministro de energía eléctrica a usuarios finales y/o del precio de venta de dicha energía en bloque, será sancionado con la interrupción y/o desconexión de dicho suministro.

Para la percepción de los importes correspondientes a los precios de compraventa en bloque y/o de tarifas de suministros de usuarios finales, se aplicará el procedimiento ejecutivo, siendo título hábil la constancia de deuda que determine la reglamentación.

CAPITULO XVII

Ámbito de aplicación

ARTICULO 85.- La presente ley es complementaria de la ley 15.336 y tiene su mismo ámbito y autoridad de aplicación.

CAPITULO XVIII

Disposiciones transitorias.

ARTICULO 86.- Las disposiciones de esta ley serán plenamente aplicables a quienes resulten adjudicatarios de concesiones de transporte o distribución, como consecuencia del proceso de privatización de Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires, Sociedad Anónima, Agua y Energía Eléctrica, Sociedad del Estado, e Hidroeléctrica Norpatagónica, Sociedad Anónima.

ARTICULO 87.- Por excepción, el presupuesto correspondiente al año 1992 del ente, será aprobado exclusivamente por el Poder Ejecutivo Nacional.

ARTICULO 88.- Los usuarios de los servicios prestados por Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires, Sociedad Anónima y Agua y Energía Eléctrica, Sociedad del Estado que estén vinculados a éstas por medio de contratos de suministro sujetos a cláusulas especiales a la fecha de entrada en vigencia de una concesión que se otorgue de conformidad con la ley 15.336 y de la presente ley, tendrán derecho a ingresar a las redes de transporte y/o distribución que utilizarán a tales efectos las empresas precedentemente citadas. En esos casos los transportistas o distribuidores estarán obligados a continuar

prestando servicios a dichos usuarios en las mismas condiciones resultantes de los contratos existentes durante un período de dos años contados a partir de la fecha de entrada en vigencia de esta ley o cualquier otro período menor que las partes puedan convenir. Las tarifas que se apliquen a tales servicios serán determinadas de acuerdo con las disposiciones de la presente ley.

CAPITULO XIX

Modificaciones a la ley 15.336.

ARTICULO 89.- Sustitúyanse los artículos 4º, 11 primer párrafo, 14, 18 inciso 8 y 28 último párrafo de la ley 15.336 por los siguientes textos:

Art. 4º.- Las operaciones de compra o venta de la electricidad de una central con el ente administrativo o con el concesionario que en su caso presta el servicio público, se reputarán actos comerciales de carácter privado en cuanto no comporten desmedro a las disposiciones de la presente ley.

Art. 11.- primer párrafo: En el ámbito de la jurisdicción nacional a que se refiere el artículo 6º y a los fines de esta ley, el Poder Ejecutivo Nacional otorgará las concesiones y ejercerá las funciones de policía y demás atribuciones inherentes al poder jurisdiccional.

Art. 14.- El ejercicio por particulares de actividades relacionadas con la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica de jurisdicción nacional, cualquiera sea la fuente de energía utilizada, requiere concesión del Poder Ejecutivo en los siguientes casos:

- a) Para el aprovechamiento de las fuentes de energía hidroeléctrica de los cursos de agua pública cuando la potencia normal que se conceda exceda de 500 kilovatios;
- b) Para el ejercicio de actividades destinadas al servicio público de transporte y/o distribución de electricidad.

Art. 18, inc. 8: Las condiciones en que se transferirán al Estado o al nuevo concesionario, según corresponda, los bienes afectados a la concesión, en el caso de caducidad, revocación o falencia.

Art. 28.- último párrafo: El Consejo Federal de la Energía Eléctrica será reglamentado sobre la base de reconocer y atribuir a los comités zonales una intervención informativa en todo problema de la competencia del Consejo Federal que se refiera a la respectiva zona, la aplicación del Fondo Especial de Desarrollo Eléctrico del Interior y las soluciones energéticas que juzguen de interés para la zona respectiva.

ARTICULO 90.- Deróganse los artículos 17; 20; 22; 23; los incisos a), b), c), d) y f) del 30; los incisos e) al h) inclusive del 37; 38; 39; 40; 41; 42 y 44 de la ley 15.336).

ARTICULO 91.- Facúltase al Poder Ejecutivo a delegar en el órgano que éste determine, las misiones y funciones que esta ley y la ley 15.336 le atribuyen.

ARTICULO 92.- Facúltase al Poder Ejecutivo a elaborar el texto ordenado del marco regulatorio eléctrico que se encuentra conformado por la ley 15.336 y la presente ley.

CAPITULO XX

Privatización

ARTICULO 93.- Declárase sujeta a privatización total la actividad de generación y transporte a cargo de las empresas Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires Sociedad Anónima, Agua y Energía Eléctrica Sociedad del Estado e Hidroeléctrica Norpatagónica Sociedad Anónima, las que se regirán por la ley 23.696.

Las actividades a privatizar serán asumidas por cuenta y riesgo del particular adquirente.

(Párrafos tercero y cuarto vetados por art. 1 del Decreto N°13/92 B.O. 16/1/1992)

ARTICULO 94.- En el caso de la generación hidráulica de Agua y Energía Eléctrica Sociedad del Estado, el Estado nacional deberá acordar previamente con las provincias involucradas los procedimientos para su destino final.

ARTICULO 95.- Sustitúyese el punto IV del anexo I de la ley 23.696, exclusivamente en relación a la empresa Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires Sociedad Anónima, por el siguiente texto:

IV.- Concesión de la distribución y comercialización.

- Privatización.
- Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires Sociedad Anónima.

ARTICULO 96.- A los fines de la aplicación del artículo 19 de la ley 23.696 la tasación previa se basará en el criterio de valuación que resulte del valor actual del flujo neto de fondos descontado, generado por la actividad o activo que se privatiza.

ARTICULO 97.- Quedan derogadas las leyes 17.574 y sus modificatorias 17.803 y 19.955, 20.050, 23.411, 17.866, 19.199, 19.287 y su modificatoria 20.954, 21.937 y 22.938, en todos sus aspectos, incluso los vinculados a las concesiones aprobadas mediante éstas, en cuanto obstan a los objetivos de la

privatización o impidan la desmonopolización o desregulación de la actividad actualmente a cargo de Hidroeléctrica Norpatagónica Sociedad Anónima. El Poder Ejecutivo reglamentará los alcances y entrada en vigencia de lo dispuesto en el presente artículo.

CAPITULO XXI

Adhesión.

ARTICULO 98.- Sin perjuicio de la aplicación, según su régimen propio, de las normas de naturaleza federal contenidas en la presente ley, invítase a las provincias a adherir al régimen de la presente ley.

ARTICULO 99.- Esta ley entrará en vigencia el día de su publicación en el Boletín Oficial.

ARTICULO 100.- Comuníquese al Poder Ejecutivo.

ALBERTO R. PIERRI.- EDUARDO MENEM.- Juan Estrada.- Edgardo Piuzzi.

9.2. DECRETO N° 1.868 (TEXTO ORDENADO LEY PROVINCIAL N° 11.769)

DECRETO 1868

La Plata, 20 de agosto de 2004

Visto el expediente n° 2400-4036 de 2004 del Ministerio de Infraestructura, Vivienda y Servicios Públicos mediante el cual se gestiona aprobar el Texto Ordenado de la Ley 11.769 y sus modificatorias 11.969 y 13.173; y

CONSIDERANDO:

Que la Ley 13.173 introdujo importantes modificaciones al Marco Regulatorio Eléctrico de la Provincia de Buenos Aires aprobado por Ley 11.769, modificada por Ley 11.969, tendientes a instrumentar cambios institucionales en el modelo regulatorio estatal a fin de garantizar los derechos de los usuarios del servicio público, de raigambre constitucional;

Que la variación instituida genera nuevas situaciones jurídicas que ameritan el ordenamiento de la normativa vigente, a efectos de facilitar su comprensión e implementación;

Que consecuentemente resulta imprescindible y de la competencia del Poder Ejecutivo (Decreto-Ley n° 10.073/83 y artículo 4° de la Ley 13.173), disponer su adecuación a través de un Texto Ordenado;

Que de conformidad con lo dictaminado por la Asesoría General de Gobierno (fs. 52), procede dictar el pertinente acto administrativo;

Por ello,

EL GOBERNADOR DE LA PROVINCIA
DE BUENOS AIRES

DECRETA:

ARTICULO 1°. Apruébase el Texto Ordenado de la Ley 11.769, con las modificaciones introducidas por las Leyes 11.969 y 13.173, que forma parte del presente como ANEXOS I y II.

ARTICULO 2°. El presente Decreto será refrendado por el señor Ministro Secretario en el Departamento de Infraestructura, Vivienda y Servicios Públicos.

ARTICULO 3°. Regístrese, comuníquese, publíquese, dése al Boletín Oficial y vuelva al Ministerio de Infraestructura, Vivienda y Servicios Públicos.

SOLA
A. E. Sicaro

ANEXO I

Marco Regulatorio Eléctrico de la Provincia de Buenos Aires Texto Ordenado de la Ley 11.769 con las modificaciones introducidas por las Leyes 11.969 y 13.173

CAPÍTULO I : ÁMBITO DE APLICACIÓN - OBJETO.

ARTICULO 1°: Las actividades de generación, transporte y distribución de energía eléctrica en la Provincia de Buenos Aires se regirán por las normas contenidas en la presente Ley.

Las mencionadas actividades que se desarrollen en el territorio de la Provincia de Buenos Aires, en virtud de concesiones para la prestación de servicios públicos de electricidad otorgadas por autoridades nacionales y vigentes a la fecha de la sanción de esta Ley, una vez operado por cualquier causa el vencimiento de tales concesiones, quedan igualmente comprendidas en las presentes disposiciones.

ARTICULO 2º: La distribución y el transporte de energía eléctrica constituyen servicios públicos de la Provincia de Buenos Aires destinados a atender necesidades indispensables y generales de electricidad de los usuarios de acuerdo con la presente Ley, su reglamentación, las regulaciones aplicables, y con los términos de los contratos de concesión y las licencias técnicas correspondientes.

La actividad de generación en cualquiera de sus modalidades, destinadas total o parcialmente a abastecer de energía a un servicio público será considerada de interés general, afectada a dicho servicio y encuadrada a las normas legales que aseguren el normal funcionamiento del mismo.

Las actividades de generación de energía eléctrica relacionadas directa e inescindiblemente con la prestación del servicio público de distribución de electricidad en localidades de la Provincia de Buenos Aires eléctricamente aisladas, serán consideradas como parte de dicho servicio público a los efectos de la aplicación de la presente Ley y de las reglamentaciones concordantes.

CAPITULO II : OBJETIVOS DE LA POLITICA DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES EN MATERIA DE ELECTRICIDAD

ARTICULO 3º: La Provincia de Buenos Aires ajustará su política en materia de energía eléctrica a los siguientes objetivos:

a) Proteger los derechos de los usuarios de conformidad con las disposiciones constitucionales y normativas vigentes;

b) Establecer un régimen tarifario y de prestación de servicios único para la actividad eléctrica en todo el ámbito de la Provincia de Buenos Aires, con las limitaciones que surgen del Artículo 1º segundo párrafo de esta Ley;

c) Integrar en los términos de la presente Ley, la actividad eléctrica bonaerense a la transformación dispuesta para el sector en el orden nacional por la Ley 24.065;

d) Asegurar que los importes finales unitarios máximos a pagar por cada categoría de usuarios, sean equivalentes en todo el ámbito de la Provincia de Buenos Aires, con las limitaciones que surgen del Artículo 1º segundo párrafo de esta Ley;

e) Promover actividades económicamente viables en la producción, distribución y transporte de electricidad, y alentar inversiones para asegurar a los usuarios el abastecimiento de energía eléctrica a corto, mediano y largo plazo, en condiciones de calidad y precio alineadas con el costo económico del suministro;

f) Garantizar la operación, confiabilidad, igualdad, libre acceso, no discriminación y uso generalizado de los servicios e instalaciones de transporte y distribución de electricidad;

g) Regular las actividades de generación -en lo que corresponda pertinente-, transporte y distribución de electricidad, asegurando que las tarifas que se apliquen a los servicios sean justas y razonables;

h) Alentar la realización de inversiones de riesgo en generación, transporte, y distribución, asegurando la competitividad donde ello sea posible;

i) Planificar y promover el desarrollo electroenergético provincial, asegurando metas de expansión y de mejoramiento del servicio, elaborando los Planes Directores que establezcan una planificación indicativa bajo la que se desenvolverá el sector eléctrico;

j) Asegurar adecuadamente la protección del medio ambiente;

La actuación de los organismos públicos competentes en la materia deberá ajustarse a los propósitos enunciados, velando por el cumplimiento de los mismos por parte de los agentes de la actividad eléctrica.

CAPÍTULO III: FACULTADES Y FUNCIONES DEL ESTADO PROVINCIAL

ARTICULO 4º: El Poder Ejecutivo y las Municipalidades de la Provincia de Buenos Aires ejercerán en forma exclusiva, en materia de energía eléctrica, las facultades y atribuciones dispuestas en cada caso por la presente Ley y normativa vigente.

ARTICULO 5º: Será Autoridad de Aplicación el Ministerio de Infraestructura, Vivienda y Servicios Públicos, quien ejercerá la función regulatoria y las atribuciones indicadas en el Capítulo XII de la presente Ley.

ARTICULO 6º: Será Organismo de Control en materia de energía eléctrica el Ente que se crea por la presente Ley, en el ámbito del Ministerio de Infraestructura, Vivienda y Servicios Públicos, y que se denominará conforme lo determine la reglamentación y que tendrá la organización y las atribuciones indicadas en el Capítulo XIII de esta Ley.

CAPÍTULO IV: AGENTES DE LA ACTIVIDAD ELECTRICA

ARTICULO 7º: Serán agentes de la actividad eléctrica:

- a) los generadores, autogeneradores y cogeneradores,
- b) los transportistas,
- c) los distribuidores,
- d) los grandes consumidores,
- e) los comercializadores.

ARTICULO 8º: Se considera generador a quien, siendo titular de una central eléctrica radicada en la Provincia de Buenos Aires, la explote con la finalidad de comercializar su producción total o parcialmente, con otros generadores y/o distribuidores y/o grandes consumidores de la misma u otra jurisdicción.

Se considera autogenerador a quien, siendo titular de una central eléctrica radicada en la Provincia de Buenos Aires, produzca energía eléctrica destinada fundamentalmente a satisfacer sus propias necesidades, ofreciendo a los agentes que lo demanden los excedentes de tal producción.

Se considera cogenerador a quien, aprovechando características particulares de su proceso productivo principal, desarrolle como actividad secundaria la generación de energía eléctrica con destino al consumo propio y/o a la venta a otros agentes que la demanden.

ARTICULO 9º: Se considera transportista a quien sea titular de una concesión provincial de transporte de energía eléctrica, otorgada bajo el régimen de la presente Ley.

Se define como transporte de energía eléctrica a la actividad sujeta a concesión provincial, que tiene por objeto vincular entre sí a generadores y/o distribuidores y/o grandes consumidores ubicados en la Provincia de Buenos Aires, y a éstos con sistemas de otras jurisdicciones incluida la nacional, posibilitando el libre flujo de energía entre ellos.

Los transportistas no podrán comprar ni vender energía eléctrica.

ARTICULO 10º: Se considera distribuidor a quien sea titular de una concesión de distribución de energía eléctrica otorgada bajo el régimen de la presente Ley.

Se define como servicio público de distribución de electricidad, a la actividad regulada en los términos de la presente Ley, sujeta a concesión, que tiene por objeto abastecer de energía eléctrica a usuarios radicados dentro del área concedida al distribuidor, así como prestar la función técnica de transporte, esto es, poner a disposición de terceros agentes del mercado eléctrico la capacidad de transporte remanente del sistema de distribución a cargo del distribuidor, que no se encuentre comprometida para el abastecimiento de sus usuarios.

ARTICULO 11º: Se considera gran consumidor a quien contrata, en forma independiente y para consumo propio su abastecimiento de energía eléctrica con un generador o distribuidor.

ARTICULO 12º: Se considera comercializador a quien negocie la compra o venta de energía en bloque, a través de contratos a término, por cuenta y orden de dos o mas demandantes u oferentes.

La negociación de compra y venta en bloque, por parte del comercializador, solo será autorizada en la medida que permita obtener mejores precios a los consumidores, aumente la competitividad, facilite la operatoria del mercado y/o produzca algún otro efecto positivo a juicio de la Autoridad de Aplicación. En ningún caso su intervención podrá generar costos adicionales.

La Autoridad de Aplicación será la encargada de autorizar la participación de comercializadores en las operaciones del mercado, cuando verifique que su intervención permita lograr uno o más de los objetivos enunciados en el párrafo anterior, así como de cancelarlas cuando entienda que dichos objetivos se han cumplido.

ARTICULO 13º: Las actividades de transmisión y transformación de energía eléctrica en el ámbito de la Provincia de Buenos Aires, con las limitaciones que surgen del Artículo 1º segundo párrafo de esta Ley, que se efectúen mediante instalaciones pertenecientes a generadores o grandes consumidores, así como la operación de las que se construyan o afecten a dichas actividades en el futuro por tales agentes, a su costo y para su uso exclusivo, serán consideradas dentro del régimen aplicable a la actividad propia de los mismos. La construcción de las instalaciones, en su caso, y el régimen al que deberá sujetarse su operación serán reglamentadas y autorizadas por la Autoridad de Aplicación.

CAPITULO V: DISPOSICIONES COMUNES A LOS AGENTES DE LA ACTIVIDAD ELECTRICA

ARTICULO 14º: La Autoridad de Aplicación determinará los módulos de potencia, energía, y demás parámetros que caractericen las operaciones de compraventa de energía eléctrica en bloque entre agentes ubicados en el ámbito de la Provincia de Buenos Aires.

Tales operaciones serán regidas por el derecho privado, sin perjuicio de la aplicabilidad de las normas contenidas en la presente Ley y las disposiciones reglamentarias dictadas en su consecuencia.

Cuando dichas operaciones se efectúen entre agentes de la actividad eléctrica provincial y agentes sometidos a otras jurisdicciones, las mismas se regirán, en lo que resulte aplicable, por la normativa vigente en el orden nacional que corresponda, sin perjuicio de la aplicabilidad de la presente Ley y, en particular, de la potestad de la Provincia de Buenos Aires para regular y determinar las tarifas justas y razonables a abonar por la utilización de las instalaciones y servicios de agentes de la actividad eléctrica provincial. Los niveles de esas tarifas no deberán lesionar la capacidad operativa y el desarrollo futuro de esos agentes, ni constituir en la práctica barreras a la libre utilización de esos servicios por parte de agentes de otras jurisdicciones, y/o actitudes discriminatorias hacia los mismos.

ARTICULO 15º: Los agentes de la actividad eléctrica y los usuarios están obligados a mantener y operar sus instalaciones y equipos de manera tal que no constituyan peligro alguno para la seguridad pública, y a cumplir con los reglamentos que dicten la Autoridad de Aplicación y el Organismo de Control, en el marco de sus respectivas competencias.

El Organismo de Control procederá periódicamente a la revisión, inspección, y a la producción de pruebas a fin de verificar el cumplimiento de estas obligaciones, pudiendo ordenar la suspensión del servicio, la reparación o el reemplazo de instalaciones o equipos, o cualquier otra medida tendiente a proteger la seguridad pública.

ARTICULO 16º: La reglamentación de la presente Ley establecerá las normas a las que los agentes de la actividad eléctrica deberán sujetarse en lo referente a la protección del medio ambiente, sin perjuicio de la obligatoriedad del cumplimiento de la legislación general vigente en la materia. El incumplimiento de tales normas podrá dar lugar a la aplicación de las sanciones previstas en el Capítulo XVII de la presente Ley, en los respectivos contratos de concesión, o en la citada legislación general.

ARTICULO 17º: Los agentes de la actividad eléctrica deberán abstenerse de realizar cualquier tipo de acto o practicar conductas que impliquen competencia desleal, que limiten, restrinjan o distorsionen la competencia en violación de lo dispuesto por la presente Ley, o que constituyan un abuso de posición dominante en el mercado.

El Organismo de Control podrá dictar normas generales indicativas de los criterios que aplicará en la consideración de la existencia de tales conductas.

Los responsables de las conductas o actos prohibidos serán pasibles de la aplicación de las sanciones previstas en el Capítulo XVII de la presente Ley, por parte del Organismo de Control.

ARTICULO 18º: La construcción y el inicio de la operación de nuevas instalaciones destinadas a la actividad eléctrica, así como la extensión y la ampliación de las existentes, estarán sujetas a previa autorización de la Autoridad de Aplicación, debiendo reunir las características que ésta determine.

ARTICULO 19º: Los usuarios que soliciten en forma individual o conjunta a un concesionario la prestación de servicios de transporte o distribución de electricidad, que requieran la construcción de nuevas instalaciones, o la extensión o ampliación de las existentes, cuando tales obras no estuvieran previstas como obligatorias a cargo de dicho concesionario en su contrato de concesión, o cuando se pretenda la prestación de tales servicios en condiciones distintas de las allí estipuladas, deberán arribar a un acuerdo con el concesionario en un término razonable, conforme los criterios que fije la Autoridad de Aplicación. En caso de que así no suceda, será de aplicación lo dispuesto en el Artículo 33º de la presente Ley.

ARTICULO 20º: Las actividades de energía eléctrica reguladas en esta Ley podrán ser prestadas por:

- 1) El Estado Provincial como titular de los servicios;
- 2) Las Municipalidades titulares de los servicios por derecho propio o delegación convencional, mediante la constitución de un organismo descentralizado autárquico o participando en sociedades mixtas con capital estatal mayoritario;
- 3) Personas jurídicas conforme a los requerimientos previstos en el presente artículo, por concesión otorgada por el Estado Provincial y/o las Municipalidades.

El Estado Provincial prestará el servicio público de transporte y/o distribución de electricidad y la Municipalidades la distribución eléctrica, de acuerdo con las modalidades organizativas que se establezcan en la legislación pertinente, debiendo en este caso cumplir el régimen establecido en este Marco Regulatorio, como reglas del servicio a las cuales deberá ajustarse la prestación del mismo. Los generadores y los concesionarios de servicios públicos de distribución de electricidad deberán organizarse como sociedades anónimas, admitiéndose para el caso de servicios públicos de distribución,

que sus titulares sean cooperativas integradas por los usuarios de esos servicios públicos, o sociedades de economía mixta.

La Provincia de Buenos Aires reconoce especialmente entre los Distribuidores concesionarios del servicio público de electricidad a las entidades Cooperativas, en virtud de su naturaleza y los antecedentes históricos en la constitución y prestación del servicio eléctrico.

En tal sentido, es propósito de esta Ley alentar el desarrollo de estas entidades y, especialmente las que atienden zonas rurales de la Provincia, en consideración a que persiguen un fin comunitario. En tal marco, toda legislación y reglamentación que se dicte para regular el servicio eléctrico deberá contemplar adecuadamente la existencia y normal continuidad de dichas entidades cooperativas. La concesión del servicio público de transporte, se otorgará a una empresa organizada bajo la forma de sociedad anónima.

Con la finalidad de aumentar la participación y control social de las sociedades concesionarias se deberá prever la capitalización popular a través de la Oferta Pública de acciones de la sociedad, con excepción de las pertenecientes al Programa de Propiedad Participada del Personal.

ARTICULO 21°: Los agentes de la actividad eléctrica abonarán al Organismo de Control una tasa de fiscalización y control de acuerdo con lo dispuesto en los Artículos 62° y 63° de la presente Ley.

CAPITULO VI: DE LOS CONCESIONARIOS PROVINCIALES

ARTICULO 22°: Se considera concesionario provincial de servicios públicos de electricidad a quién, de acuerdo con los términos de una concesión otorgada por la Provincia de Buenos Aires, es responsable de la prestación de los servicios públicos de Distribución y/o de Transporte de electricidad en el ámbito del área concedida. Es requisito previo e imprescindible para la obtención de una concesión provincial, contar con la licencia técnica habilitante, expedida por la Autoridad de Aplicación, en los términos de la presente Ley y su reglamentación.

ARTICULO 23°: Las actividades de los concesionarios provinciales de distribución y transporte se regirán por lo dispuesto en la presente Ley, su reglamentación, y las normas particulares que a tal efecto dicten la Autoridad de Aplicación y el Organismo de Control en el marco de sus respectivas competencias.

CAPITULO VII : DE LOS CONCESIONARIOS MUNICIPALES

ARTICULO 24°: Se consideran concesionarios municipales a los responsables de la prestación del servicio público de distribución de electricidad, en virtud de concesiones otorgadas por Municipalidades de la Provincia de Buenos Aires, en los términos de la presente ley. Es requisito previo e imprescindible para la obtención de una concesión municipal, contar con la licencia técnica habilitante, expedida por la Autoridad de Aplicación, en los términos de la presente Ley y su reglamentación.

ARTICULO 25°: A partir de la fecha de entrada en vigencia de la presente Ley, la actividad de los concesionarios municipales de servicios públicos de distribución se regirá por lo dispuesto en ella, su reglamentación, y las normas particulares que a tal efecto dicten la Autoridad de Aplicación y el Organismo de Control en el marco de sus respectivas competencias. Dentro del término que fije la reglamentación, la Autoridad de Aplicación deberá otorgar las licencias técnicas correspondientes y los Municipios deberán adaptar los contratos de concesión vigentes a las condiciones mínimas establecidas en la presente Ley y su reglamentación.

ARTICULO 26°: Los concesionarios municipales de servicios públicos de distribución de electricidad estarán sujetos, en cuanto a la prestación del servicio a su cargo, a los mismos derechos y obligaciones que los que les correspondan a los concesionarios provinciales de ese mismo servicio.

ARTICULO 27°: El Poder Ejecutivo a pedido de dos o más poderes concedentes municipales, y previa recomendación de la Autoridad de Aplicación, podrá autorizar la unificación de los servicios prestados por dos o más concesionarios municipales de servicios públicos de distribución de electricidad, que operen en virtud de concesiones otorgadas por diferentes municipalidades, procediendo en consecuencia, a otorgar la correspondiente concesión provincial. Dicha solicitud de unificación, deberá fundarse en razones de eficiencia y economía justificadas, debiendo preservarse los derechos de los concesionarios. En estos casos se admitirá para el titular de la nueva concesión, la adopción de las figuras legales previstas en el Artículo 20° para concesionarios municipales.

ARTICULO 28°: A la finalización por cualquier causa de las concesiones en virtud de las cuales los concesionarios municipales prestaran el servicio público de distribución de electricidad a su cargo, a la fecha de entrada en vigencia de la presente Ley, las Municipalidades competentes organizarán y ejecutarán los procedimientos de selección para el otorgamiento de las nuevas concesiones que correspondan, observando lo dispuesto en esta Ley y reglamentación aplicable. La Autoridad de Aplicación establecerá las condiciones mínimas que deberán ser observadas en tales procedimientos, de acuerdo con lo dispuesto en el capítulo XI de esta Ley.

ARTICULO 29°: En los casos previstos en el Artículo precedente, la Municipalidad competente deberá arbitrar en todo momento los medios necesarios a fin de asegurar la continuidad en la prestación del servicio público de distribución de electricidad.

En caso de que así no ocurriera, o en cualquier otra circunstancia mediando requerimiento de la Municipalidad competente, las facultades y atribuciones reconocidas a las municipalidades pasarán, a partir de tal momento, al Estado Provincial. En tal caso, la Autoridad de Aplicación podrá propiciar ante el Poder Ejecutivo el otorgamiento de una concesión provincial para la prestación de los servicios, hasta entonces a cargo del concesionario municipal, o acordar con un concesionario provincial o municipal existente la continuidad en la prestación de tales servicios, sin perjuicio de lo dispuesto en el Artículo 51°.

CAPITULO VIII: PRESTACION DE LOS SERVICIOS PUBLICOS

ARTICULO 30°: Los concesionarios de servicios públicos deberán satisfacer toda demanda de servicios que les sea requerida por los usuarios radicados dentro de su área de concesión, de acuerdo con los términos de los contratos de concesión correspondientes.

ARTICULO 31°: Los concesionarios de servicios públicos de electricidad permitirán el acceso indiscriminado de terceros a la capacidad de transporte remanente de sus sistemas que no esté comprometida para abastecer la demanda de sus usuarios y la ya contratada por terceros, en las condiciones convenidas por las partes de acuerdo a los términos de esta Ley y de las reglamentaciones aplicables, bajo las condiciones que al efecto establezca la Autoridad de Aplicación y mediante el pago de la tarifa de peaje correspondiente aprobada por esta última, en las condiciones del Artículo 14°.

A los fines de esta Ley la capacidad de transporte incluye la de transformación y acceso a toda otra instalación o servicio que determine el Organismo de Control.

ARTICULO 32°: Los concesionarios de servicios públicos de electricidad no podrán otorgar ni ofrecer ventajas o preferencias en el acceso de terceros a sus instalaciones, excepto las que puedan fundarse en categorías de usuarios o diferencias concretas y objetivas, que de manera general determine la Autoridad de Aplicación.

ARTICULO 33°: Quien requiera un servicio de suministro eléctrico o el acceso a la capacidad de transporte remanente de un concesionario de servicios públicos de electricidad y no llegue a un acuerdo sobre las condiciones del servicio requerido podrá, conforme las normas de procedimiento que al efecto se establezcan, solicitar la intervención del Organismo de Control, quien deberá dictar resolución en la materia. Si la falta de acuerdo se fundase en cuestiones de índole tarifaria, la resolución del citado Organismo tendrá en cuenta lo dispuesto por la Autoridad de Aplicación, conforme a lo expresado en los Artículos 14°, 31° y concordantes.

ARTICULO 34°: Para la actividad de los concesionarios de servicios públicos, los contratos deberán fijar especificaciones mínimas de calidad, confiabilidad y seguridad del servicio que podrán ser crecientes en el tiempo, las que serán consideradas junto con los respectivos cuadros tarifarios.

Sin perjuicio del control posterior que el Organismo de Control efectúe respecto de la prestación del servicio en base a los parámetros técnicos específicamente previstos en la reglamentación y contratos correspondientes, como metas a obtener, la Autoridad de Aplicación podrá establecer normas de funcionamiento relativas a la prestación del servicio, a las cuales deberán ajustar su accionar las empresas prestadoras.

Estas normas de carácter preventivo tendrán como objetivo habilitar el seguimiento y evaluación permanente por parte del Organismo de Control, con el propósito de anticipar desviaciones y evitar futuros incumplimientos a la calidad del servicio prestado.

Las concesionarias deberán llevar una Contabilidad Regulatoria, con arreglo a las normas que establezca la Autoridad de Aplicación, y su cumplimiento y control estará a cargo del Organismo de Control (OCEBA). Asimismo, las Entidades Prestadoras de carácter privado deberán cumplir con las relaciones técnicas de carácter económico-financiero, como nivel de endeudamiento, apalancamiento, relación de deuda y ventas, entre otras, que se establezcan en el Contrato de Concesión o en las normas regulatorias emitidas a tal efecto.

ARTICULO 35°: Los concesionarios del servicio público de electricidad efectuarán la operación y el mantenimiento de sus instalaciones en forma de asegurar un servicio adecuado a los usuarios, cumpliendo con las metas y niveles de calidad, confiabilidad y seguridad establecidos en los correspondientes contratos de concesión, y las que en cumplimiento del Artículo 34° dicte la Autoridad de Aplicación.

ARTICULO 36°: Los contratos de concesión, podrán incorporar cláusulas que obliguen a los concesionarios del servicio público de electricidad, a extender o ampliar sus instalaciones, cuando ello resulte razonablemente conveniente a las necesidades del servicio público. En este caso, los mencionados agentes podrán recuperar el monto de las inversiones requeridas, conforme lo dispuesto en el Artículo 42° de la presente Ley.

ARTICULO 37°: Los concesionarios de servicios públicos de electricidad no podrán abandonar instalaciones afectadas a dicho servicio, ni dejar de prestar servicios a su cargo, salvo en los casos en que dichas

instalaciones y/o prestaciones ya no resulten necesarias para la adecuada atención del servicio público, en el presente ni en el futuro previsible.

El establecimiento de la citada falta de necesidad, quedará sujeta a exclusivo criterio del Organismo de Control, quien deberá otorgar su autorización previa y necesaria para que la desafectación de instalaciones y/o cese de prestación por parte del concesionario pueda tener lugar.

ARTICULO 38º: Los concesionarios de servicios públicos de electricidad gozarán de los derechos de servidumbre de electroducto de acuerdo con la legislación aplicable en la materia.

CAPITULO IX: TARIFAS

ARTICULO 39º: Los servicios públicos de electricidad suministrados por los concesionarios serán ofrecidos a tarifas justas y razonables, teniendo en cuenta el derecho de acceso a la energía de todo habitante de la Provincia de Buenos Aires.

ARTICULO 40º: La aprobación de las tarifas a aplicar por los concesionarios provinciales y municipales de servicios públicos de electricidad en todo el ámbito de la Provincia de Buenos Aires, con las limitaciones que surgen del Artículo 1º, segundo párrafo de esta Ley, será atribución exclusiva de la Autoridad de Aplicación, de acuerdo con el régimen y los procedimientos para el cálculo tarifario establecidos en los contratos de concesión. El Organismo de Control realizará los estudios y establecerá las bases para la revisión periódica de los cuadros tarifarios.

El régimen tarifario del servicio, incluirá una tarifa de interés social para ser aplicada a aquellos usuarios residenciales con escasos recursos económicos. La determinación del universo comprendido, deberá realizarse con la participación del municipio y las asociaciones de usuarios y consumidores.

ARTICULO 41º: Los montos a abonar por parte de los usuarios por el abastecimiento de energía eléctrica, para iguales usos, modalidades de consumo y cantidad de unidades físicas serán uniformes en todo el ámbito de la Provincia de Buenos Aires, con las limitaciones que surgen del Artículo 1º segundo párrafo de esta Ley, salvo las lógicas diferencias que surjan como consecuencia de lo enunciado en el Artículo 42º inciso c) y que no sean compensadas por los mecanismos previstos en el Capítulo X de la presente Ley.

ARTICULO 42º: Los criterios a utilizar para la determinación de las tarifas serán los siguientes:

a) Las tarifas de distribución aplicables al abastecimiento de usuarios reflejarán los costos de adquisición de la electricidad, de transporte y su expansión y los costos propios de distribución que se reconozcan por el desarrollo de la actividad específica de distribución de electricidad, en virtud de los contratos otorgados por la Provincia o las Municipalidades.

b) Los costos de adquisición, transporte y su expansión serán valores máximos a reconocer, compatibles con el objetivo de obtener el mínimo costo posible para el usuario de acuerdo con la calidad de servicio requerida.

c) El costo propio de distribución a reconocer deberá proveer, a los distribuidores que operen en forma económica y prudente, recursos necesarios para cubrir los costos normales y razonables de comercialización y de explotación del servicio, costos de capital, amortización y renovación de equipos e instalaciones, expansiones de las redes necesarias para atender las obligaciones especificadas en los respectivos contratos de concesión, tributar los impuestos, y obtener una tasa de rentabilidad equiparable a la de otras actividades de riesgo similar o comparable nacional e internacionalmente, debiendo tener en cuenta asimismo las justificables diferencias de costo que existan en la prestación del mismo tipo de servicio en las distintas áreas de la Provincia de Buenos Aires, que surjan de particularidades geográficas, de la forma de su prestación, y cualquier otra característica que la Autoridad de Aplicación estime relevante.

d) Los grandes consumidores que hagan uso de instalaciones de un concesionario del servicio público de distribución de electricidad para acceder al suministro por parte de otro proveedor, abonarán una tarifa de peaje compuesta por los costos propios de distribución reconocidos al concesionario y utilizados para calcular las tarifas de sus usuarios, los costos de pérdidas de potencia y energía pertinentes, y los costos de transporte que el concesionario requiera de otros distribuidores y/o transportistas.

e) Las tarifas aplicables a la remuneración de los concesionarios de servicios de transporte, que operen en forma económica y prudente, deberán proveerles los recursos suficientes para cubrir costos normales y razonables de comercialización y de explotación del servicio, costos de capital, amortización y renovación de equipos e instalaciones, expansiones, en la medida que correspondan, de las redes necesarias para atender las obligaciones especificadas en los respectivos contratos de concesión, tributar los impuestos, y obtener una tasa de rentabilidad equiparable a la de otras actividades de riesgo similar o comparable nacional e internacionalmente.

ARTICULO 43º: Los ingresos generados por el componente tarifario destinado a la expansión del transporte, según lo previsto en el Artículo 42º a), deberán ser depositados en una cuenta especial, con

las características de un Fondo Fiduciario en la forma que se establezca en la reglamentación, a fin de garantizar el destino de dicho recurso tarifario.

ARTICULO 44°: Los contratos de concesión provinciales y municipales incluirán un cuadro tarifario inicial válido por un período de cinco (5) años, en el que se establecerán los valores máximos que correspondan a cada uno de los servicios, calculados según los principios enunciados en los artículos precedentes. Finalizado cada período de cinco (5) años, el Organismo de Control recalculará el cuadro tarifario para el período de cinco (5) años siguiente, en base a similares criterios a los utilizados para determinar el cuadro tarifario inicial, y lo someterá a la aprobación de la Autoridad de Aplicación.

Los valores incluidos en el cuadro tarifario aprobado al inicio de cada período de cinco años, estarán sujetos a ajustes que permitan reflejar los cambios en los costos de los concesionarios que éstos no puedan controlar. Los procedimientos para la realización de dichos ajustes deberán incluirse en los respectivos contratos de concesión.

CAPITULO X: FONDO PROVINCIAL DE COMPENSACIONES TARIFARIAS

ARTICULO 45°: Créase en el ámbito de la Provincia de Buenos Aires, con las limitaciones que surgen del Artículo 1° segundo párrafo de esta Ley, el Fondo Provincial de Compensaciones Tarifarias con el propósito de compensar las diferencias de costos propios de distribución reconocidos, entre los distintos concesionarios provinciales y municipales, posibilitando que usuarios de características similares de consumo en cuanto a uso y modalidad, abonen por el suministro de iguales cantidades de energía eléctrica, importes equivalentes independientemente de las particularidades a que den lugar su ubicación geográfica, forma de prestación, y cualquier otra característica que la Autoridad de Aplicación estime relevante.

ARTICULO 46°: El Fondo Provincial de Compensaciones Tarifarias se integrará con el aporte de los usuarios localizados en áreas atendidas por los concesionarios provinciales y municipales en el porcentaje que anualmente establezca la Autoridad de Aplicación, sobre los valores de los cuadros tarifarios únicos aprobados. Dicho valor no podrá ser superior al 8% del importe total a facturar a cada usuario, antes de impuestos.

ARTICULO 47°: El Fondo Provincial de Compensaciones Tarifarias será administrado por el Organismo de Control y auditado por la Autoridad de Aplicación. Los concesionarios de servicios públicos de electricidad deberán suministrar, en el plazo y forma en que la reglamentación establezca, la información que les sea requerida por el citado Organismo a los fines de la administración del Fondo.

ARTICULO 48°: El Fondo Provincial de Compensaciones Tarifarias no podrá tener otra aplicación que la de unificar hasta donde sea posible, las tarifas finales en las distintas áreas en que se divida la Provincia de Buenos Aires.

La Autoridad de Aplicación, determinará en qué casos serán trasladables a tarifas las diferencias entre costos propios de distribución no absorbidas por el Fondo Provincial de Compensaciones Tarifarias. El Fondo Provincial de Compensaciones Tarifarias no deberá generar deficiencias o excedentes sistemáticos de recursos y si en un determinado período resultara con déficit o superávit, la diferencia se aplicará al período siguiente.

ARTICULO 49°: Los aportes al Fondo Provincial de Compensaciones Tarifarias serán obligatorios para todos aquellos usuarios que sean clasificados como tributarios del Fondo por la Autoridad de Aplicación.

ARTICULO 50°: La clasificación de las áreas de la Provincia de Buenos Aires a los efectos establecidos en el presente Capítulo, será aprobada por la Autoridad de Aplicación, y revisada al inicio de cada período tarifario a propuesta del Organismo de Control.

CAPITULO XI: CONCESIONES Y LICENCIAS TECNICAS PARA LA PRESTACION DE LOS SERVICIOS PUBLICOS DE ELECTRICIDAD

ARTICULO 51°: La distribución y el transporte de electricidad serán efectuados por la o las personas jurídicas a las que el Poder Ejecutivo haya otorgado la concesión correspondiente, de conformidad con las disposiciones de la presente Ley. Será requisito previo e imprescindible la obtención de la licencia técnica habilitante.

El requisito de obtención de licencia técnica, será también imprescindible para las concesiones municipales de conformidad con lo establecido en el Artículo 24° de la presente Ley.

ARTICULO 52°: En caso de extinción por cualquier causa de las concesiones otorgadas para la prestación de los servicios públicos de transporte y/o distribución de energía eléctrica, y hasta tanto se resuelva el otorgamiento de las nuevas concesiones que correspondan, el Poder Ejecutivo, a través de los organismos, entes, o personas jurídicas de derecho público o privado que determine, podrá prestar dichos servicios.

En caso que existan necesidades insatisfechas de suministro de energía eléctrica de un grupo de potenciales usuarios, y en la medida en que tales necesidades no deban ser obligatoriamente cubiertas por un concesionario en los términos de su contrato de concesión, el Poder Ejecutivo podrá, siempre que el concesionario correspondiente no aceptase tomar a su cargo tal prestación, organizar los medios para

la provisión de tales servicios, fijando en dichos casos las modalidades de la prestación, el responsable de la misma y el régimen tarifario aplicable.

ARTICULO 53°: Los contratos para las concesiones Provinciales y Municipales de servicios públicos de electricidad, deberán regular expresamente como mínimo y según corresponda:

- a) Las condiciones generales y especiales de la concesión y los derechos y obligaciones de las partes;
- b) El plazo de duración;
- c) Las condiciones de uso y ocupación de bienes del Estado Provincial y/o Municipal con los bienes e instalaciones de los concesionarios;
- d) El ámbito territorial de la concesión precisando, en su caso, los límites físicos de la obligación de servicio;
- e) En su caso, las inversiones obligatorias en materia de infraestructura e instalaciones;
- f) Las condiciones técnicas y económicas aplicables a las ampliaciones de las instalaciones, cuando ello resulte conveniente a las necesidades del servicio público;
- g) El régimen de calidad del servicio y de confiabilidad y seguridad del sistema;
- h) Los procedimientos para la tramitación de quejas y reclamos de los usuarios;
- i) Las garantías que deberán prestar los concesionarios provinciales y municipales;
- j) Las condiciones en las que se transferirá al Estado Provincial y/o Municipal o al nuevo concesionario, los bienes afectados al servicio público en caso de caducidad, revocación o falencia;
- k) Las causales de caducidad y revocación, en especial las originadas en la pérdida de la licencia técnica;
- l) El derecho de constituir las servidumbres necesarias a los fines de la prestación del servicio público;
- m) El régimen tarifario, especificando la adhesión al régimen tarifario establecido en el Capítulo IX y al Fondo Provincial de Compensaciones Tarifarias del Capítulo X de la presente Ley; incluyendo la obligación de dar adecuadamente a publicidad los cuadros tarifarios y la información relevante para el usuario;
- n) El régimen sancionatorio por faltas o incumplimientos cometidos por el concesionario con respecto a sus obligaciones emergentes de la concesión;
- o) El encuadre convencional del personal que se destine a la prestación de los servicios de los concesionarios municipales, provinciales o ESEBA S.A., o sus continuadores, deberá estar vinculado con el Convenio Colectivo de Trabajo referente del sector por el cual se otorga la concesión, y las modificaciones de la planta del personal deberán ser acordadas según el avance tecnológico que se produzca, con la organización signataria. Este inciso deberá ser tenido en cuenta para todo agente de este Marco Regulatorio Eléctrico cuya función sea la industria eléctrica.

CAPITULO XII: ATRIBUCIONES DE LA AUTORIDAD DE APLICACION

ARTICULO 54°: Será Autoridad de Aplicación, conforme al Artículo 5° de la presente, el Ministerio de Infraestructura, Vivienda y Servicios Públicos, quien ejercerá las atribuciones inherentes al poder público en lo referente al diseño y la implementación de las políticas en materia de energía eléctrica de la Provincia de Buenos Aires.

En tal sentido, deberá:

- a) Promover las medidas conducentes al desarrollo de la actividad eléctrica provincial a través de medios consistentes con los objetivos fijados en la presente Ley;
- b) Intervenir en el otorgamiento de concesiones provinciales de servicios públicos de electricidad y aprobar las tarifas que deberán aplicar los concesionarios provinciales y municipales para la prestación de dichos servicios en todo el ámbito de la Provincia de Buenos Aires, con las limitaciones que surgen del Artículo 1°, segundo párrafo de esta Ley, así como la clasificación de sus áreas de prestación, de acuerdo con los estudios y las bases de cálculo determinadas por el Organismo de Control;
- c) Proponer al Poder Ejecutivo las normas de funcionamiento del Fondo Provincial de Compensaciones Tarifarias;

d) Establecer los contenidos de las licencias técnicas para la prestación de servicios públicos de electricidad a cargo de los concesionarios de los servicios públicos de electricidad, las que exigirán como mínimo lo siguiente:

d.1 Constitución societaria, bajo una de las formas previstas en la presente Ley;

d.2 Antecedentes que acrediten idoneidad para atender el sistema por el que se otorga la licencia;

d.3 Compromiso de disponibilidad mínima de equipamiento para la atención del sistema para el cual se otorga la licencia;

d.4 Compromiso de personal que destinará a la prestación del servicio, los que deberán estar encuadrados en el Convenio Colectivo de Trabajo referente del sector para el que se otorga la licencia. El personal gerencial deberá estar constituido por profesionales argentinos en al menos un 50% de los cargos;

d.5 Recursos económico-financieros para asumir la responsabilidad como concesionario, por la que se le otorga la licencia;

e) Otorgar y revocar las licencias técnicas;

f) Dictar reglamentos en materia de seguridad, medio ambiente, normas y procedimientos técnicos, de medición y facturación de los consumos, de control y uso de medidores, de interrupción y reconexión de los suministros, de acceso a inmuebles de terceros, y de calidad de los servicios prestados;

g) Autorizar toda construcción de nuevas obras e instalaciones, o ampliaciones o extensiones de las instalaciones existentes en los términos de los Artículos 13° y 18° de la presente Ley;

h) Asesorar al Poder Ejecutivo Provincial y Municipal, en toda materia relacionada con la actividad eléctrica;

i) Coordinar y dirigir toda relación entre la Provincia de Buenos Aires y otras jurisdicciones y países extranjeros en materia de energía eléctrica;

j) Elaborar estudios e informes sobre la situación y la prospectiva de la industria eléctrica de la Provincia, aconsejando las medidas convenientes para la consecución de los propósitos perseguidos, coordinadamente con la autoridad competente en el orden nacional.

Asimismo, elaborará cada cinco años, el Plan Director de los servicios de transporte y distribución de electricidad definiendo las políticas a adoptar y las estrategias públicas a cumplir para alcanzar los objetivos y metas fijadas en la presente Ley;

k) Administrar el producido de todo impuesto o contribución nacional o provincial relacionado con la actividad eléctrica, con excepción del Fondo Provincial de Compensaciones Tarifarias;

l) Auditar la administración que el Organismo de Control realiza sobre el Fondo Provincial de Compensaciones Tarifarias;

m) Aprobar, publicar y difundir el presupuesto anual del Organismo de Control y recibir los eventuales comentarios que los agentes hagan sobre el mismo;

n) En los casos que corresponda, coordinar su actividad con el órgano local competente en materia cooperativa;

ñ) Definir los Regímenes Tarifarios y los procedimientos para la determinación de los cuadros tarifarios que se incluirán en los Contratos de Concesión debiendo preverse en los mismos la inclusión de una Tarifa de Interés Social;

o) De manera general, ejercer todas las demás atribuciones que se le encomienden de acuerdo con la presente Ley, las que pueda delegarle el Poder Ejecutivo y todas las facultades propias de la Autoridad Pública en materia de energía eléctrica que no estuvieran expresamente encomendadas por la presente Ley a otros organismos.

CAPITULO XIII: DEL ORGANISMO DE CONTROL - ORGANIZACION - ATRIBUCIONES - TASA DE FISCALIZACION Y CONTROL

ARTICULO 55°: El Organismo de Control gozará de autarquía y tendrá plena capacidad jurídica para actuar en el ámbito del derecho público y privado, y su patrimonio estará constituido por los bienes que se le transfieran y por los que adquiera en el futuro por cualquier título. Para el adecuado cumplimiento de las

funciones de fiscalización y control que le son propias, se lo dotará de los recursos y estructura necesarios. Tendrá su sede en la ciudad de La Plata.¹

ARTICULO 56°: El Organismo de Control será dirigido por un Directorio integrado por cinco miembros de los cuales uno será su Presidente, otro su Vicepresidente, y los restantes vocales.

Los miembros del Directorio serán seleccionados entre personas con probados antecedentes técnicos y profesionales en la materia, y designados por el Poder Ejecutivo.

Su mandato durará cinco años, y podrá ser renovado en forma indefinida. Cesarán en sus mandatos en forma escalonada cada año. A los efectos de permitir tal escalonamiento, al designarse el primer Directorio se establecerá que, por única vez, el mandato del Vicepresidente será de cuatro años, el del Primer Vocal de tres años, el del Vocal Segundo de dos años, y el del Vocal Tercero de un año.

ARTICULO 57°: Créase en el ámbito del Organismo de Control la Sindicatura de Usuarios, la que tendrá como función representar los intereses de los usuarios del servicio público de electricidad.

La Sindicatura de Usuarios será integrada por las asociaciones legalmente constituidas e inscripta en el Registro Único de Asociaciones de Usuarios y Consumidores de la Provincia de Buenos Aires, en la forma que lo establezca la reglamentación.

La Sindicatura de Usuarios dispondrá de un presupuesto de hasta el siete por ciento (7%) del total del presupuesto asignado al Organismo, para su funcionamiento, conforme el mecanismo de distribución que establezca la propia Sindicatura. Los representantes de los usuarios prestarán sus funciones absolutamente ad honorem.

ARTICULO 58°: Los miembros del Directorio tendrán dedicación exclusiva en sus funciones, alcanzándoles las incompatibilidades fijadas por ley para los funcionarios públicos, y solo podrán ser removidos de sus cargos por acto fundado del Poder Ejecutivo.²

ARTICULO 59°: Los miembros del directorio no podrán ser propietarios ni tener interés alguno, directo ni indirecto, en empresas reconocidas como agentes de la actividad eléctrica por el Artículo 7° de esta ley, ni en sus controladas o controlantes.

ARTICULO 60°: El Presidente ejercerá la representación legal del Organismo y en caso de impedimento o ausencia transitoria será reemplazado por el Vicepresidente.

ARTICULO 61°: El Directorio formará quórum con la presencia de 3 de sus miembros, uno de los cuales deberá ser el Presidente o el Vicepresidente, en su caso, y sus resoluciones se adoptarán por mayoría simple. El presidente o el vicepresidente, en su caso, tendrá doble voto en caso de empate.

ARTICULO 62°: Serán funciones del Organismo de Control, entre otras:

a) Defender los intereses de los usuarios, atendiendo los reclamos de los mismos, de acuerdo a los derechos enunciados en el Capítulo XV;

b) Hacer cumplir la presente Ley, su reglamentación y disposiciones complementarias, controlando la prestación de los servicios y el cumplimiento de las obligaciones fijadas en los contratos de concesión en tal sentido y el mantenimiento de los requisitos exigidos en las licencias técnicas para el funcionamiento de los concesionarios de los servicios públicos de electricidad;

c) Asignar a sus funcionarios las atribuciones que considere adecuadas para una eficiente y económica aplicación de la presente Ley;

d) Organizar y aplicar el régimen de Audiencias públicas previstas en esta Ley;

e) Dictar el reglamento interno del Cuerpo;

f) Contratar y remover al personal del organismo, fiscalizar sus funciones y condiciones de empleo;

g) Confeccionar anualmente su memoria y balance;

h) Intervenir necesariamente en toda cuestión vinculada con la actividad de los concesionarios de servicios públicos de electricidad, en particular respecto a la relación de los mismos con los usuarios;

i) Prevenir conductas anticompetitivas, monopólicas o discriminatorias entre los participantes de cada una de las actividades eléctricas;

j) Formular los estudios y establecer las bases para la revisión de los cuadros tarifarios, y la clasificación de las áreas de prestación y controlar que las tarifas de los servicios de electricidad sean aplicadas de conformidad con los correspondientes contratos de concesión, licencias técnicas y las disposiciones de esta Ley;

- k) Administrar el Fondo Provincial de Compensaciones Tarifarias y cualquier otro fondo destinado a tal fin;
- l) Publicar y difundir los principios generales que deberán aplicar los concesionarios de servicios públicos de electricidad, para asegurar el libre acceso no discriminatorio a sus instalaciones o servicios;
- ll) Emitir "Guías de Seguimiento y Control" dirigidas a las concesionarias en forma particular y/o general. Estas "Guías" le permitirán a los prestadores conocer la opinión del Organismo y orientar el comportamiento observado, a fin de obtener mayores resultados en la prestación del servicio;
- m) Intervenir, cuando corresponda, en la concesión de servidumbres de electroducto;
- n) Velar por la protección de la propiedad, el medio ambiente y la seguridad pública en la construcción y operación de los sistemas de generación, transporte y distribución de electricidad, incluyendo el derecho de acceso a las instalaciones de propiedad de generadores, de los concesionarios de servicios públicos de electricidad y de los usuarios, previa notificación, a efectos de investigar cualquier amenaza real o potencial a la seguridad pública;
- ñ) Elaborará anualmente una Memoria y Guía de Gestión, con indicadores cualitativos y cuantitativos, la que deberá ser presentada a la Honorable Legislatura y dada a conocer al público en general dentro del primer bimestre de cada año, bajo el procedimiento establecido por la Autoridad de Aplicación;
- o) Promover por sí o por intermedio de quien corresponda, las acciones judiciales y/o administrativas y/o reclamos para asegurar el cumplimiento de sus funciones y de los fines de esta Ley, su reglamentación, y los contratos de concesión y licencias técnicas;
- p) Reglamentar el procedimiento para la aplicación de las sanciones que correspondan por violación de disposiciones legales, reglamentarias o contractuales;
- q) Aplicar las sanciones previstas en la presente Ley, su reglamentación y en los contratos de concesión y las licencias técnicas correspondientes, respetando en todos los casos el debido proceso legal;
- r) Requerir de los agentes de la actividad eléctrica y de los usuarios, la documentación e información necesarios para verificar el cumplimiento de esta Ley, su reglamentación y los contratos de concesión y licencias técnicas correspondientes, realizando las inspecciones que al efecto resulten necesarias, con adecuado resguardo de la confidencialidad de la información que pueda corresponder;
- s) Publicar toda la información y dar el asesoramiento que sea de utilidad para los agentes de la actividad eléctrica y los usuarios, siempre que ello no perjudique injustificadamente derechos a dichos agentes, usuarios y/o de terceros;
- t) Asegurar la publicidad de las decisiones que adopte, incluyendo los antecedentes en base a los cuales fueron adoptadas las mismas;
- u) Someter anualmente al Ministerio de Infraestructura, Vivienda y Servicios Públicos de la Provincia de Buenos Aires³, un informe sobre las actividades desarrolladas durante el último año y sugerencias sobre medidas a adoptar en beneficio del interés público, incluyendo la protección de los usuarios;
- v) Promover ante los fabricantes de equipamiento eléctrico, las innovaciones tecnológicas tendientes a lograr mejoras compatibles con las exigencias a la calidad de servicio establecida en los contratos de concesión y licencias técnicas;
- w) En los casos que corresponda, coordinar su actividad con el órgano provincial competente en materia cooperativa;
- x) En general, realizar todo otro acto que le sea encomendado por la presente Ley o que sea necesario para el mejor cumplimiento de sus funciones y de los fines de la misma y su reglamentación.

ARTICULO 63°: El Organismo se regirá en su gestión financiera, patrimonial y contable, por las disposiciones de la presente Ley y reglamentos que a tal efecto se dicten. Quedará sujeto al control externo que establece el régimen de contralor público. Las relaciones con su personal se regirán por la Ley de Contrato de Trabajo, no siéndole de aplicación el régimen jurídico básico de la función pública.

ARTICULO 64°: Los agentes de la actividad eléctrica abonarán anualmente por adelantado al Organismo de Control, una tasa de fiscalización y control.

Dicha tasa estará determinada en función del presupuesto anual de inversiones y gastos, establecida por el Organismo.

Esta tasa será fijada en forma singular para cada prestador en particular y será igual a la suma total de gastos e inversiones prevista por el Organismo en el presupuesto, multiplicada por una fracción en la cual

el numerador, estará compuesto por los ingresos brutos, antes de impuestos por facturación de su actividad eléctrica, correspondiente al año anterior y el denominador, por el total de los ingresos brutos, antes de impuestos de la totalidad de los agentes de la Provincia para igual período.

ARTICULO 65°: La mora por falta de pago de la tasa de fiscalización y control se producirá de pleno derecho y devengará los intereses punitivos que establezca la reglamentación. El certificado de deuda por falta de pago de la tasa de fiscalización y control expedido por el Organismo de Control, habilitará el procedimiento de apremio ante los tribunales competentes.

CAPITULO XIV: ATRIBUCIONES DE LAS MUNICIPALIDADES DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES RESPECTO DEL CONTROL DE LA PRESTACION DEL SERVICIO PUBLICO DE DISTRIBUCION

ARTICULO 66°: Las Municipalidades de la Provincia de Buenos Aires asistirán al Organismo de Control en el ejercicio de las funciones propias de éste último, respecto al control de los concesionarios del servicio público de distribución de electricidad, de acuerdo con los términos de la presente Ley y de las reglamentaciones que sobre el particular se dicten.

Las Municipalidades deberán recibir toda denuncia y/o reclamo formulados por los usuarios, respecto de la prestación de los servicios públicos a cargo de los concesionarios, elevando las mismas para su tratamiento al Organismo de Control.

CAPITULO XV: DERECHOS DE LOS USUARIOS

ARTICULO 67°: Se reconocen a favor de los usuarios del servicio público de electricidad, radicados en el ámbito de la Provincia de Buenos Aires, con las limitaciones que surgen del Artículo 1°, segundo párrafo de esta Ley, los siguientes derechos mínimos:

a) Recibir un suministro de energía continuo, regular, uniforme y general que cumpla con las metas y niveles mínimos de calidad que determine la Autoridad de Aplicación, a través de los respectivos contratos de concesión otorgados a los concesionarios de servicios públicos de electricidad;

b) Que se les facturen sus consumos de energía eléctrica en base a valores realmente medidos, a intervalos de tiempo regulares y a precios no superiores a los que surgen de aplicar a dichos consumos, las tarifas contenidas en los cuadros aprobados por la Autoridad de Aplicación;

c) Ser informado en forma clara y precisa acerca de las condiciones de la prestación, de sus derechos y obligaciones y de toda otra cuestión y/o modificación que surja mientras se realiza la misma, y que pueda afectar las relaciones entre el prestador y el usuario;

d) Que se brinde a los reclamos que el usuario pueda efectuar, referidos a deficiencias en la prestación del servicio y/o a errores en la facturación que recibe, un trámite diligente y responsable, dándole adecuada respuesta en los plazos y modalidades que se estipulen en el régimen de suministro;

e) Efectuar sus reclamos ante el Organismo de Control, cuando entienda que los mismos no hayan sido evacuados en tiempo y forma por los concesionarios de servicios públicos de electricidad, o cuando interprete que no han sido debidamente tenidos en cuenta sus derechos;

f) Ser compensado por los daños producidos a personas y/o bienes de su propiedad, causados por deficiencias en el servicio, imputables a quien realiza la prestación;

g) No ser privado del suministro si no media una causa real y comprobada, prevista expresamente en la legislación específica, el contrato de concesión de su prestador y/o el régimen de suministro vigente;

h) Las asociaciones de consumidores y usuarios constituidas como personas jurídicas, estarán legitimadas para accionar ante el Organismo de Control, cuando resulten objetivamente afectados o amenazados los derechos de los consumidores y/o usuarios.

i) Al acceso a la electricidad como un derecho inherente a todo habitante de la Provincia de Buenos Aires, garantizándose un abastecimiento mínimo y vital;

j) A participar en el Organismo de Control a través de las asociaciones de usuarios legalmente habilitadas, las que conformarán la Sindicatura de Usuarios.

CAPITULO XVI : PROCEDIMIENTOS Y CONTROL JUDICIAL

ARTICULO 68°: Toda controversia entre los agentes de la actividad eléctrica en el ámbito de la Provincia de Buenos Aires, con las limitaciones que surgen del Artículo 1° segundo párrafo de esta Ley, en materia de prestación de servicios públicos de electricidad o actividades eléctricas, deberá ser sometida previa y obligatoriamente para su resolución, al Organismo de Control el que deberá expedirse en el término de

sesenta días hábiles de la presentación del reclamo. El procedimiento administrativo se regirá por la ley de Procedimientos Administrativos.

Los usuarios deberán efectuar en todos los casos reclamo previo ante el agente prestador. Contra la resolución denegatoria o silencio, el usuario podrá optar entre recursos ante el Organismo de Control o la justicia.

El Organismo de Control podrá, cuando lo considere conveniente, otorgar el tratamiento de audiencia pública.

El Organismo de Control dictará las normas de procedimiento con sujeción a las cuales se realizarán las audiencias públicas y se aplicarán las sanciones previstas en la presente Ley, debiéndose asegurar en todos los casos el cumplimiento de los principios del debido proceso.

Los usuarios y terceros interesados tendrán el derecho de solicitar la intervención del Organismo de Control en toda materia vinculada con la actuación de los agentes de la actividad eléctrica, sometiéndose en este caso a la jurisdicción del mismo.

ARTICULO 69°: El Poder Ejecutivo podrá dictar reglamentaciones alternativas para la solución de los conflictos, a los que podrán optar los agentes y/o usuarios.

CAPITULO XVII : CONTRAVENCIONES Y SANCIONES

ARTICULO 70°: Las violaciones o incumplimientos de las obligaciones que surjan de los contratos de concesión, serán sancionados con el régimen de penalidades allí previstas. Dicho régimen deberá tender a orientar las inversiones de los concesionarios hacia el beneficio de los usuarios.

El régimen deberá responder a un criterio de progresividad en su aplicación. Las sanciones serán proporcionadas a la magnitud de los incumplimientos y tendrán en cuenta la reiteración de los mismos, así como los efectivos perjuicios sufridos por los usuarios.

El régimen sancionatorio podrá prever, entre otras, las sanciones de apercibimientos y multas. La acumulación de sanciones durante el término de la vigencia de la concesión, en los términos dispuestos en la misma, podrá ser considerada incumplimiento grave del concesionario y habilitar consecuentemente la aplicación de la sanción de caducidad de la concesión.

ARTICULO 71: El Organismo de Control podrá disponer el secuestro de bienes como medida precautoria, a no ser que dichos bienes pertenezcan a un tercero no responsable.

ARTICULO 72°: En las acciones de prevención y constatación de contravenciones, así como para lograr el cumplimiento de las medidas de secuestro y otras que pudieran corresponder, el Organismo de Control estará facultado para requerir el auxilio de la fuerza pública con jurisdicción en el lugar del hecho. A tal fin bastará con que el funcionario competente para la instrucción de las correspondientes actuaciones administrativas, expida un requerimiento escrito a la autoridad que corresponda. Si el hecho objeto de prevención o comprobación constituyera un delito de orden público, deberá dar inmediata intervención al tribunal de justicia con jurisdicción en el lugar.

ARTICULO 73: Las violaciones o incumplimientos de la presente Ley y sus normas reglamentarias cometidos por agentes no concesionarios de servicios públicos de electricidad, serán sancionados con:

- a) Multa entre un monto equivalente al valor de 1 kWh y 15 MWh, considerado al día de la comisión de la infracción;
- b) Inhabilitación especial de hasta cinco (5) años;
- c) Suspensión de hasta noventa (90) días en la prestación o recepción de los servicios;
- d) Decomiso de los elementos utilizados para cometer la contravención, o de los bienes, artefactos e instalaciones construidas o ubicadas en contravención. Esta sanción podrá aplicarse como accesoria de las anteriores o independientemente de las mismas.

CAPITULO XVIII: REGIMEN TRIBUTARIO PROVINCIAL Y MUNICIPAL

ARTICULO 74°: Los agentes de la actividad eléctrica a que se refiere el Artículo 7° inciso c) de la presente Ley, por las operaciones de venta que realicen con usuarios o consumidores finales, abonarán mensualmente a la Provincia de Buenos Aires, una contribución equivalente al seis por mil (6 ‰) de sus entradas brutas, netas de impuestos, recaudadas por la venta de energía eléctrica en esta jurisdicción – con excepción de las correspondientes por suministro para alumbrado público- la que se trasladará en forma discriminada en la facturación al usuario.

Dicha contribución será sustitutiva de los impuestos Inmobiliarios, a los Automotores y de Sellos, y del impuesto sobre los Ingresos Brutos, en la medida en que mantengan su vigencia los gravámenes establecidos por los Decretos-Leyes 7290/67 y/o 9038/78 y sus modificatorios, o no se implemente la autorización conferida por el Artículo 16° del Decreto-Ley 7290/67 y/o el Artículo 5° del Decreto-Ley 9038/78, con relación a la reducción de la alícuota al servicio residencial. En ambos supuestos, la carga tributaria total no podrá superar a la determinada al momento de publicación de la presente Ley.

ARTICULO 75°: Los agentes de la actividad eléctrica a que se refiere el Artículo 7°, inciso c) de la presente Ley, por las operaciones de venta con usuarios o consumidores finales, abonarán mensualmente a las Municipalidades de los partidos respectivos, una contribución equivalente al seis (6) por ciento de sus entradas brutas, netas de impuestos, recaudadas por la venta de energía eléctrica -con excepción de las correspondientes por suministros para alumbrado público- la que se trasladará en forma discriminada en la facturación al usuario.

Dicha contribución será sustitutiva de todo gravamen o derecho municipal, inclusive los referidos al uso del dominio público, excepto que se trate de contribuciones especiales o de mejoras y de aquellos que correspondan por la prestación efectiva de un servicio no vinculado a su actividad.

Los agentes de la actividad eléctrica comprendidos en el primer párrafo liquidarán dentro de los diez (10) días de vencido cada mes calendario, la diferencia entre el importe de la contribución del seis (6) por ciento y el de las eventuales deudas por servicios o suministros prestados por cualquier concepto a la respectiva municipalidad. El pago correspondiente a la suma resultante de tal compensación por los agentes de la actividad eléctrica o el municipio, según correspondiera, será efectuado dentro de los diez (10) días corridos a partir del plazo establecido para compensar.

CAPITULO XIX : DISPOSICIONES VARIAS

ARTICULO 76°: Derogase toda disposición legal o reglamentaria que se oponga o contradiga los contenidos de la presente Ley.

ARTICULO 77°: La falta de pago del suministro de energía eléctrica por parte de los usuarios, de los grandes consumidores, o de los concesionarios de servicios públicos de distribución de electricidad, habilitará al acreedor a proceder a la interrupción y/o desconexión de dicho suministro o servicio. Esa interrupción y/o desconexión no eximirá al concesionario de la obligatoriedad, que respecto de la prestación del suministro estipule el contrato de concesión, y especialmente en lo que hace al mantenimiento de los servicios esenciales.

Para la percepción de los importes correspondientes se aplicará el procedimiento ejecutivo, siendo título hábil la constancia de deuda conformada por el Organismo de Control, que determine la reglamentación.

ARTICULO 78°: Las facturas a usuarios por la prestación del servicio público de distribución de electricidad deberán detallar la información necesaria y suficiente que permita constatar al usuario en forma unívoca el valor de las magnitudes físicas consumidas, el período al cual corresponde, los precios unitarios aplicados y las cargas impositivas.

Se deberá eliminar la facturación estimada, en el término que se fije en el contrato de concesión. Podrán incluirse en las facturas conceptos ajenos a la prestación del servicio público, cuando tal procedimiento hubiera sido expresa e individualmente autorizado por el usuario y aprobado por el Organismo de Control y siempre que se permita el pago por separado de los importes debidos exclusivamente a la prestación del suministro eléctrico.

En el caso cooperativo, la aprobación mencionada en el párrafo anterior, deberá responder a la normativa específica del Órgano local competente en la materia.

Podrá ser incluido en las facturas, como concepto de prestación de servicios, el consumo, medido por alumbrado público.

La falta de pago de cualquier concepto ajeno al precio de la energía consumida por el usuario y los cargos que correspondan de acuerdo con el párrafo primero del presente artículo, no podrá constituir causal de incumplimiento habilitante para la interrupción o desconexión del suministro a dicho usuario.

ARTICULO 79°: Encomiéndese al Poder Ejecutivo la negociación y celebración de los acuerdos que sean necesarios con las autoridades competentes del Estado Nacional a fin de dar pleno y eficaz cumplimiento a lo dispuesto en el segundo párrafo del Artículo primero de la presente Ley.

ARTICULO 80°: El Poder Ejecutivo, deberá establecer en una fecha no mayor a ciento ochenta (180) días, contados a partir desde la fecha de la entrada en vigencia de la presente Ley, los plazos y mecanismos, a los efectos de adecuar a la misma, la actividad eléctrica que se preste en la jurisdicción de la Provincia de Buenos Aires.

Para los casos de concesiones provinciales del servicio eléctrico, el Poder Ejecutivo, deberá acordar con los concesionarios la readecuación a la presente Ley, de los respectivos contratos de concesión existentes a la fecha de entrada en vigencia.

Para el caso del servicio eléctrico de concesión municipal, las Municipalidades, con el control de la Autoridad de Aplicación y del Organismo de Control, deberán acordar con los concesionarios la readecuación de esta Ley, de los contratos de concesión existentes a la fecha de entrada en vigencia de la misma.

ARTICULO 81°: El Poder Ejecutivo deberá otorgar el o los contratos de concesión correspondientes a los servicios públicos de electricidad de carácter provincial conforme a lo previsto en la presente Ley, dentro de los sesenta días de entrada en vigencia del decreto reglamentario.

Las Municipalidades, deberán adecuar sus contratos de concesión vigentes, a los términos de la presente Ley dentro de los noventa días de entrada en vigencia del decreto reglamentario.

ARTICULO 82°: La presente Ley entrará en vigencia el día siguiente al de su promulgación por parte del Poder Ejecutivo.

ARTICULO 83º: Comuníquese al Poder Ejecutivo.

¹ Por Decreto de promulgación 75/96 (art. 1º), se observó la expresión: "..., y aprobará su propia estructura orgánica".

² Por Decreto de promulgación 75/79 (art. 2º), se observó el párrafo: "Previo a la designación y/o remoción, el Poder Ejecutivo deberá comunicar los fundamentos de tal decisión a la comisión que la Legislatura Provincial designe, integrada por los senadores y diputados que cada cámara nomine, garantizando una representación igualitaria de ambas cámaras. Esta comisión deberá emitir opinión dentro del plazo de treinta días corridos de recibidas las actuaciones. Emitida la misma, o transcurrido el plazo establecido para ello, el Poder Ejecutivo quedará habilitado para el dictado del acto administrativo respectivo."

³ Corresponde Ministerio de Infraestructura, Vivienda y Servicios Públicos, Ley 13.175 (de Ministerios), vigente.

ANEXO II
Marco Regulatorio Eléctrico de la Provincia de Buenos Aires
Texto Ordenado de la Ley 11.769
Con las modificaciones introducidas por las Leyes Nros. 11.969 y 13.173

LEY 11.769	LEY 11.969	LEY 13.173	T.O
1			1
2			2
3			3
Inc. a)	-	Inc.a) (sustituido)	Inc. a)
Inc. b)			Inc. b)
Inc. c)			Inc. c)
Inc. d)			Inc. d)
Inc. e)			Inc. e)
Inc. f)			Inc. f)
Inc. g)			Inc. g)
Inc. h)			Inc. h)
Inc. i)	-	Inc.i) (sustituido)	Inc. i)
Inc. j)			Inc. j)
4			4
5		5 (sustituido)	5
6			6
7			7
8			8
9			9
10			10
11			11
12			12
13			13
14			14
15			15
16			16
17			17
18			18
19			19
20	-	20 (sustituido)	20
21			21
22			22
23			23
24			24
25			25
26			26
27			27
28			28
29			29
30			30
31			31
32			32
33			33
34	-	34 (sustituido)	34
35	-	35 (sustituido)	35
36			36
37			37
38			38
39	-	39 (sustituido)	39

40	-	40 (sustituido)	40
41			41
42			42
Inc. a)	-	Inc a) (sustituido)	Inc. a)
Inc. b)	-	Inc b) (sustituido)	Inc. b)
Inc. c)			Inc. c)
Inc. d)			Inc. d)
Inc. e)			Inc. e)
Inc. f)	-	Inc. f) (suprimido)	-
Inc. g)			Inc. f)
-	-	42 bis (incorporado)	43
43			44
44			45
45	-	45 (sustituido)	46
46			47
47			48
48			49
49			50
50			51
51			52
52			53
Inc. a)			Inc. a)
Inc. b)			Inc. b)
Inc. c)			Inc. c)
Inc. d)			Inc. d)
Inc. e)			Inc. e)
Inc. f)			Inc. f)
Inc. g)	-	Inc. g) (sustituido)	Inc. g)
Inc. h)			Inc. h)
Inc. I)			Inc. I)
Inc. j)			Inc. j)
Inc. k)			Inc. k)
Inc. l)			Inc. l)
Inc. m)			Inc. m)
Inc. n)			Inc. n)
Inc. o)			Inc. o)
53	-	53 primer párrafo	54
Inc. a)			Inc. a)
Inc. b)			Inc. b)
Inc. c)			Inc. c)
Inc. d)			Inc. d)
d.1)			d.1)
d.2)			d.2)
d.3)			d.3)
d.4)	-	d.4 (sustituido)	d.4)
d.5)			d.5)
Inc. a)			Inc. a)
Inc. b)			Inc. b)
Inc. c)			Inc. c)
Inc. d)			Inc. d)
Inc. e)			Inc. e)
Inc. f)			Inc. f)
Inc. g)	-	Inc g) (sustituido)	Inc. g)
Inc. h)			Inc. h)
Inc. i)			Inc. i)
Inc. j)	-	Inc j) (sustituido)	Inc. j)
Inc. k)			Inc. k)
Inc. l)			Inc. l)
Inc.m)			Inc. m)
Inc. n)			Inc. n)
-	-	Inc. ñ) (incorporado)	Inc. ñ)
Inc. o)			Inc. o)
54			55
55			56
-	-	55 bis (incorporado)	57
56			58
57			59
58			60
59			61
60	-	60 primer párrafo	62
Inc. a)			Inc. a)
Inc. b)			Inc. b)

Inc. c)			Inc. c)
Inc. d)			Inc. d)
Inc. e)			Inc. e)
Inc. f)			Inc. f)
Inc. g)			Inc. g)
Inc. h)			Inc. h)
Inc. I)			Inc. I)
Inc. j)			Inc. j)
Inc. k)			Inc. k)
Inc. l)			Inc. l)
-	-	Inc II) (incorporado)	Inc II)
Inc. m)			Inc. m)
Inc. n)			Inc. n)
-	-	Inc ñ) (incorporado)	Inc. ñ)
Inc. o)			Inc. o)
Inc. p)			Inc. p)
Inc. q)			Inc. q)
Inc. r)			Inc. r)
Inc. s)			Inc. s)
Inc. t)			Inc. t)
Inc. u)			Inc. u)
Inc. v)			Inc. v)
Inc. w)			Inc. w)
Inc. x)			Inc. x)
61			63
62	-	62 (sustituido)	64
63			65
64			66
65			67
Inc. a)			Inc. a)
Inc. b)			Inc. b)
Inc. c)			Inc. c)
Inc. d)			Inc. d)
Inc. e)			Inc. e)
Inc. f)			Inc. f)
Inc. g)			Inc. g)
Inc. h)			Inc. h)
-	-	Inc. j) (incorporado)	Inc. i)
-	-	Inc. j) (incorporado)	Inc. j)
66			68
-	-	-	-
68			69
69			70
70			71
71			72
72			73
Inc. a)			Inc. a)
Inc. b)			Inc. b)
Inc. c)			Inc. c)
Inc. d)			Inc. d)
-	Capítulo XVII bis (incorporado)	Capitulo XVIII	
-	72 bis (incorporado)		74
-	72 ter (incorporado)		75
73			76
74			77
75			78
76			79
-	-	77 (incorporado)	80
78			81
79			82
80			83

9.3. DISPOSICIÓN N° 1.922 D.P.E.

Provincia de Buenos Aires

MINISTERIO DE INFRAESTRUCTURA

DIRECCIÓN PROVINCIAL DE ENERGÍA

Disposición N° 1.922

La Plata, 26 de noviembre de 2009.

Expte. 2403-2902/07

VISTO la Ley N° 11.769 (s/ T.O. Dto 1.868/04) y su Decreto Reglamentario N° 2.479/04 y las Disposiciones D.P.E. N° 1.452/08 y N° 1.536/09 y;

CONSIDERANDO:

Que la Disposición N° 1.452/08, estableció como requerimiento informativo para los concesionarios provinciales y municipales de distribución de energía eléctrica, la presentación con carácter de declaración jurada de una base de datos georreferenciada correspondiente a sus instalaciones dedicadas al servicio público de distribución de energía eléctrica;

Que entre los usos más relevantes se encuentra la determinación de los activos puestos a disposición para la prestación del servicio, su regularización de acuerdo a la normativa vigente y la posibilidad de tipificación y valuación de los mismos, incidiendo de manera determinante sobre el cálculo tarifario y la distribución del Fondo Provincial Compensador Tarifario y del Fondo Subsidiario para Compensaciones Tarifarias Regionales;

Que los resultados preliminares de la solicitud mencionada en párrafos precedentes, arrojó un nivel de cumplimiento técnico e informativo escaso e insatisfactorio para una cantidad de tareas que utilizan dicha base de datos como herramienta e instrumento de planificación del sistema eléctrico provincial;

Que en tal sentido se dicta la Disposición N° 1.536/09, por la cual se establece la periodicidad anual de las obligaciones establecidas en la Disposición N° 1.452/08, fijando como vencimiento el último día hábil del mes de diciembre del año correspondiente a informar, con el objeto de mantener actualizada la base de datos;

Que dicha disposición establece además los contenidos, metodología y especificaciones informáticas para el cumplimiento de los requerimientos efectuados por la Disposición N° 1.452/08;

Que los concesionarios provinciales y las entidades de segundo grado representativas de los concesionarios municipales de distribución de energía eléctrica realizaron presentaciones a esta Dirección Provincial, a través de las cuales hacen referencia al escaso tiempo que poseen a los efectos de cumplimentar con la información requerida dado el volumen y complejidad de las tareas a desarrollar, solicitando en consecuencia la ampliación de los plazos establecidos;

Que, además, los prestadores han realizado consultas y observaciones en referencia a los contenidos que fueran explicitados en el Anexo I de la Disposición N° 1536/09, por lo cual es oportuno realizar las aclaraciones pertinentes;

Que parte de la información requerida es necesaria para dar cumplimiento con lo dispuesto por la Resolución 4/06 el Consejo Federal de Energía Eléctrica a través de la cual se aprueba el régimen de información a presentar por las jurisdicciones provinciales para el cálculo de su participación en la distribución del Fondo Subsidiario para Compensaciones Regionales de Tarifas a Usuarios Finales (FCT);

Que, entre la documentación a suministrar anualmente, se debe presentar la longitud total de líneas de media tensión y monofásica con retorno a tierra en servicio, los centros de distribución, estaciones y subestaciones transformadoras y sustentada mediante un sistema de posicionamiento geográfico (GPS);

Que en tal sentido puede considerarse como situación excepcional para la presentación de la información requerida correspondiente al año 2009, el desdoblamiento en el plazo, a los efectos de una entrega parcial de la misma que permita el cumplimiento con el Consejo Federal de Energía Eléctrica como la consolidación de una base de datos con parámetros simplificados por parte de esta Dirección; y la presentación final del ejercicio con todo el conjunto de información completa según lo establecido en la Disposición N° 1536/09;

Por ello,

EL DIRECTOR PROVINCIAL DE ENERGÍA

DISPONE:

ARTÍCULO 1º - Prorrogar, con carácter de excepción, la fecha de vencimiento para la presentación de la totalidad de la información determinada por los artículos 1º y 2º de la Disposición N° 1536/09 correspondiente al año 2009, al último día hábil del mes de junio de 2010.

ARTÍCULO 2º - Reemplazar el Anexo I de la Disposición N° 1536/09 por el Anexo de igual denominación contenido en la presente.

ARTÍCULO 3º - Determinar la fecha del 31 de diciembre del corriente año, como plazo máximo para la presentación parcial por parte de los concesionarios provinciales y municipales de distribución de energía eléctrica, de los requerimientos de información necesarios y obligatorios definidos a través de las consideraciones excepcionales del Anexo I de la presente.

ARTÍCULO 4º - Registrar y devolver estas actuaciones a la Dirección Provincial de Energía para su publicación en el Boletín Oficial, comunicación y fines pertinentes.

Néstor Callegari

Director Provincial de Energía

Anexo I

Fase Activos Georreferenciados AT-MT-BT – Año 20__

Aspectos Generales

Todo concesionario de distribución de electricidad actuante en la jurisdicción eléctrica de la provincia de Buenos Aires deberá cumplimentar el informe solicitado de acuerdo al contenido, metodología, especificaciones informáticas y normas de presentación que a continuación se detallan.

Las instalaciones a auditar se corresponden a todos aquellos activos que siendo de propiedad del Concesionario, se encuentren afectados total o parcialmente al desarrollo de la actividad de distribución de energía eléctrica que el mismo presta dentro de su área de concesión.

Para una eficaz realización de la tarea y aprovechamiento de sus resultados, la Dirección Provincial de Energía proveerá a todos y cada uno de los concesionarios involucrados, una herramienta de control previo y generación de archivos necesarios para el envío de la información de utilización obligatoria.

Las características del programa de validación se detallan más adelante en este anexo. La presentación a realizar deberá ser acompañada por el reporte generado por el programa mencionado, debiendo estar firmada por las autoridades técnica e institucionalmente responsables del prestador.

Por otra parte, la Dirección pondrá a disposición una base cartográfica georreferenciada desagregada por el/los partido/s dentro de los cuales cada uno de los concesionarios presta servicio. El uso de dicha cartografía, de carácter opcional, procura servir de apoyo como soporte geográfico para la tarea, al tiempo de brindar una visualización homogénea a la localización de las instalaciones requeridas en toda la jurisdicción.

Aspectos Técnicos del Modelado

Existen tres (3) conceptos fundamentales que se deben tener en cuenta, en forma previa, a los efectos de generar metodológicamente correcta la información solicitada. Estos son:

Nodos

Un nodo representa un punto de interés en la red.

Tienen representación geográfica (punto) y se deben representar en estos casos:

- Al inicio y final de una Línea.
- Cuando existen intersecciones de líneas y el circuito debe tener continuidad eléctrica. Ej.: En una derivación.
- Cuando hay algún cambio en las características de la línea. Ej.: el conductor pasa de ser Aéreo a Subterráneo, cambio de sección, etc.
- Cuando se deben definir elementos técnicos. Ej.: Transformadores, Fuentes de Alimentación, Switches, etc.
- Pertenecen a un Nivel de Tensión determinado.

Los Nodos y las Líneas (en conjunción con los Switches y Fuentes de Alimentación), definen la conectividad eléctrica del sistema.

Líneas

Representan los conductores.

Tienen representación geográfica y esta puede ser un objeto de tipo línea o polilínea (en caso de contener quiebres en su interior).

- Deben comenzar y finalizar en un Nodo.
- Solo deben tener attached un Nodo al inicio y otro al final. No puede haber Nodos en un quiebre de una polilínea.
- Cada Línea representa a un tipo de conductor con sus características físicas y la fase a la que está conectada.
- Cada Línea debe contener asociado los parámetros que la caracterizan. Ej: tipo de conductor, fase, soportes, etc.
- Pertenecen a un Nivel de Tensión determinado.

Elementos

Representan los equipos eléctricos y otros elementos de interés (Transformadores, Capacitores, Switches, Fuentes de Alimentación, Reguladores de Tensión, etc.).

No tienen representación geográfica directa sino que están "asociados" a un único Nodo en particular.

Ejemplo: Un nodo puede contener un Transformador. Puede haber Nodos que no tengan Elementos, como ser un Nodo "derivación" que solo indica que la Línea está cortada y que allí comienza una derivación.

Consideraciones Especiales acerca de los Nodos

- Los Nodos siempre están al inicio y al final de una Línea.
- No debe haber Nodos en los quiebres de una polilínea.
- No puede haber dos Nodos en la misma coordenada.

Consideraciones Especiales acerca de los Elementos

- Los Elementos no tienen representación geográfica directa sino que están "asociados" a un único Nodo en particular.

Sin embargo hay ciertas consideraciones a tener en cuenta:

- Del Nodo que tiene un Elemento Fuente solo puede salir una Línea.
- Del Nodo que tiene un Elemento Switch, Regulador de Tensión, ET o Capacitor puede entrar y salir una sola Línea.
- El Nodo que tiene un Elemento ET debe tener el Nivel de Tensión del lado de alta. (Ver Archivo de Nodos).
- Un Nodo puede tener un único Elemento. La única excepción es en el caso de un Nodo con un Elemento ET, en donde también puede convivir un Elemento Capacitor.
- El Elemento ET contendrá el detalle de todos los transformadores que la componen.

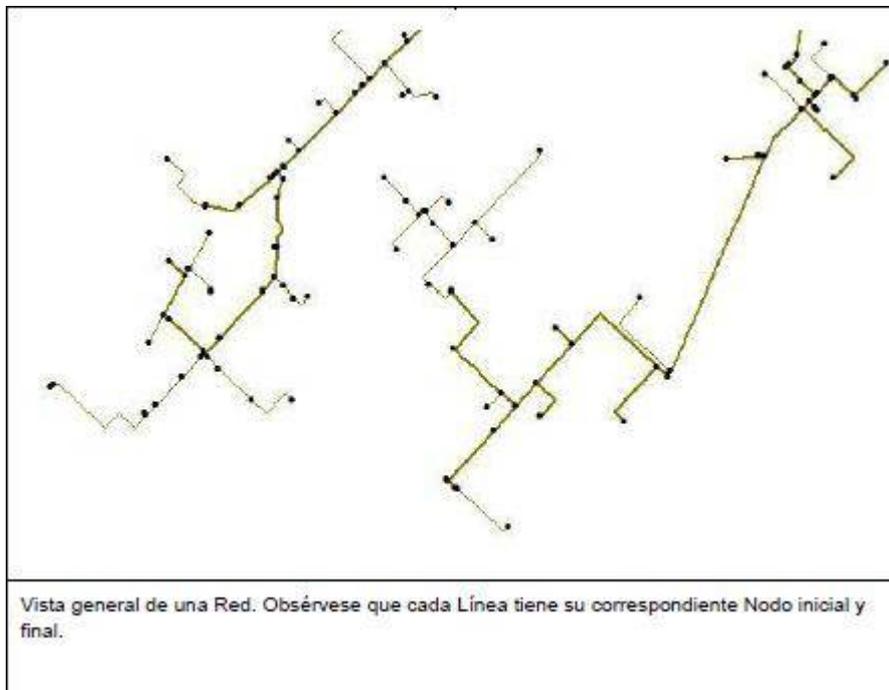
Consideraciones Especiales acerca de las Líneas

- Toda línea debe comenzar y terminar en un Nodo.
- El Nodo de inicio y fin de una Línea no puede ser el mismo.
- No es necesario cortar la Línea a menos que sea necesario identificar una derivación o un elemento técnico.

Ejemplos de modelado

<p>Línea con sus Nodos en los extremos. Si bien no es necesario cortar la línea en los quiebres, algunos sistemas no permiten modelar polilíneas de manera tal que en esos casos siempre se tiene que respetar la regla general que indica que "Toda Línea debe comenzar y finalizar en un Nodo."</p>	<p>Nodo con un Elemento Fuente en un extremo y un Nodo sin elementos en el otro. Obsérvese que siempre debe haber un nodo al inicio y al final de la línea</p>
<p>Ejemplo simple de múltiples Líneas con sus Nodos en los extremos. Los valores indican la longitud de cada tramo.</p>	<p>En este caso, el Validador detectará el problema generando un error crítico. No se generara el archivo para la DPE</p>
<p>Otro ejemplo incorrecto. Falta el Nodo final en una Línea</p>	<p>En este caso obsérvese que existen 4 Líneas. Eso implica que hay conectividad eléctrica en todas ellas ya que comparten el Nodo central.</p>

 <p>Correcto. La Línea NO está cortada No existe conectividad. Es solo un cruce de Líneas</p>	
<p>En este caso existen dos Líneas. Al no estar cortadas compartiendo el Nodo central implica que es solo un cruce no existiendo conectividad entre ellas.</p>	<p>En este ejemplo podemos observar varias de las consideraciones indicadas para los elementos.</p> <ol style="list-style-type: none"> 1-De un Nodo con un Elemento Fuente debe salir únicamente una sola Línea 2-De un Nodo con un Elemento Switch debe entrar y salir una única Línea 3-El Nodo que tiene un Elemento ET debe tener el Nivel de Tensión del lado de alta. <p>Obsérvese los niveles de tensión de cada una de las Líneas.</p>



Tipos y Formatos de Datos a Respetar

Tipo de Dato:

N-Indica que es numérico

No lleva separador de miles.

El separador decimal siempre debe ser un punto (.).

Los valores entre paréntesis indican la cantidad máxima de dígitos que puede contener sin considerar el signo.

Ejemplos:

N(3) permite tres entero (valores enteros desde -999 a 999).

N(5,2) permite tres enteros y dos decimales (valores desde -999.99 a 999.99)

X-Indica que es alfanumérico

El valor entre paréntesis indica la cantidad máxima de caracteres.

Ejemplo:

San Martín 160

D-Fecha

Formato: aaaa/mm/dd.

Ejemplo:

2006/12/31

Aspectos Técnicos de la Información Solicitada

Archivo de Nodos

Contendrá cada uno de los nodos del sistema y estará conformado por los siguientes datos.

Dato	Tipo de Dato	Descripción	Etapas
ID	N(10)	Número que identifica al nodo. No se puede repetir con ningún otro nodo. Valores posibles: Mayor a 0 y menor a 10000000000	(1)
Coord X	N(20,15)	Valores posibles: Cualquier Coordenada en Lat/Long WGS-84	(1)
Coord Y	N(20,15)	Valores posibles: Cualquier Coordenada en Lat/Long WGS-84	(1)
Nivel de Tensión	N(5)	Tensión Nominal (volts) donde se encuentra el nodo Valores posibles: 132000, 66000, 33000, 13200, 6600, 400	(1)

Archivo de Líneas (Tramos)

Contendrá cada uno de las líneas (conductores) del sistema y estará conformado por los siguientes datos.

Dato	Tipo de Dato	Descripción	Etapas
ID	N(10)	Número que identifica a la línea. No se puede repetir con ninguna otra línea. Valores posibles: Mayor a 0 y menor a 10000000000	(1)
ID_Nodo_inicial	N(10)	ID del nodo inicial de la línea. No importa el sentido de dibujo de la línea. Valores posibles: ID de un nodo existente en Archivo de Nodos	(1)
ID_Nodo_final	N(10)	ID del nodo final de la línea. No importa el sentido de dibujo de la línea. Valores posibles: ID de un nodo existente en Archivo de Nodos. No puede ser el mismo que el ID_Nodo_Inicial	(1)
Nivel de Tensión	N(6)	El nivel de Tensión de la Línea debe ser igual a la de los nodos extremos, salvo en el caso de existir un Elemento Transformador en uno de los dos Nodos, en cuyo caso, el Nivel de Tensión de la Línea del Lado de Alta debe ser igual al del Nodo, mientras que la Línea del Lado de Baja tiene un Nivel de Tensión inferior. Valores posibles: Ídem campo Nivel de Tensión en Archivo de Nodos	(1)
Longitud	N(8,2)	Longitud del Tramo en metros. Valores posibles: Mayor a 0 y menor a 999999.99	(1)

Coordenadas X;Y	N(20,15)	Coordenadas de cada uno de sus quiebres incluyendo el inicial y final. La coordenada inicial debe coincidir con la coordenada del nodo inicial y la coordenada final con la del nodo final. Valores posibles: Cualquier Coordenada en Lat/Long WGS-84	(1)
Fecha Instalación	D	Valores posibles: Cualquier fecha válida menor a la de generación del archivo	(1)
Nº de Acto Adm. Según R477/00	X(9)	Solo obligatoria cual la fecha es anterior al 01 de enero del 2001. Formato 9999/9999 donde los cuatro últimos dígitos corresponden al año con valores posibles mayores o iguales a 2001 y menor o igual al año informado. Con excepción de líneas de Baja Tensión.	(1)
Tipo de Línea	X(20)	Valores posibles: Aérea Convencional, Aérea Preensamblado, Aérea Compacta, Subterránea	(1)
Disposición	X(20)	Solo cuando Tipo de Línea es Aérea Convencional Valores posibles: Horizontal (también llamada Coplanar), Vertical (también llamada en Bandera), Triangular	(1)
Función	X(20)	Valores posibles: Distribución, Alumbrado Público, Mixto	(1)
Fase	X(3)	Valores posibles: R, S, T, RS, RT, ST, RST	(1)(2)
Material Fase	X(20)	Valores posibles: Cobre, Aluminio, Aleación de Aluminio, Acero, Aluminio/Acero, Acero Recubierto Zn, Acero Recubierto Cu, Acero Recubierto Al	
Sección Fase	N(6,2)	Valores posibles: 4, 5.94, 6, 6.63, 6.65, 7.06, 8.35, 8.37, 9.4, 10, 10.55, 11.94, 16, 19.95, 25, 25.05, 35, 50, 70, 95, 120, 150, 185, 240, 300, 340, 380, 435, 550, 680	
Neutro	X(1)	Valores posibles: S, N	(1)
Material Neutro	X(20)	Solo cuando el campo Neutro es S Valores posibles: Cobre, Aluminio, Aleación de Aluminio, Acero, Aluminio/Acero	
Sección Neutro	N(6,2)	Solo cuando el campo Neutro es S Valores posibles: 4, 6, 10, 25, 35, 50, 70, 95, 120, 150, 185, 240, 300, 340, 380, 435, 550, 680	
Alumbrado Público (Conductor dedicado o también llamado "Cuarto Conductor")	X(1)	Solo cuando el campo Función es Mixto Valores posibles: S, N	
Material Alumbrado Público	X(20)	Solo cuando el campo Alumbrado Público (Conductor dedicado ...) es S Valores posibles: Cobre, Aluminio, Aleación de Aluminio, Acero, Aluminio/Acero	
Sección Alumbrado Público	N(6,2)	Solo cuando el campo Alumbrado Público (Conductor dedicado ...) es S Valores posibles: 16, 25, 35, 50	
Abastecimiento	X(10)	Valores posibles: Urbano:999, Rural:999 Donde 999 debe estar entre 0 y 100. La suma debe dar 100. <u>Importante:</u> Urbana incluye también Suburbana. La diferenciación entre Urbana y Rural debe ser realizada de acuerdo al Art. 12 del Subanexo E del Contrato de Concesión.	
Soportes		Se refiere a los Soportes del Tramo	
Tipo	X(7)	Valores posibles: Ninguno, Poste, Ménsula	
Solo en caso de Poste			
Especificación	X(10)	Valores posibles: Detallada, Resumida	

Cuando Especificación es Resumida		En este caso se debe describir el soporte predominante	
Material	X(20)	Valores posibles: Madera, Hierro Columna, Hierro Riel, Hormigón Armado	
Aislación	X(15)	Valores posibles: Suspensión, Perno Rígido, Line Post, Percha	
Fundación	X(1)	Valores posibles: S, N	
Comparte con otras Ternas?	X(1)	Valores posibles: 0, 1, 2, 3, A 0: Indica que no comparte con otra terna. 1, 2 y 3: Indican que comparte con una, dos o tres ternas respectivamente. A: Indica que comparte con Alumbrado Público.	
Utilizado por otro Servicio No Regulado?	X(1)	Valores posibles: S, N	
Cantidad de Soportes Predominantes	N(3)	Valores posibles: Entre 1 y 999	
Cantidad de Soportes Especiales	N(3)	Valores posibles: Entre 0 y 1000	
Cuando Especificación es Detallada		En este caso se debe describir las características de cada soporte aunque en forma agrupada si comparten todos sus atributos.	
Denominación	X(20)	Valores posibles: Sostén, Sostén Angular, Sostén y Desvío, Sostén y Sostén, Retención Angular, Retención Doble, Retención Simple, Retención Terminal, Retención y Desvío	
Composición	X(15)	Valores posibles: Monoposte, Biposte, Triposte, Disposición A, Contraposte, Rienda	
Material	X(20)	Valores posibles: Madera, Hierro Columna, Hierro Riel, Hormigón Armado	
Aislación	X(15)	Valores posibles: Suspensión, Perno Rígido, Line Post, Percha	
Fundación	X(1)	Valores posibles: S, N	
Comparte con otras Ternas?	X(1)	Valores posibles: 0, 1, 2, 3, A 0: Indica que no comparte con otra terna. 1, 2 y 3: Indican que comparte con una, dos o tres ternas respectivamente. A: Indica que comparte con Alumbrado Público.	
Utilizado por otro Servicio No Regulado?	X(1)	Valores posibles: S, N	
Cantidad de Soportes	N(3)	Valores posibles: Entre 1 y 999	

Herramienta de geolocalización para limitar el problema de múltiple estimación en la localización de fallas en distribuidores rurales de energía eléctrica considerando estimaciones de flujos de carga en sus ramales

Archivo de Elementos

Contendrá cada una de Elementos del sistema (Fuentes de Alimentación, Switches, Estaciones Transformadoras, Capacitores y Reguladores de Tensión) y estará conformado por los siguientes datos.

Dato	Tipo de Dato	Descripción	Etapas
Fuentes			
Tipo de Elemento	X(15)	Valores posibles: Fuente	(1)
ID	N(10)	Número que identifica al Elemento. No se puede repetir con ningún otro elemento. Valores posibles: Mayor a 0 y menor a 10000000000	(1)
ID_Nodo	N(10)	Valores posibles: ID de un nodo existente en Archivo de Nodos.	(1)
Tipo	X(10)	Valores posibles: Punto de Compra, Generación	(1)
Fecha Instalación	D	Solo cuando el campo Tipo es Generación Valores posibles: Cualquier fecha válida menor a la de generación del archivo	(1)
N° de Acto Adm. Según R477/00	X(9)	Valores posibles: Ídem campo N° de Acto Administrativo según Res. 477/00 es Archivo de Líneas	(1)
Clase	X(20)	Solo cuando el campo Tipo es Generación Valores posibles: Combustión Interna, Eólica, Hidroeléctrica, Biomasa, Solar, Otro	(1)
Potencia (kVA)	N(5)	Solo cuando el campo Tipo es Generación Valores posibles: Mayor a 0 y menor a 100000	(1)
ET (Estaciones Transformadoras)			
Tipo Elemento	X(15)	Valores posibles: ET	(1)
Fecha Instalación	D	Valores posibles: Cualquier fecha válida menor a la de generación del archivo.	(1)
N° de Acto Adm. Según R477/00	X(9)	Valores posibles: Ídem campo N° de Acto Administrativo según Res. 477/00 es Archivo de Líneas Con excepción de ET Media Tensión/Baja Tensión.	(1)
Estado ET	X(20)	Valores posibles: En servicio, Fuera de Servicio	(1)
Montaje	X(15)	Valores posibles: Monoposte, Plataforma, A Nivel, Subterránea	(1)
Nivel de Tensión de Entrada	N(6)	Se refiere al Nivel de Tensión del Alimentador de Entrada a la ET. Valores posibles: 132000, 66000, 33000, 19000, 13200, 7620, 6600	(1)
Cantidad de Alimentadores con Entradas Interiores en Servicio	N(2)	Valores posibles: Entre 0 y 10	(1)
Cantidad de Alimentadores con Entradas Interiores equipadas sin Servicio	N(2)	Valores posibles: Entre 0 y 10	(1)
Cantidad de Alimentadores con Entradas Exteriores en Servicio	N(2)	Valores posibles: Entre 0 y 10	(1)
Cantidad de Alimentadores con Entradas Exteriores equipadas sin Servicio	N(2)	Valores posibles: Entre 0 y 10	(1)

Salidas por cada Nivel de Tensión			
Nivel de Tensión	N(6)	Valores posibles: 66000, 33000, 19000, 13200, 7620, 6600, 400, 231	(1)
Cantidad de Alimentadores con Salidas Interiores en Servicio	N(2)	Valores posibles: Ninguno, Poste, Ménsula	(1)
Cantidad de Alimentadores con Salidas Interiores equipadas sin Servicio	N(2)	Valores posibles: Entre 0 y 10	(1)
Cantidad de Alimentadores con Salidas Exteriores en Servicio	N(2)	Valores posibles: Entre 0 y 10	(1)
Cantidad de Alimentadores con Salidas Exteriores equipadas sin Servicio	N(2)	Valores posibles: Entre 0 y 10	(1)
Transformadores			
ID	N(10)	Número que identifica al Elemento. No se puede repetir con ningún otro nodo, línea ni elemento. Valores posibles: Mayor a 0 y menor a 10000000000	(1)
ID_Nodo	N(10)	Valores posibles: ID de un nodo existente en Archivo de Nodos	(1)
Fase	X(3)	Valores posibles: R, S, T, RS, RT, ST, RST	(1)(2)
Potencia Nominal (kVA)	N(8,2)	Valores posibles: 5, 10, 15, 16, 20, 25, 30, 40, 50, 63, 75, 100, 125, 150, 160, 200, 250, 315, 400, 500, 630, 800, 1000, 1250, 1500, 2000, 2500, 3000, 3500, 4000, 5000, 7500, 10000, 15000, 20000, 30000, 44000	(1)
Regulador Bajo Carga?	X(1)	Valores posibles: S, N	
Tiene Tercer Arrollamiento?	X(1)	Valores posibles: S, N	
Relación de Transformación	X(15)	Valores posibles: 132000/33000/13200, 132000/66000, 132000/33000, 132000/13200, 66000/33000/13200, 66000/33000, 66000/13200, 33000/19000, 33000/13200, 33000/6600, 33000/400, 19000/231, 13200/7620, 13200/7620, 13200/6600, 13200/400, 13200/231, 6600/400	(1)
Estado Transformador	X(20)	Valores posibles: En Servicio, En Servicio Pasivo	(1)
Switches			
Tipo Elemento	X(15)	Valores posibles: Switch	(1)
ID	N(10)	Número que identifica al Elemento. No se puede repetir con ningún otro nodo, línea ni elemento. Valores posibles: Mayor a 0 y menor a 10000000000	(1)
ID_Nodo	N(10)	Valores posibles: ID de un nodo existente en Archivo de Nodos	(1)
Estado	X(1)	Indica si está Abierto o Cerrado. Valores posibles: A, C	(1)
Fase	X(3)	Valores posibles: R, S, T, RS, RT, TS, RST	(1)(2)
Tipo	N(20)	Valores posibles: Seccionador, Seccionalizador, Bornera Seccionable, Fusible, Interruptor, Puente, Reconector	
Telecomando?	X(1)	Valores posibles: S, N	

Capacitores			
Tipo Elemento	X(15)	Valores posibles: Capacitor	(1)
ID	N(10)	Número que identifica al Elemento. No se puede repetir con ningún otro nodo, línea ni elemento. Valores posibles: Mayor a 0 y menor a 10000000000	(1)
ID_Nodo	N(10)	Valores posibles: ID de un nodo existente en Archivo de Nodos	(1)
Fase	X(3)	Valores posibles: R, S, T, RS, RT, TS, RST	(1)(2)
Potencia Total	N(4)	Valores posibles: Mayor o igual a 1 y menor o igual a 9999	(1)
Tipo	X(10)	Valores posibles: Automático, Manual	(1)
Conexión	X(10)	Valores posibles: Serie, Paralelo	(1)
Reguladores de Tensión			
Tipo Elemento	X(15)	Valores posibles: Regulador	(1)
ID	N(10)	Número que identifica al Elemento. No se puede repetir con ningún otro nodo, línea ni elemento. Valores posibles: Mayor a 0 y menor a 10000000000	(1)
ID_Nodo	N(10)	Valores posibles: ID de un nodo existente en Archivo de Nodos	(1)
Fase	X(3)	Valores posibles: R, S, T, RS, RT, TS, RST	(1)(2)
Potencia Total	N(4)	Valores posibles: Mayor o igual a 1 y menor o igual a 9999	(1)
Control	X(10)	Valores posibles: Automático, Manual	(1)

Programa Validador

Se proveerá un programa Validador, el cual verificará la consistencia de los datos en forma previa a la entrega de los mismos a la DPE.

El programa realiza diferentes tipos de validación:

- Validación Topológica.
- Validación de Valores Permitidos.
- Validación de Consistencia Eléctrica.

En el caso encontrarse errores de Topología y/o de Valores Permitidos, el programa no genera el archivo para la DPE dado que esas inconsistencias son consideradas como Errores.

En caso de encontrarse errores de Consistencia Eléctrica, estos se considerarán como Advertencias pero no inhabilita la generación del archivo para la DPE para el año 2009. En las entregas sucesivas, las advertencias se convertirán en Errores.

Aclaraciones respecto a los valores posibles

Todos los campos tienen Valores Posibles, ya sea una lista de ellos (Ej: campo Fase) u bien un rango (Ej: campo Cantidad de Alimentadores de Salidas Exteriores en Servicio). El Programa Validador NO genera el archivo para la DPE si el valor indicado por el prestador no es un Valor Posible.

Importante: Existen campo como ser la Potencia del Transformador o la Secciones de las Líneas en donde si el valor real no es uno de los indicados, deberá ajustarlo al más cercano.

Archivos de Datos de Entrada al Programa Validador

Toda la información solicitada deberá ser generada en cuatro (4) archivos de datos independientes, 3 de ellos en formato Texto (Nodos, Líneas, Elementos) y uno en formato KML (Área). Los archivos en formato txt son los archivos de datos que solicita el programa Validador a los efectos de chequear la consistencia.

Los nombres de los archivos serán los siguientes:

- Nodos.txt

- Lineas.txt
- Elementos.txt
- Area.kml (Área de Concesión)

Nota: El programa Validador solo considerara los nombres indicados anteriormente.

Formato del Contenido de los Archivos

- Los espacios son ignorados, tanto para los campos individuales como para líneas completas.
- Todos los campos de un registro en particular deben estar en una única línea.
- Separador Decimal: . (punto).
- Sin separador de miles.
- Separador de campos: , (coma).
- Separador de valores dentro de un mismo campo: ; (punto y coma).
- Avance de Línea al final de cada renglón (CRLF).
- Si el campo es entero, pero se recibe con decimales, estos se truncarán.

Orden de los Registros

No existe un orden específico de los registros. Nodos, Líneas y Elementos pueden aparecer en cualquier orden.

Sistema de Coordenadas

Se utilizará únicamente el sistema de coordenadas Lat/Lon WGS-84.

Archivos de salida del Programa Validador

Una vez procesado los archivos con el programa Validador, éste genera un único archivo de salida encriptado el cual será el que el prestador enviará a la DPE. El nombre del archivo será 9999-X999-<Prestador>.bin, donde 9999 es el año informado, X999 es el código del prestador y <Prestador> su descripción.

Ejemplo:

La Cooperativa Eléctrica de Tres Algarrobos deberá presentar el archivo 2009-N106-TRESALGARROBOS.bin.

La Cooperativa Eléctrica de San Germán deberá presentar el siguiente archivo 2009-S035-SANGERMAN.bin

Ejemplo de Archivos de Nodos

1,-58.948195,-34.183283,132002,-58.948671,-34.183620,132003,-58.948682,-34.147628,400

Ejemplo de Archivos de líneas

Ejemplo con Soporte de Tipo Ménsula. Obsérvese que la línea finaliza con , (coma).

100,1,2,13200,1500.25,-64.091748;-38.989847;-64.082645;-38.992987;-64.081128;-
38.998390,2001/08/15,5600/1999,AEREA
CONVENCIONAL,HORIZONTAL,DISTRIBUCION,RST,COBRE,35,S,COBRE,25,N,,,URBANO:80;RURAL:20,M
ENSULA,

Ejemplo con Soporte de Tipo Poste con Especificación Resumida. Obsérvese que la especificación de la postación va separada por - (guion medio)

100,1,2,13200,1500.25,-64.091748;-38.989847;-64.082645;-38.992987;-64.081128;-
38.998390,2001/08/15,5600/1999,AEREA
CONVENCIONAL,HORIZONTAL,DISTRIBUCIÓN,RST,COBRE,35,S,COBRE,25,N,,,URBANO:80;RURAL:20,P
OSTE,RESUMIDA:MADERA-SUSPENSIÓN-S-0-N-5-2

Ejemplo con Soporte de Tipo Poste con Especificación Detallada de 4 postes.

100,1,2,13200,1500.25,-64.091748;-38.989847;-64.082645;-38.992987;-64.081128;-
38.998390,2001/08/15,5600/1999,AEREA
CONVENCIONAL,HORIZONTAL,DISTRIBUCIÓN,RST,COBRE,35,S,COBRE,25,N,,,URBANO:80;RURAL:20,PO
STE,DETALLADA:SOSTEN- MONOPOSTE-MADERA-SUSPENSIÓN-S-0-N-1;SOSTÉN ANGULAR-BIPOSTE-
HORMIGÓN ARMADO-PERNO RÍGIDO-S-0-N-1;SOSTÉN Y DESVÍO-MONOPOSTE-HIERRO RIEL-LINE
POST-S-0-N-2

Notas:

- El campo Coordenadas debe generarse con cada par de X Y y con los quiebres ordenados del primero al último incluyendo el inicial y el final. Cada coordenada va separada por ; (punto y coma). Ej: X1;Y1;X2;Y2;X3;Y3;X4;Y4;Xn;Yn.
- El campo Abastecimiento, cada valor debe estar separado por ; (punto y coma). Ej; URBANO:100;RURAL:0.
- Cuando la Especificación es Detallada, los datos de cada poste van separado por ; (punto y coma).

Ejemplo de Archivos de Elementos

Ejemplos del Elemento Fuente

FUENTE,17712,17,PUNTO DE COMPRA,1982/01/23,,,,FUENTE,17717,15,GENERACIÓN,2001/08/15,5600/1989,COMBUSTIÓN INTERNA,10000

Ejemplos del Elemento ET

ET,1978/08/15,,EN SERVICIO,MONOPOSTE,13200,0,0,1,0,400-0-1-0-0,380-67-RST-100-N-N-13200/400-EN SERVICIO

ET,2001/08/15,5600/1999,EN SERVICIO A NIVEL,33000,1,0,1,0,13200-1-0-0-0;400-2-0-1-0,381-68-RST-7500-S-N-33000/13200-EN SERVICIO;390-111-RST-100-N-N-13200/400-EN SERVICIO

Ejemplos del Elemento Switch

SWITCH,45712,18,C,RST,SECCIONADOR,S

SWITCH,45732,19,A,T,INTERRUPTOR,N

Ejemplos del Elemento Capacitor

CAPACITOR,8973,23,RST,100,AUTOMÁTICO,PARALELOCAPACITOR,8934,27,RT,100,MANUAL,PARALELO

Ejemplos del Elemento Regulador de Tensión

REGULADOR,8975,65,RST,100,AUTOMÁTICOREGULADOR,8975,65,RST,100,MANUAL

Ejemplo de Archivos de Áreas

Se refiere al área de Concesión.

Debe ser un único polígono cerrado generado utilizando el Google Earth.

Consideraciones Excepcionales Para el Cumplimiento al 31/12/2009

A los efectos de cumplimentar con la información requerida por la presente disposición al 31/12/2009, se hacen las siguientes consideraciones:

Se deberá remitir como información adicional a la solicitada, el contenido del ítem "Archivos de datos de entrada al Programa Validador" y el archivo "Resumen" correspondiente (archivos txt.).

Los ítems señalados con (1) se corresponden a aquellos cuya información es requerida con carácter de obligatoria al 31/12/2009.

Los ítems señalados con (2), solo en el caso excepcional para la presentación al 31/12/2009, se deberá consignar si es Trifásico, Bifásico o Monofásico utilizando los Valores Posibles sin necesidad de especificar la fase exacta, debido a que no se realizará la validación de consistencia de fase. Esto es, informar con RST para Trifásico, RS, ST o RT para Bifásico y R, S o T para Monofásico.

El resto de la información (no obligatoria al 31/12/2009), podrá tomar valores no coincidentes con los reales, pero sí deben cumplir con las especificaciones determinadas en los Aspectos Generales, Aspectos Técnicos del Modelado, Tipos y Formatos de datos, etc., puesto que toda la información pasará por el Programa Validador a los efectos de la generación de los archivos a remitir a la DPE.

9.4. ARCHIVO DE PROGRAMACIÓN “Localizacion_fallas.m” (V2.0)

```
function varargout = Localizacion_Fallas(varargin)
% LOCALIZACION_FALLAS MATLAB code for Localizacion_Fallas.fig
% LOCALIZACION_FALLAS, by itself, creates a new LOCALIZACION_FALLAS or raises the
existing singleton*.
% H = LOCALIZACION_FALLAS returns the handle to a new LOCALIZACION_FALLAS or the handle
to the existing singleton*.
% LOCALIZACION_FALLAS('CALLBACK',hObject,eventData,handles,...) calls the local function
named CALLBACK in LOCALIZACION_FALLAS.M with the given input arguments.
% LOCALIZACION_FALLAS('Property','Value',...) creates a new LOCALIZACION_FALLAS or
raises the existing singleton*. Starting from the left, property value pairs are
applied to the GUI before Localizacion_Fallas_OpeningFcn gets called. An unrecognized
property name or invalid value makes property application stop. All inputs are passed to
Localizacion_Fallas_OpeningFcn via varargin.
% *See GUI Options on GUIDE's Tools menu. Choose "GUI allows only one instance to run
(singleton)".
% See also: GUIDE, GUIDATA, GUIHANDLES
% Edit the above text to modify the response to help Localizacion_Fallas
% Last Modified by GUIDE v2.5 05-Mar-2020 15:35:25
% Begin initialization code - DO NOT EDIT
gui_Singleton = 1;
gui_State = struct('gui_Name',       mfilename, ...
                  'gui_Singleton',  gui_Singleton, ...
                  'gui_OpeningFcn', @Localizacion_Fallas_OpeningFcn, ...
                  'gui_OutputFcn',  @Localizacion_Fallas_OutputFcn, ...
                  'gui_LayoutFcn',  [] , ...
                  'gui_Callback',   []);
if nargin && ischar(varargin{1})
gui_State.gui_Callback = str2func(varargin{1});
end
if nargout
[varargout{1:nargout}] = gui_mainfcn(gui_State, varargin{:});
else
gui_mainfcn(gui_State, varargin{:});
end
% End initialization code - DO NOT EDIT
% --- Executes just before Localizacion_Fallas is made visible.
function Localizacion_Fallas_OpeningFcn(hObject,eventdata, handles, varargin)
% This function has no output args, see OutputFcn.
% hObject    handle to figure
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)
% varargin   command line arguments to Localizacion_Fallas (see VARARGIN)
% Choose default command line output for Localizacion_Fallas
handles.output = hObject;
% Update handles structure
guidata(hObject, handles);
% UIWAIT makes Localizacion_Fallas wait for user response (see UIRESUME)
% uiwait(handles.figure1);
% --- Outputs from this function are returned to the command line.
function varargout = Localizacion_Fallas_OutputFcn(hObject, eventdata, handles)
% varargout  cell array for returning output args (see VARARGOUT);
% hObject    handle to figure
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)
% Get default command line output from handles structure
```

```
varargout{1} = handles.output;
% --- Executes on button press in reset.
function reset_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to reset (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)
set(handles.modu_vsa,'string','');
set(handles.modu_vsb,'string','');
set(handles.modu_vsc,'string','');
set(handles.modu_isa,'string','');
set(handles.modu_isb,'string','');
set(handles.modu_isc,'string','');
set(handles.angu_vsa,'string','');
set(handles.angu_vsb,'string','');
set(handles.angu_vsc,'string','');
set(handles.angu_isa,'string','');
set(handles.angu_isb,'string','');
set(handles.angu_isc,'string','');
set(handles.resistividad,'string','');
set(handles.rele,'string','');
function rele_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to rele (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)
% Hints: get(hObject,'String') returns contents of rele as text
%        str2double(get(hObject,'String')) returns contents of rele as a double
% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function rele_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to rele (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns called
% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
%         See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUiControlBackgroundColor'))
set(hObject,'BackgroundColor','white');
end
function resistividad_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to resistividad (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)
% Hints: get(hObject,'String') returns contents of resistividad as text
%        str2double(get(hObject,'String')) returns contents of resistividad as a double
% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function resistividad_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to resistividad (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns
% calledgui
% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
%         See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUiControlBackgroundColor'))
set(hObject,'BackgroundColor','white');
end
% --- Executes on selection change in cruce.
function cruce_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to cruce (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)
```

```
% Hints: contents = cellstr(get(hObject,'String')) returns cruce contents as cell array
%         contents{get(hObject,'Value')} returns selected item from cruce
% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function cruce_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to cruce (see GCBO)
% eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns called
% Hint: listbox controls usually have a white background on Windows.
%         See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUiControlBackgroundColor'))
set(hObject,'BackgroundColor','white');
end
function modu_vsa_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to modu_vsa (see GCBO)
% eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)
% Hints: get(hObject,'String') returns contents of modu_vsa as text
%         str2double(get(hObject,'String')) returns contents of modu_vsa as a double
% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function modu_vsa_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to modu_vsa (see GCBO)
% eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns called
% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
%         See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUiControlBackgroundColor'))
set(hObject,'BackgroundColor','white');
end
function angu_vsa_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to angu_vsa (see GCBO)
% eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)
% Hints: get(hObject,'String') returns contents of angu_vsa as text
%         str2double(get(hObject,'String')) returns contents of angu_vsa as a double
% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function angu_vsa_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to angu_vsa (see GCBO)
% eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns called
% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
%         See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUiControlBackgroundColor'))
set(hObject,'BackgroundColor','white');
end
function modu_vsb_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to modu_vsb (see GCBO)
% eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)
% Hints: get(hObject,'String') returns contents of modu_vsb as text
%         str2double(get(hObject,'String')) returns contents of modu_vsb as a double
% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function modu_vsb_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to modu_vsb (see GCBO)
% eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns called
% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
```

```
% See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
set(hObject,'BackgroundColor','white');
end
function angu_vsb_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject handle to angu_vsb (see GCBO)
% eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles structure with handles and user data (see GUIDATA)
% Hints: get(hObject,'String') returns contents of angu_vsb as text
% str2double(get(hObject,'String')) returns contents of angu_vsb as a double
% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function angu_vsb_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject handle to angu_vsb (see GCBO)
% eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles empty - handles not created until after all CreateFcns called
% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
% See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
set(hObject,'BackgroundColor','white');
end
function modu_vsc_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject handle to modu_vsc (see GCBO)
% eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles structure with handles and user data (see GUIDATA)
% Hints: get(hObject,'String') returns contents of modu_vsc as text
% str2double(get(hObject,'String')) returns contents of modu_vsc as a double
% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function modu_vsc_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject handle to modu_vsc (see GCBO)
% eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles empty - handles not created until after all CreateFcns called
% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
% See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
set(hObject,'BackgroundColor','white');
end
function angu_vsc_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject handle to angu_vsc (see GCBO)
% eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles structure with handles and user data (see GUIDATA)
% Hints: get(hObject,'String') returns contents of angu_vsc as text
% str2double(get(hObject,'String')) returns contents of angu_vsc as a double
% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function angu_vsc_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject handle to angu_vsc (see GCBO)
% eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles empty - handles not created until after all CreateFcns called
% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
% See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
set(hObject,'BackgroundColor','white');
end
function modu_isa_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject handle to modu_isa (see GCBO)
% eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles structure with handles and user data (see GUIDATA)
```

```
% Hints: get(hObject,'String') returns contents of modu_isa as text
% str2double(get(hObject,'String')) returns contents of modu_isa as a double
% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function modu_isa_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject handle to modu_isa (see GCBO)
% eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles empty - handles not created until after all CreateFcns called
% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
% See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUiControlBackgroundColor'))
set(hObject,'BackgroundColor','white');
end
function angu_isa_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject handle to angu_isa (see GCBO)
% eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles structure with handles and user data (see GUIDATA)
% Hints: get(hObject,'String') returns contents of angu_isa as text
% str2double(get(hObject,'String')) returns contents of angu_isa as a double
% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function angu_isa_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject handle to angu_isa (see GCBO)
% eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles empty - handles not created until after all CreateFcns called
% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
% See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUiControlBackgroundColor'))
set(hObject,'BackgroundColor','white');
end
function modu_isb_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject handle to modu_isb (see GCBO)
% eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles structure with handles and user data (see GUIDATA)
% Hints: get(hObject,'String') returns contents of modu_isb as text
% str2double(get(hObject,'String')) returns contents of modu_isb as a double
% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function modu_isb_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject handle to modu_isb (see GCBO)
% eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles empty - handles not created until after all CreateFcns called
% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
% See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUiControlBackgroundColor'))
set(hObject,'BackgroundColor','white');
end
function angu_isb_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject handle to angu_isb (see GCBO)
% eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles structure with handles and user data (see GUIDATA)
% Hints: get(hObject,'String') returns contents of angu_isb as text
% str2double(get(hObject,'String')) returns contents of angu_isb as a double
% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function angu_isb_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject handle to angu_isb (see GCBO)
% eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles empty - handles not created until after all CreateFcns called
% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
```

```
% See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUiControlBackgroundColor'))
set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

function modu_isc_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject handle to modu_isc (see GCBO)
% eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles structure with handles and user data (see GUIDATA)
% Hints: get(hObject,'String') returns contents of modu_isc as text
% str2double(get(hObject,'String')) returns contents of modu_isc as a double
% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function modu_isc_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject handle to modu_isc (see GCBO)
% eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles empty - handles not created until after all CreateFcns called
% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
% See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUiControlBackgroundColor'))
set(hObject,'BackgroundColor','white');
end
function angu_isc_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject handle to angu_isc (see GCBO)
% eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles structure with handles and user data (see GUIDATA)
% Hints: get(hObject,'String') returns contents of angu_isc as text
% str2double(get(hObject,'String')) returns contents of angu_isc as a double
% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function angu_isc_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject handle to angu_isc (see GCBO)
% eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles empty - handles not created until after all CreateFcns called
% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
% See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUiControlBackgroundColor'))
set(hObject,'BackgroundColor','white');
end
% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function uni_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject handle to uni (see GCBO)
% eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles empty - handles not created until after all CreateFcns called
% Hint: place code in OpeningFcn to populate uni
axes(hObject)
imshow('uni.jpg');
% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function fac_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject handle to fac (see GCBO)
% eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles empty - handles not created until after all CreateFcns called
% Hint: place code in OpeningFcn to populate fac
axes(hObject)
imshow('fac.jpg');
% --- Executes on button press in calculate.
function calculate_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject handle to calculate (see GCBO)
% eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
```

Herramienta de geolocalización para limitar el problema de múltiple estimación en la localización de fallas en distribuidores rurales de energía eléctrica considerando estimaciones de flujos de carga en sus ramales

```
% handles      structure with handles and user data (see GUIDATA)
clc;
format long
%Lectura de las líneas
a=importdata('lineas.txt','');           %Lectura archivo "lineas.txt".
b=cell2mat(strfind(a,','));
for n=1:size(b,1)
for k=1:size(b,2)
if k==1
ini=0;
final=b(n,k);
else
ini=b(n,k-1);
final=b(n,k);
end
lineas{n,k}=a{n}(ini+1:final-1);
end
end
for i=1:size(lineas,2);
lineas(:,i);
end
Identificacion=str2double(lineas(:,1));   % Vector ID de linea
Nodo_Ini=str2double(lineas(:,2));        % Vector Nodos Inicio de linea
Nodo_Fin=str2double(lineas(:,3));        % Vector Nodos Fin de linea
Tension=str2double(lineas(:,4));         % Vector Tensión de linea
Coord=lineas(:,6);                       % Vector Coordenadas de nodos
Material_Fase=lineas(:,13);              % Vector Material de fase de linea
Seccion_Fase=str2double(lineas(:,14));   % Vector Sección de linea
Fases=lineas(:,12);                      % Vector Fases de linea
Longitudes=str2double(lineas(:,5));      % Vector Longitud de linea
% Ciclo para eliminar aquellas lineas de 33.000 [V].
suma=0;
for p=1:length(lineas)
if Tension(p)==13200
suma=suma+1;
Nodos_iniciales(suma)=Nodo_Ini(p);
Nodos_finales(suma)=Nodo_Fin(p);
ID(suma)=Identificacion(p);
Mat_Fase(suma)=Material_Fase(p);
S_Fase(suma)=Seccion_Fase(p);
Fase(suma)=Fases(p);
Long(suma)=Longitudes(p)';
Coordenadas(suma)=Coord(p);
end
end
Nodos_iniciales=Nodos_iniciales';
Nodos_finales=Nodos_finales';
ID=ID';
Mat_Fase=Mat_Fase';
S_Fase=S_Fase';
Fase=Fase';
Long=Long';
Coordenadas=Coordenadas';
index=(1:numel(Nodos_iniciales))';
info_tramos=[index,Nodos_iniciales,Nodos_finales];
%Vector de nodos finales
nodos_finales = info_tramos(:,3);
%Vector de nodos finales
nodos_inicio = info_tramos(:,2);
%Busqueda de nodos y ramales finales
```

```
tramos_finales_encontrados=0;
for es_fin=1:1:length(nodos_finales)
    encuentre_inicio = 0;
    for m=1:1:length(nodos_finales)
        if nodos_inicio(m)== nodos_finales(es_fin)
            encuentre_inicio = m;
        end
    end
    if encuentre_inicio == 0
        tramos_finales_encontrados=tramos_finales_encontrados+1;
        %La variable "es_fin", da la posición del tramo fin en la matriz de info_tramos
        %Datos del tramo final encontrado
        posicion_tramos_finales(tramos_finales_encontrados) = es_fin ;
        tramo_final = info_tramos(es_fin,1) ;
        nodo_inicio_ramal = info_tramos(es_fin,2);
        nodo_fin_ramal = nodos_finales(es_fin);
    end
end
posicion_tramos_finales;
%Armado de los ramales
for h=1:1:length(posicion_tramos_finales)
    cantidad_tramos=1;
    ramal_con_final{h}(cantidad_tramos)=posicion_tramos_finales(h);
    for t=1:1:length(nodos_finales)
        for m=1:1:length(nodos_finales)
            if nodos_finales(m)== nodos_inicio(ramal_con_final{h}(cantidad_tramos))
                cantidad_tramos=cantidad_tramos+1;
                ramal_con_final{h}(cantidad_tramos)=m;
                ramal{h}=ramal_con_final{h};
            end
        end
    end
end
%Resultado: da un vector por cada ramal encontrado con la posición consecutiva de cada
rama del final al principio
for i=1:1:length(posicion_tramos_finales)
    ramal{i};
end
%Invierte vector anterior
for i=1:1:length(posicion_tramos_finales)
    ramal{i}=ramal{i}(length(ramal{i}):-1:1);
    ramal{i};
end
%Extrae el nombre de cada tramo del ramal
for p=1:1:length(posicion_tramos_finales)
    for i=1:1:length(ramal{p})
        tramo_ramal{p}(i)=info_tramos(ramal{p}(i),1);
    end
end
%Concatena posición de cada tramo de cada ramal (contenido en ramal{i}) con el nombre de
cada tramo (contenido en tramo_ramal)
for p=1:1:length(posicion_tramos_finales)
    for i=1:1:length(ramal{p})
        ramal_completo{p}=[ramal{p};tramo_ramal{p}];
    end
end
%Definición de impedancias de Lineas
rd=9.869*10^(-4)*50; %Resistencia de Carson
```

Herramienta de geolocalización para limitar el problema de múltiple estimación en la localización de fallas en distribuidores rurales de energía eléctrica considerando estimaciones de flujos de carga en sus ramales

```
wk=0.06283;           %wk en ohm/km para f=50 [Hz]
ro=str2double( get(handles.resistividad, 'string') );
De=658368*sqrt(ro/50); %D de Carson, medida en mm
%Resistencia específica en ohm/km a 20°C
%Aleación de aluminio
R_Aleacion_16=2.09;
R_Aleacion_25=1.31;
R_Aleacion_35=0.952;
R_Aleacion_50=0.663;
%Aluminio con alma de acero
R_Alum_Acero_16_2_5=1.88;
R_Alum_Acero_25_4=1.2;
R_Alum_Acero_35_6=0.835;
R_Alum_Acero_50_8=0.595;
%Aluminio
R_Alum_10=2.7842;
R_Alum_16=1.7558;
R_Alum_25=1.0977;
R_Alum_35=0.799;
R_Alum_50=0.5563;
R_Alum_70=0.4025;
R_Alum_95=0.293;
%Acero con recubrimiento de Cinc
R_Acero_Zn_5_94=32;
R_Acero_Zn_7_065=27.11;
R_Acero_Zn_9_4=20.36;
R_Acero_Zn_11_94=16.01;
%Diametros externos aproximados en mm
%Aleación de aluminio
Diam_Aleacion_16=5.1;
Diam_Aleacion_25=6.5;
Diam_Aleacion_35=7.6;
Diam_Aleacion_50=9.1;
%Aluminio con alma de acero
Diam_Alum_Acero_16_2_5=5.4;
Diam_Alum_Acero_25_4=6.8;
Diam_Alum_Acero_35_6=8.1;
Diam_Alum_Acero_50_8=9.6;
%Aluminio
Diam_Alum_10=4.1;
Diam_Alum_16=5.1;
Diam_Alum_25=6.5;
Diam_Alum_35=7.6;
Diam_Alum_50=9.1;
Diam_Alum_70=10.8;
Diam_Alum_95=12.6;
%Acero con recubrimiento de Cinc
Diam_Acero_Zn_5_94=2.75;
Diam_Acero_Zn_7_065=3;
Diam_Acero_Zn_9_4=3.46;
Diam_Acero_Zn_11_94=3.9;
%Distancias relativas en mm
cruceta=get(handles.cruce, 'Value');
if cruceta==1           %MN107
Dab=1800;
Dbc=1000;
Dca=2800;
elseif cruceta==2     %MN108
Dab=1030;
Dbc=430;
```

```
Dca=1460;
elseif cruceta==3           %MN109
Dab=555;
Dbc=555;
Dca=1110;
elseif cruceta==4           %MN110
Dab=1110;
Dbc=510;
Dca=1620;
elseif cruceta==5           %MN111
Dab=1370;
Dbc=870;
Dca=2240;
end
for y=1:suma
g=strcmp(Mat_Fase(y), 'Acero Recubierto Zn');
h=strcmp(Mat_Fase(y), 'Aluminio');
k=strcmp(Mat_Fase(y), 'Aleacion de Aluminio');
o=strcmp(Mat_Fase(y), 'Aluminio/Acero');
r=strcmp(Fase(y), 'R');
s=strcmp(Fase(y), 'S');
t=strcmp(Fase(y), 'T');
rs=strcmp(Fase(y), 'RS');
rt=strcmp(Fase(y), 'RT');
st=strcmp(Fase(y), 'ST');
if k==1 && S_Fase(y)==16
diametro=Diam_Aleacion_16;
resistividad=R_Aleacion_16;
elseif k==1 && S_Fase(y)==25
diametro=Diam_Aleacion_25;
resistividad=R_Aleacion_25;
elseif k==1 && S_Fase(y)==35
diametro=Diam_Aleacion_35;
resistividad=R_Aleacion_35;
elseif k==1 && S_Fase(y)==50
diametro=Diam_Aleacion_50;
resistividad=R_Aleacion_50;
elseif o==1 && S_Fase(y)==16
diametro=Diam_Alum_Acero_16_2_5;
resistividad=R_Alum_Acero_16_2_5;
elseif o==1 && S_Fase(y)==25
diametro=Diam_Alum_Acero_25_4;
resistividad=R_Alum_Acero_25_4;
elseif o==1 && S_Fase(y)==35
diametro=Diam_Alum_Acero_35_6;
resistividad=R_Alum_Acero_35_6;
elseif o==1 && S_Fase(y)==50
diametro=Diam_Alum_Acero_50_8;
resistividad=R_Alum_Acero_50_8;
elseif h==1 && S_Fase(y)==10
diametro=Diam_Alum_10;
resistividad=R_Alum_10;
elseif h==1 && S_Fase(y)==16
diametro=Diam_Alum_16;
resistividad=R_Alum_16;
elseif h==1 && S_Fase(y)==25
diametro=Diam_Alum_25;
resistividad=R_Alum_25;
elseif h==1 && S_Fase(y)==35
diametro=Diam_Alum_35;
```

Herramienta de geolocalización para limitar el problema de múltiple estimación en la localización de fallas en distribuidores rurales de energía eléctrica considerando estimaciones de flujos de carga en sus ramales

```
resistividad=R_Alum_35;
elseif h==1 && S_Fase(y)==50
diametro=Diam_Alum_50;
resistividad=R_Alum_50;
elseif h==1 && S_Fase(y)==70
diametro=Diam_Alum_70;
resistividad=R_Alum_70;
elseif h==1 && S_Fase(y)==95
diametro=Diam_Alum_95;
resistividad=R_Alum_95;
elseif g==1 && S_Fase(y)==5.94
diametro=Diam_Acero_Zn_5_94;
resistividad=R_Acero_Zn_5_94;
elseif g==1 && S_Fase(y)==7.06
diametro=Diam_Acero_Zn_7_06;
resistividad=R_Acero_Zn_7_06;
elseif g==1 && S_Fase(y)==9.4
diametro=Diam_Acero_Zn_9_4;
resistividad=R_Acero_Zn_9_4;
elseif g==1 && S_Fase(y)==11.94
diametro=Diam_Acero_Zn_11_94;
resistividad=R_Acero_Zn_11_94;
end
if S_Fase(y)<=50 && g~=1
factor=0.726;
elseif S_Fase(y)>50 && S_Fase(y)<=120 && g~=1
factor=0.758;
elseif g==1
factor=exp(-0.25);
end
radio=diametro/2;
Ds=factor*radio;
Z_L_diag=resistividad+rd+j*wk*log(De/Ds);
Z_L_ab=rd+li*wk*log(De/Dab);
Z_L_ba=Z_L_ab;
Z_L_bc=rd+j*wk*log(De/Dbc);
Z_L_cb=Z_L_bc;
Z_L_ca=rd+j*wk*log(De/Dca);
Z_L_ac=Z_L_ca;
Z_parcial=[Z_L_diag,Z_L_ab,Z_L_ac;Z_L_ba,Z_L_diag,Z_L_bc;Z_L_ca,Z_L_cb,Z_L_diag];
if r==1
Z_parcial=[Z_L_diag 0 0; 0 0 0; 0 0 0];
elseif s==1
Z_parcial=[0 0 0; 0 Z_L_diag 0; 0 0 0];
elseif t==1
Z_parcial=[0 0 0; 0 0 0; 0 0 Z_L_diag];
elseif rs==1
Z_parcial=[Z_L_diag Z_L_ac 0; Z_L_ca Z_L_diag 0; 0 0 0];
elseif rt==1
Z_parcial=[Z_L_diag 0 Z_L_ac; 0 0 0; Z_L_ca 0 Z_L_diag];
elseif st==1
Z_parcial=[0 0 0; 0 Z_L_diag Z_L_ac; 0 Z_L_ca Z_L_diag];
end
ZLinea(:, :, y)=0.001*Z_parcial.*Long(y);
end
%Definición de Z, L, ID de cada ramal y tramo correspondiente.
for p=1:1:length(posicion_tramos_finales)
for i=1:1:length(ramal{p})
Z{p}(:, :, i)=ZLinea(:, :, ramal{p}(i));
L{p}(i)=Long(ramal{p}(i));
```

```
Nombre_linea{p}(i)=ID(ramal{p}(i));
Nodos_Ini{p}(i)=Nodos_iniciales(ramal{p}(i));
Nodos_Fin{p}(i)=Nodos_finales(ramal{p}(i));
Coordenadas_lineas{p}(i)=Coordenadas(ramal{p}(i));
Phase{p}(i)=Fase(ramal{p}(i));
end
end
%Corrientes de falla
mod_isa=str2double( get(handles.modu_isa, 'string') );
mod_isb=str2double( get(handles.modu_isb, 'string') );
mod_isc=str2double( get(handles.modu_isc, 'string') );
ang_isa=str2double( get(handles.angu_isa, 'string') );
ang_isb=str2double( get(handles.angu_isb, 'string') );
ang_isc=str2double( get(handles.angu_isc, 'string') );
isa=mod_isa*exp(j*deg2rad(ang_isa));
isb=mod_isb*exp(j*deg2rad(ang_isb));
isc=mod_isc*exp(j*deg2rad(ang_isc));
is=[isa;isb;isc];
%Determinación tipo de falla
it=str2double( get(handles.rele, 'string') ); %Corriente de actuación de relés.
io=isa+isb+isc;
if abs(isa)>it && abs(isb)>it && abs(isc)>it
corto=1;
tipo_corto='RST';
fases_corto='RST';
elseif abs(isa)>it && abs(isb)>it && abs(isc)<it && abs(io)>it
corto=2;
tipo_corto='RSg';
fases_corto='RS';
fases_sanas{1}='T';
elseif abs(isa)>it && abs(isb)>it && abs(isc)<it && abs(io)<it
corto=3;
tipo_corto='RS';
fases_corto='RS';
fases_sanas{1}='T';
elseif abs(isa)>it && abs(isb)<it && abs(isc)<it
corto=4;
tipo_corto='R';
fases_corto='R';
fases_sanas{1}='ST';
elseif abs(isa)>it && abs(isb)<it && abs(isc)>it && abs(io)>it
corto=5;
tipo_corto='TRg';
fases_corto='TR';
fases_sanas{1}='S';
elseif abs(isa)>it && abs(isb)<it && abs(isc)>it && abs(io)<it
corto=6;
tipo_corto='TR';
fases_corto='TR';
fases_sanas{1}='S';
elseif abs(isa)<it && abs(isb)>it && abs(isc)>it && abs(io)>it
corto=7;
tipo_corto='STg';
fases_corto='ST';
fases_sanas{1}='R';
elseif abs(isa)<it && abs(isb)>it && abs(isc)>it && abs(io)<it
corto=8;
tipo_corto='ST';
fases_corto='ST';
fases_sanas{1}='R';
```

```
elseif abs(isa)<it && abs(isb)>it && abs(isc)<it
corto=9;
tipo_corto='S';
fases_corto='S';
fases_sanas{1}='TR';
elseif abs(isa)<it && abs(isb)<it && abs(isc)>it
corto=10;
tipo_corto='T';
fases_corto='T';
fases_sanas{1}='RS';
elseif abs(isa)<it && abs(isb)<it && abs(isc)<it
corto=11;
tipo_corto='NO';
end
%Análisis de "NODOS DE CORRIENTE".
%a) Nodo inicial que corresponde a carga sin tramo derivación (transformador)
a=importdata('trafos.txt',''); %Lectura archivo "trafos.txt"
b=cell2mat(strfind(a,','));
for n=1:size(b,1)
for k=1:size(b,2)
if k==1
ini=0;
final=b(n,k);
else
ini=b(n,k-1);
final=b(n,k);
end
trafo{n,k}=a{n}(ini+1:final-1);
end
end
for i=1:size(trafo,2);
trafo(:,i);
end
trafo_ni=str2double(trafo(:,1));
%"Nodos_Fin{p}" ES EL VECTOR CON NODOS FINALES DE RAMAL
cdor=0;
cdort=0;
for i=1:length(trafo_ni)
flag=0;
for p=1:length(Nodos_Fin)
nf=length(Nodos_Fin{p});
if trafo_ni(i)==Nodos_Fin{p}(nf) %Compara nodo inicial del transformador con nodo
terminal de cada ramal.
flag=flag+1;
end
end
%Une columna de módulo de tensión o corriente con su respectiva fase.
modtensionA=str2double(trafo(i,3));
modtensionB=str2double(trafo(i,4));
modtensionC=str2double(trafo(i,5));
fasetensionA=deg2rad(str2double(trafo(i,6)));
fasetensionB=deg2rad(str2double(trafo(i,7)));
fasetensionC=deg2rad(str2double(trafo(i,8)));
tensionA=modtensionA*exp(j*fasetensionA);
tensionB=modtensionB*exp(j*fasetensionB);
tensionC=modtensionC*exp(j*fasetensionC);
modcorrienteA=str2double(trafo(i,9));
modcorrienteB=str2double(trafo(i,10));
modcorrienteC=str2double(trafo(i,11));
fasecorrienteA=deg2rad(str2double(trafo(i,12)));
```

```
fasecorrienteB=deg2rad(str2double(trafo(i,13)));
fasecorrienteC=deg2rad(str2double(trafo(i,14)));
corrienteA=modcorrienteA*exp(j*fasecorrienteA);
corrienteB=modcorrienteB*exp(j*fasecorrienteB);
corrienteC=modcorrienteC*exp(j*fasecorrienteC);
Zta=tensionA/corrienteA;
Ztb=tensionB/corrienteB;
Ztc=tensionC/corrienteC;
if flag==0 %Si no lo encuentra define nodo inicial del transformador como nodo de corriente.
cdor=cdor+1;
trafo_ni_final(cdor)=trafo_ni(i);
trafo_fase_final{cdor}=trafo(i,2);
if strcmp(trafo(i,2),'RST')
Ztrafo{cdor}=[Zta 0 0; 0 Ztb 0; 0 0 Ztc];
elseif strcmp(trafo(i,2),'RS')|| strcmp(trafo(i,2),'SR')
Ztrafo{cdor}=[Zta 0 0; 0 Ztb 0; 0 0 0];
elseif strcmp(trafo(i,2),'ST')|| strcmp(trafo(i,2),'TS')
Ztrafo{cdor}=[0 0 0; 0 Ztb 0; 0 0 Ztc];
elseif strcmp(trafo(i,2),'TR')|| strcmp(trafo(i,2),'RT')
Ztrafo{cdor}=[Zta 0 0; 0 0 0; 0 0 Ztc];
elseif strcmp(trafo(i,2),'R')
Ztrafo{cdor}=[Zta 0 0; 0 0 0; 0 0 0];
elseif strcmp(trafo(i,2),'S')
Ztrafo{cdor}=[0 0 0; 0 Ztb 0; 0 0 0];
elseif strcmp(trafo(i,2),'T')
Ztrafo{cdor}=[0 0 0; 0 0 0; 0 0 Ztc];
end
elseif flag==1 %Si lo encuentra, el transformador pertenece a un nodo terminal.
cdort=cdort+1;
trafo_ni_terminal(cdort)=trafo_ni(i);
trafo_fase_terminal{cdort}=trafo(i,2);
if strcmp(trafo(i,2),'RST')
Ztrafo_terminal{cdort}=[Zta 0 0; 0 Ztb 0; 0 0 Ztc];
elseif strcmp(trafo(i,2),'RS')|| strcmp(trafo(i,2),'SR')
Ztrafo_terminal{cdort}=[Zta 0 0; 0 Ztb 0; 0 0 0];
elseif strcmp(trafo(i,2),'ST')|| strcmp(trafo(i,2),'TS')
Ztrafo_terminal{cdort}=[0 0 0; 0 Ztb 0; 0 0 Ztc];
elseif strcmp(trafo(i,2),'TR')|| strcmp(trafo(i,2),'RT')
Ztrafo_terminal{cdort}=[Zta 0 0; 0 0 0; 0 0 Ztc];
elseif strcmp(trafo(i,2),'R')
Ztrafo_terminal{cdort}=[Zta 0 0; 0 0 0; 0 0 0];
elseif strcmp(trafo(i,2),'S')
Ztrafo_terminal{cdort}=[0 0 0; 0 Ztb 0; 0 0 0];
elseif strcmp(trafo(i,2),'T')
Ztrafo_terminal{cdort}=[0 0 0; 0 0 0; 0 0 Ztc];
end
end
end
%b) Nodo inicial que se repite dos o mas veces en el total de los tramos de línea.
%OBJETIVO: Para cada nodo de corriente, conocer los tramos que se derivan.
minimo=min(Nodos_iniciales);
maximo=max(Nodos_iniciales);
indice=0;
for k=minimo:maximo %Rango de valores posibles para nodo inicial
contador=0;
for t=1:length(Nodos_iniciales) %Compara cada valor con los existentes en el vector de nodos iniciales.
if k==Nodos_iniciales(t)
contador=contador+1;
```

```
end
end
if contador>1 %Si cuenta más de una vez el nodo inicial es porque se repite.
indice=indice+1;
Nodo_corriente_Ni(indice)=k; %Guarda en vector de nodo de corriente.
posicion=find(Nodos_iniciales==k); %Busca índice de nodo de corriente en vector de nodos
iniciales.
for x=1:length(posicion)
IDderivacion(x)=ID(posicion(x)); %Con índice de nodo de corriente, obtiene tramos que
derivan del mismo.
Fasederivacion{x}=Fase(posicion(x)); %Con índice de nodo de corriente, obtiene fases
que se derivan del mismo.
end
Nodo_corriente_ID{indice}=IDderivacion; %Guarda en vector los tramos derivación del nodo
de corriente.
Nodo_corriente_Fase{indice}=Fasederivacion; %Guarda en vector las fases de los tramos
derivación del nodo de corriente.
IDderivacion=0; %Reinicio de variable.
Fasederivacion={}; %Idem.
end
end
%Método impedancia equivalente: con todos los Ni definidos se obtiene la impedancia
equivalente de cada derivación.
%a) OBJETIVO: generar vector invertido de parametros necesarios (Ni, Nf, Z, ID, etc.).
for i=1:length(Nodo_corriente_ID) %Elemento i del vector de ID de derivación para cada
nodo de corriente.
for jj=1:length(Nodo_corriente_ID{i}) %ID de derivación j para nodo de corriente i.
indice=0;
for k=1:length(Nombre_linea)
if find(Nombre_linea{k}==Nodo_corriente_ID{i}(jj)) %Busca ID tramo derivacion j en ramal
k.
posicion=find(Nombre_linea{k}==Nodo_corriente_ID{i}(jj)); %Obtiene indice en caso de
existir.
indice=indice+1;
orden=0;
for r=posicion:length(Nombre_linea{k}) %Crea vector recortado de ramal k con datos aguas
abajo de derivación j, nodo de corriente i.
orden=orden+1;
Ztrimmed(:, :, orden)=Z{k}(:, :, r); %Vector recortado Z tramos ramal k, derivación j,
nodo de corriente i.
IDtrimmed(orden)=Nombre_linea{k}(r); %Vector recortado ID tramos ramal k, derivación
j, nodo de corriente i.
Fase_trimmed(orden)=Phase{k}(r); %Vector recortado fase tramos ramal k, derivación j,
nodo de corriente i.
Nini_trimmed(orden)=Nodos_Ini{k}(r); %Vector recortado nodos iniciales ramal k,
derivación j, nodo de corriente i.
Nfin_trimmed(orden)=Nodos_Fin{k}(r); %Vector recortado nodos finales ramal k,
derivación j, nodo de corriente i.
end
Zinvert{indice}=flip(Ztrimmed, 3); %Invierte vector recortado en el paso previo.
IDinvert{indice}=flip(IDtrimmed); %Invierte vector recortado en el paso previo.
Fase_invert{indice}=flip(Fase_trimmed); %Invierte vector recortado en el paso previo.
Nini_invert{indice}=flip(Nini_trimmed); %Invierte vector recortado en el paso previo.
Nfin_invert{indice}=flip(Nfin_trimmed); %Invierte vector recortado en el paso previo.
Ztrimmed=zeros(3); %Reinicia variable.
IDtrimmed=0; %Idem.
Fase_trimmed={}; %Idem.
Nini_trimmed=0; %Idem.
Nfin_trimmed=0; %Idem.
end
end
```

```
end
%En este punto se tiene tanto vectores recortados e invertidos como número de ramales a
los que pertenece el tramo derivación j, nodo de corriente i.
for k=1:indice
posicion=find(trafo_ni_terminal==Nfin_invert{k}(1));
Zinvert{k}(:, :, 1)=Zinvert{k}(:, :, 1)+Ztrafo_terminal{posicion}; %Reemplaza Z del tramo
terminal por (Z tramo terminal + Z transformador).
for r=1:length(Nini_invert{k})
if Nini_invert{k}(r)==Nodo_corriente_Ni(i) %Si nodo inicial del tramo es nodo de
corriente i:
Z_eq=Zinvert{k}(:, :, r);
elseif find(Nodo_corriente_Ni==Nini_invert{k}(r))
break %Si nodo inicial tramo es nodo de corriente distinto de i, se corta el ciclo.
else %Si nodo inicial tramo NO es nodo de corriente:
if find(trafo_ni_final==Nini_invert{k}(r)) %Si existe transformador en nodo inicial, se
hace paralelo entre trafo y tramo.
index=find(trafo_ni_final==Nini_invert{k}(r))
Z_linea=Zinvert{k}(:, :, r);
Ytramo=zeros(3);
if strcmp(Fase_invert{k}(r), 'RST')
Ytramo=inv(Z_linea);
elseif strcmp(Fase_invert{k}(r), 'RS') || strcmp(Fase_invert{k}(r), 'SR')
Z_linea_aux=[Z_linea(1,1), Z_linea(1,2); Z_linea(2,1), Z_linea(2,2)];
Ytramo_aux=inv(Z_linea_aux);
Ytramo(1,1)=Ytramo_aux(1,1);
Ytramo(1,2)=Ytramo_aux(1,2);
Ytramo(2,1)=Ytramo_aux(2,1);
Ytramo(2,2)=Ytramo_aux(2,2);
elseif strcmp(Fase_invert{k}(r), 'ST') || strcmp(Fase_invert{k}(r), 'TS')
Z_linea_aux=[Z_linea(2,2), Z_linea(2,3); Z_linea(3,2), Z_linea(3,3)];
Ytramo_aux=inv(Z_linea_aux);
Ytramo(2,2)=Ytramo_aux(1,1);
Ytramo(2,3)=Ytramo_aux(1,2);
Ytramo(3,2)=Ytramo_aux(2,1);
Ytramo(3,3)=Ytramo_aux(2,2);
elseif strcmp(Fase_invert{k}(r), 'TR') || strcmp(Fase_invert{k}(r), 'RT')
Z_linea_aux=[Z_linea(1,1), Z_linea(1,3); Z_linea(3,1), Z_linea(3,3)];
Ytramo_aux=inv(Z_linea_aux);
Ytramo(1,1)=Ytramo_aux(1,1);
Ytramo(1,3)=Ytramo_aux(1,2);
Ytramo(3,1)=Ytramo_aux(2,1);
Ytramo(3,3)=Ytramo_aux(2,2);
elseif strcmp(Fase_invert{k}(r), 'R')
Z_linea_aux=[Z_linea(1,1)];
Ytramo_aux=inv(Z_linea_aux);
Ytramo(1,1)=Ytramo_aux(1);
elseif strcmp(Fase_invert{k}(r), 'S')
Z_linea_aux=[Z_linea(2,2)];
Ytramo_aux=inv(Z_linea_aux);
Ytramo(2,2)=Ytramo_aux(1);
elseif strcmp(Fase_invert{k}(r), 'T')
Z_linea_aux=[Z_linea(3,3)];
Ytramo_aux=inv(Z_linea_aux);
Ytramo(3,3)=Ytramo_aux(1);
end
Z_trafo=Ztrafo{index};
Ytrafo=zeros(3);
if strcmp(trafo_fase_final{index}, 'RST')
Ytrafo=inv(Z_trafo);
elseif strcmp(trafo_fase_final{index}, 'RS') || strcmp(trafo_fase_final{index}, 'SR')
```

Herramienta de geolocalización para limitar el problema de múltiple estimación en la localización de fallas en distribuidores rurales de energía eléctrica considerando estimaciones de flujos de carga en sus ramales

```

Z_trafo_aux=[Z_trafo(1,1),Z_trafo(1,2);Z_trafo(2,1),Z_trafo(2,2)];
Ytrafo_aux=inv(Z_trafo_aux);
Ytrafo(1,1)=Ytrafo_aux(1,1);
Ytrafo(1,2)=Ytrafo_aux(1,2);
Ytrafo(2,1)=Ytrafo_aux(2,1);
Ytrafo(2,2)=Ytrafo_aux(2,2);
elseif strcmp(trafo_fase_final{index},'ST')||strcmp(trafo_fase_final{index},'TS')
Z_trafo_aux=[Z_trafo(2,2),Z_trafo(2,3);Z_trafo(3,2),Z_trafo(3,3)];
Ytrafo_aux=inv(Z_trafo_aux);
Ytrafo(2,2)=Ytrafo_aux(1,1);
Ytrafo(2,3)=Ytrafo_aux(1,2);
Ytrafo(3,2)=Ytrafo_aux(2,1);
Ytrafo(3,3)=Ytrafo_aux(2,2);
elseif strcmp(trafo_fase_final{index},'TR')||strcmp(trafo_fase_final{index},'RT')
Z_trafo_aux=[Z_trafo(1,1),Z_trafo(1,3);Z_trafo(3,1),Z_trafo(3,3)];
Ytrafo_aux=inv(Z_trafo_aux);
Ytrafo(1,1)=Ytrafo_aux(1,1);
Ytrafo(1,3)=Ytrafo_aux(1,2);
Ytrafo(3,1)=Ytrafo_aux(2,1);
Ytrafo(3,3)=Ytrafo_aux(2,2);
elseif strcmp(trafo_fase_final{index},'R')
Z_trafo_aux=[Z_trafo(1,1)];
Ytrafo_aux=inv(Z_trafo_aux);
Ytrafo(1,1)=Ytrafo_aux(1);
elseif strcmp(trafo_fase_final{index},'S')
Z_trafo_aux=[Z_trafo(2,2)];
Ytrafo_aux=inv(Z_trafo_aux);
Ytrafo(2,2)=Ytrafo_aux(1);
elseif strcmp(trafo_fase_final{index},'T')
Z_trafo_aux=[Z_trafo(3,3)];
Ytrafo_aux=inv(Z_trafo_aux);
Ytrafo(3,3)=Ytrafo_aux(1);
end
Ytrafo(isinf(Ytrafo))=0;           %Hace cero (0) los valores Inf (1/0).
Yeq=Ytrafo+Ytramo;
Zeq_paralelo=zeros(3);
if sum(Yeq(:,1))==0 && sum(Yeq(:,2))==0           %Solo elementos fase T.
Yeq_aux=Yeq(3,3);
Zeq_paralelo_aux=inv(Yeq_aux);
Zeq_paralelo(3,3)=Zeq_paralelo_aux;
elseif sum(Yeq(:,1))==0 && sum(Yeq(:,3))==0           %Solo elementos fase S.
Yeq_aux=Yeq(2,2);
Zeq_paralelo_aux=inv(Yeq_aux);
Zeq_paralelo(2,2)=Zeq_paralelo_aux;
elseif sum(Yeq(:,2))==0 && sum(Yeq(:,3))==0           %Solo elementos fase R.
Yeq_aux=Yeq(1,1);
Zeq_paralelo_aux=inv(Yeq_aux);
Zeq_paralelo(1,1)=Zeq_paralelo_aux;
elseif sum(Yeq(:,1))==0           %Solo elementos fase ST.
Yeq_aux=[Yeq(2,2),Yeq(2,3);Yeq(3,2),Yeq(3,3)];
Zeq_paralelo_aux=inv(Yeq_aux);
Zeq_paralelo(2,2)=Zeq_paralelo_aux(1,1);
Zeq_paralelo(2,3)=Zeq_paralelo_aux(1,2);
Zeq_paralelo(3,2)=Zeq_paralelo_aux(2,1);
Zeq_paralelo(3,3)=Zeq_paralelo_aux(2,2);
elseif sum(Yeq(:,2))==0           %Solo elementos fase TR.
Yeq_aux=[Yeq(1,1),Yeq(1,3);Yeq(3,1),Yeq(3,3)];
Zeq_paralelo_aux=inv(Yeq_aux);
Zeq_paralelo(1,1)=Zeq_paralelo_aux(1,1);
Zeq_paralelo(1,3)=Zeq_paralelo_aux(1,2);

```

```
Zeq_paralelo(3,1)=Zeq_paralelo_aux(2,1);
Zeq_paralelo(3,3)=Zeq_paralelo_aux(2,2);
elseif sum(Yeq(:,3))==0 %Solo elementos fase RS.
Yeq_aux=[Yeq(1,1),Yeq(1,2);Yeq(2,1),Yeq(2,2)];
Zeq_paralelo_aux=inv(Yeq_aux);
Zeq_paralelo(1,1)=Zeq_paralelo_aux(1,1);
Zeq_paralelo(1,2)=Zeq_paralelo_aux(1,2);
Zeq_paralelo(2,1)=Zeq_paralelo_aux(2,1);
Zeq_paralelo(2,2)=Zeq_paralelo_aux(2,2);
else
Zeq_paralelo=inv(Yeq);
end
Zeq_paralelo(isinf(Zeq_paralelo))=0; %Hace cero (0) los valores Inf (1/0).
Zinvert{k}(:, :, r)=Zeq_paralelo;
Zinvert{k}(:, :, r+1)=Zinvert{k}(:, :, r+1)+Zinvert{k}(:, :, r);
else
if strcmp(Fase_invert{k}(r+1),Fase_invert{k}(r))
else
Fase_invert{k}(r+1)=Fase_invert{k}(r);
end
Zinvert{k}(:, :, r+1)=Zinvert{k}(:, :, r+1)+Zinvert{k}(:, :, r); %Si existe tramo en nodo
inicial, se hace serie entre ambos tramos.
end
end
end
end
%En este punto si el tramo derivación pertenece a un único ramal ya se cuenta con Zeq.En
cambio, si pertenece a más de un ramal, se redujo Zeq hasta nodos de corriente aguas
debajo de la derivación.
if indice>1 %Ciclo para más de un ramal a los que pertenece la derivación j.
suma_nf=Nfin_invert{1};
for k=2:length(Nfin_invert)
suma_nf=horzcat(suma_nf,Nfin_invert{k}); %Concatena los nodos finales de todos los
ramales.
end
[rep_ni, ka, kc]=unique(suma_nf);
rep_counts=accumarray(kc,1);
rep_counts=rep_counts'; %Obtiene nodos finales de la derivación j y cantidad de veces
que se repiten.
cont=0;
for k=1:length(rep_ni)
if find(Nodo_corriente_Ni==rep_ni(k)) %Elimina nodos finales repetidos que no sean nodos
de corriente.
cont=cont+1;
rep_ni_parcial(cont)=rep_ni(k);
rep_counts_parcial(cont)=rep_counts(k);
end
end
rep_counts_final=unique(rep_counts_parcial); %Ordena en orden ascendente veces que
aparece un nodo de corriente.
for k=1:length(rep_counts_final)
orden=find(rep_counts_parcial==rep_counts_final(k));
rep_ni_final{k}=rep_ni_parcial(orden); %Ordena nodos de corriente en orden ascendente
según orden de ocurrencias (rep_counts_final).
end
for k=1:length(rep_counts_final)
for r=1:length(rep_ni_final{k})
Ysuma=0;
cont=0;
cont_aux=0;
```

Herramienta de geolocalización para limitar el problema de múltiple estimación en la localización de fallas en distribuidores rurales de energía eléctrica considerando estimaciones de flujos de carga en sus ramales

```
for t=1:length(Nini_invert)
if find(Nini_invert{t)==rep_ni_final{k}(r))
orden=find(Nini_invert{t)==rep_ni_final{k}(r));
cont_aux=cont_aux+1;
ramales_ni(cont_aux)=t;           %Guarda índices de ramales a los que pertenece nodo de
corriente r.
ramales_orden(cont_aux)=orden;           %Guarda orden de nodo de corriente r en ramal t.
if cont==0
cont=cont+1;
ramales_ID(cont)=IDinvert{t}(orden);           %Guarda ID tramo r en ramal t.
Zparalelo=Zinvert{t}(:, :, orden);
Yparalelo=zeros(3);
if strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'RST')
Yparalelo=inv(Zparalelo);
elseif strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'RS') || strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'SR')
Zparalelo_aux=[Zparalelo(1,1), Zparalelo(1,2); Zparalelo(2,1), Zparalelo(2,2)];
Yparalelo_aux=inv(Zparalelo_aux);
Yparalelo(1,1)=Yparalelo_aux(1,1);
Yparalelo(1,2)=Yparalelo_aux(1,2);
Yparalelo(2,1)=Yparalelo_aux(2,1);
Yparalelo(2,2)=Yparalelo_aux(2,2);
elseif strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'ST') || strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'TS')
Zparalelo_aux=[Zparalelo(2,2), Zparalelo(2,3); Zparalelo(3,2), Zparalelo(3,3)];
Yparalelo_aux=inv(Zparalelo_aux);
Yparalelo(2,2)=Yparalelo_aux(1,1);
Yparalelo(2,3)=Yparalelo_aux(1,2);
Yparalelo(3,2)=Yparalelo_aux(2,1);
Yparalelo(3,3)=Yparalelo_aux(2,2);
elseif strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'TR') || strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'RT')
Zparalelo_aux=[Zparalelo(1,1), Zparalelo(1,3); Zparalelo(3,1), Zparalelo(3,3)];
Yparalelo_aux=inv(Zparalelo_aux);
Yparalelo(1,1)=Yparalelo_aux(1,1);
Yparalelo(1,3)=Yparalelo_aux(1,2);
Yparalelo(3,1)=Yparalelo_aux(2,1);
Yparalelo(3,3)=Yparalelo_aux(2,2);
elseif strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'R')
Zparalelo_aux=[Zparalelo(1,1)];
Yparalelo_aux=inv(Zparalelo_aux);
Yparalelo(1,1)=Yparalelo_aux(1);
elseif strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'S')
Zparalelo_aux=[Zparalelo(2,2)];
Yparalelo_aux=inv(Zparalelo_aux);
Yparalelo(2,2)=Yparalelo_aux(1);
elseif strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'T')
Zparalelo_aux=[Zparalelo(3,3)];
Yparalelo_aux=inv(Zparalelo_aux);
Yparalelo(3,3)=Yparalelo_aux(1);
end
Yparalelo(isinf(Yparalelo))=0;           %Hace cero (0) los valores Inf (1/0).
Ysuma=Ysuma+Yparalelo;
elseif cont>0
if find(ramales_ID==IDinvert{t}(orden))
Ysuma=Ysuma;
else
cont=cont+1;
ramales_ID(cont)=IDinvert{t}(orden);
Zparalelo=Zinvert{t}(:, :, orden);
Yparalelo=zeros(3);
if strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'RST')
Yparalelo=inv(Zparalelo);
```

```
elseif strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'RS') || strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'SR')
Zparalelo_aux=[Zparalelo(1,1),Zparalelo(1,2);Zparalelo(2,1),Zparalelo(2,2)];
Yparalelo_aux=inv(Zparalelo_aux);
Yparalelo(1,1)=Yparalelo_aux(1,1);
Yparalelo(1,2)=Yparalelo_aux(1,2);
Yparalelo(2,1)=Yparalelo_aux(2,1);
Yparalelo(2,2)=Yparalelo_aux(2,2);
elseif strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'ST') || strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'TS')
Zparalelo_aux=[Zparalelo(2,2),Zparalelo(2,3);Zparalelo(3,2),Zparalelo(3,3)];
Yparalelo_aux=inv(Zparalelo_aux);
Yparalelo(2,2)=Yparalelo_aux(1,1);
Yparalelo(2,3)=Yparalelo_aux(1,2);
Yparalelo(3,2)=Yparalelo_aux(2,1);
Yparalelo(3,3)=Yparalelo_aux(2,2);
elseif strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'TR') || strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'RT')
Zparalelo_aux=[Zparalelo(1,1),Zparalelo(1,3);Zparalelo(3,1),Zparalelo(3,3)];
Yparalelo_aux=inv(Zparalelo_aux);
Yparalelo(1,1)=Yparalelo_aux(1,1);
Yparalelo(1,3)=Yparalelo_aux(1,2);
Yparalelo(3,1)=Yparalelo_aux(2,1);
Yparalelo(3,3)=Yparalelo_aux(2,2);
elseif strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'R')
Zparalelo_aux=[Zparalelo(1,1)];
Yparalelo_aux=inv(Zparalelo_aux);
Yparalelo(1,1)=Yparalelo_aux(1);
elseif strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'S')
Zparalelo_aux=[Zparalelo(2,2)];
Yparalelo_aux=inv(Zparalelo_aux);
Yparalelo(2,2)=Yparalelo_aux(1);
elseif strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'T')
Zparalelo_aux=[Zparalelo(3,3)];
Yparalelo_aux=inv(Zparalelo_aux);
Yparalelo(3,3)=Yparalelo_aux(1);
end
Yparalelo(isinf(Yparalelo))=0;           %Hace cero (0) los valores Inf (1/0).
Ysuma=Ysuma+Yparalelo;
end
end
end
end
Zparalelo_eq=zeros(3);
if sum(Ysuma(:,1))==0 && sum(Ysuma(:,2))==0           %Solo elementos fase T
Ysuma_aux=Ysuma(3,3);
Zparalelo_eq_aux=inv(Ysuma_aux);
Zparalelo_eq(3,3)=Zparalelo_eq_aux;
elseif sum(Ysuma(:,1))==0 && sum(Ysuma(:,3))==0           %Solo elementos fase S
Ysuma_aux=Ysuma(2,2);
Zparalelo_eq_aux=inv(Ysuma_aux);
Zparalelo_eq(2,2)=Zparalelo_eq_aux;
elseif sum(Ysuma(:,2))==0 && sum(Ysuma(:,3))==0           %Solo elementos fase R
Ysuma_aux=Ysuma(1,1);
Zparalelo_eq_aux=inv(Ysuma_aux);
Zparalelo_eq(1,1)=Zparalelo_eq_aux;
elseif sum(Ysuma(:,1))==0           %Solo elementos fase ST
Ysuma_aux=[Ysuma(2,2),Ysuma(2,3);Ysuma(3,2),Ysuma(3,3)];
Zparalelo_eq_aux=inv(Ysuma_aux);
Zparalelo_eq(2,2)=Zparalelo_eq_aux(1,1);
Zparalelo_eq(2,3)=Zparalelo_eq_aux(1,2);
Zparalelo_eq(3,2)=Zparalelo_eq_aux(2,1);
Zparalelo_eq(3,3)=Zparalelo_eq_aux(2,2);
```

Herramienta de geolocalización para limitar el problema de múltiple estimación en la localización de fallas en distribuidores rurales de energía eléctrica considerando estimaciones de flujos de carga en sus ramales

```
elseif sum(Ysuma(:,2))==0 %Solo elementos fase TR
Ysuma_aux=[Ysuma(1,1),Ysuma(1,3);Ysuma(3,1),Ysuma(3,3)];
Zparalelo_eq_aux=inv(Ysuma_aux);
Zparalelo_eq(1,1)=Zparalelo_eq_aux(1,1);
Zparalelo_eq(1,3)=Zparalelo_eq_aux(1,2);
Zparalelo_eq(3,1)=Zparalelo_eq_aux(2,1);
Zparalelo_eq(3,3)=Zparalelo_eq_aux(2,2);
elseif sum(Ysuma(:,3))==0 %Solo elementos fase RS
Ysuma_aux=[Ysuma(1,1),Ysuma(1,2);Ysuma(2,1),Ysuma(2,2)];
Zparalelo_eq_aux=inv(Ysuma_aux);
Zparalelo_eq(1,1)=Zparalelo_eq_aux(1,1);
Zparalelo_eq(1,2)=Zparalelo_eq_aux(1,2);
Zparalelo_eq(2,1)=Zparalelo_eq_aux(2,1);
Zparalelo_eq(2,2)=Zparalelo_eq_aux(2,2);
else
Zparalelo_eq=inv(Ysuma);
end
Zparalelo_eq(isinf(Zparalelo_eq))=0; %Hace cero (0) los valores Inf (1/0).
for s=1:length(ramales_ni)
ramal=ramales_ni(s);
orden=ramales_orden(s);
orden_aux=orden+1;
Zinvert{ramal}(:, :,orden_aux)=Zinvert{ramal}(:, :,orden_aux)+Zparalelo_eq;
for t=orden_aux:length(Nini_invert{ramal})
if Nini_invert{ramal}(t)==Nodo_corriente_Ni(i) %Si nodo inicial tramo es nodo de corriente i:
Z_eq=Zinvert{ramal}(:, :,t);
elseif find(Nodo_corriente_Ni==Nini_invert{ramal}(t)) %Si nodo inicial tramo NO es nodo de corriente:
break %Si nodo inicial tramo es nodo de corriente distinto de i, se corta el ciclo.
else
if find(trafo_ni_final==Nini_invert{ramal}(t)) %Si existe transformador en nodo inicial, se hace paralelo entre trafo y tramo.
index=find(trafo_ni_final==Nini_invert{ramal}(t))
Z_linea=Zinvert{ramal}(:, :,t);
Ytramo=zeros(3);
if strcmp(Fase_invert{ramal}(t),'RST')
Ytramo=inv(Z_linea);
elseif strcmp(Fase_invert{ramal}(t),'RS')||strcmp(Fase_invert{ramal}(t),'SR')
Z_linea_aux=[Z_linea(1,1),Z_linea(1,2);Z_linea(2,1),Z_linea(2,2)];
Ytramo_aux=inv(Z_linea_aux);
Ytramo(1,1)=Ytramo_aux(1,1);
Ytramo(1,2)=Ytramo_aux(1,2);
Ytramo(2,1)=Ytramo_aux(2,1);
Ytramo(2,2)=Ytramo_aux(2,2);
elseif strcmp(Fase_invert{ramal}(t),'ST')||strcmp(Fase_invert{ramal}(t),'TS')
Z_linea_aux=[Z_linea(2,2),Z_linea(2,3);Z_linea(3,2),Z_linea(3,3)];
Ytramo_aux=inv(Z_linea_aux);
Ytramo(2,2)=Ytramo_aux(1,1);
Ytramo(2,3)=Ytramo_aux(1,2);
Ytramo(3,2)=Ytramo_aux(2,1);
Ytramo(3,3)=Ytramo_aux(2,2);
elseif strcmp(Fase_invert{ramal}(t),'TR')||strcmp(Fase_invert{ramal}(t),'RT')
Z_linea_aux=[Z_linea(1,1),Z_linea(1,3);Z_linea(3,1),Z_linea(3,3)];
Ytramo_aux=inv(Z_linea_aux);
Ytramo(1,1)=Ytramo_aux(1,1);
Ytramo(1,3)=Ytramo_aux(1,2);
Ytramo(3,1)=Ytramo_aux(2,1);
Ytramo(3,3)=Ytramo_aux(2,2);
elseif strcmp(Fase_invert{ramal}(t),'R')
```

```
Z_linea_aux=[Z_linea(1,1)];
Ytramo_aux=inv(Z_linea_aux);
Ytramo(1,1)=Ytramo_aux(1);
elseif strcmp(Fase_invert{ramal}(t),'S')
Z_linea_aux=[Z_linea(2,2)];
Ytramo_aux=inv(Z_linea_aux);
Ytramo(2,2)=Ytramo_aux(1);
elseif strcmp(Fase_invert{ramal}(t),'T')
Z_linea_aux=[Z_linea(3,3)];
Ytramo_aux=inv(Z_linea_aux);
Ytramo(3,3)=Ytramo_aux(1);
end
Z_trafo=Ztrafo(index);
Ytrafo=zeros(3);
if strcmp(trafo_fase_final(index),'RST')
Ytrafo=inv(Z_trafo);
elseif strcmp(trafo_fase_final(index),'RS')||strcmp(trafo_fase_final(index),'SR')
Z_trafo_aux=[Z_trafo(1,1),Z_trafo(1,2);Z_trafo(2,1),Z_trafo(2,2)];
Ytrafo_aux=inv(Z_trafo_aux);
Ytrafo(1,1)=Ytrafo_aux(1,1);
Ytrafo(1,2)=Ytrafo_aux(1,2);
Ytrafo(2,1)=Ytrafo_aux(2,1);
Ytrafo(2,2)=Ytrafo_aux(2,2);
elseif strcmp(trafo_fase_final(index),'ST')||strcmp(trafo_fase_final(index),'TS')
Z_trafo_aux=[Z_trafo(2,2),Z_trafo(2,3);Z_trafo(3,2),Z_trafo(3,3)];
Ytrafo_aux=inv(Z_trafo_aux);
Ytrafo(2,2)=Ytrafo_aux(1,1);
Ytrafo(2,3)=Ytrafo_aux(1,2);
Ytrafo(3,2)=Ytrafo_aux(2,1);
Ytrafo(3,3)=Ytrafo_aux(2,2);
elseif strcmp(trafo_fase_final(index),'TR')||strcmp(trafo_fase_final(index),'RT')
Z_trafo_aux=[Z_trafo(1,1),Z_trafo(1,3);Z_trafo(3,1),Z_trafo(3,3)];
Ytrafo_aux=inv(Z_trafo_aux);
Ytrafo(1,1)=Ytrafo_aux(1,1);
Ytrafo(1,3)=Ytrafo_aux(1,2);
Ytrafo(3,1)=Ytrafo_aux(2,1);
Ytrafo(3,3)=Ytrafo_aux(2,2);
elseif strcmp(trafo_fase_final(index),'R')
Z_trafo_aux=[Z_trafo(1,1)];
Ytrafo_aux=inv(Z_trafo_aux);
Ytrafo(1,1)=Ytrafo_aux(1);
elseif strcmp(trafo_fase_final(index),'S')
Z_trafo_aux=[Z_trafo(2,2)];
Ytrafo_aux=inv(Z_trafo_aux);
Ytrafo(2,2)=Ytrafo_aux(1);
elseif strcmp(trafo_fase_final(index),'T')
Z_trafo_aux=[Z_trafo(3,3)];
Ytrafo_aux=inv(Z_trafo_aux);
Ytrafo(3,3)=Ytrafo_aux(1);
end
Ytrafo(isinf(Ytrafo))=0; %Hace cero (0) los valores Inf (1/0).
Yeq=Ytrafo+Ytramo;
Zeq_paralelo=zeros(3);
if sum(Yeq(:,1))==0 && sum(Yeq(:,2))==0 %Solo elementos fase T
Yeq_aux=Yeq(3,3);
Zeq_paralelo_aux=inv(Yeq_aux);
Zeq_paralelo(3,3)=Zeq_paralelo_aux;
elseif sum(Yeq(:,1))==0 && sum(Yeq(:,3))==0 %Solo elementos fase S
Yeq_aux=Yeq(2,2);
Zeq_paralelo_aux=inv(Yeq_aux);
```

Herramienta de geolocalización para limitar el problema de múltiple estimación en la localización de fallas en distribuidores rurales de energía eléctrica considerando estimaciones de flujos de carga en sus ramales

```

Zeq_paralelo(2,2)=Zeq_paralelo_aux;
elseif sum(Yeq(:,2))==0 && sum(Yeq(:,3))==0           %Solo elementos fase R
Yeq_aux=Yeq(1,1);
Zeq_paralelo_aux=inv(Yeq_aux);
Zeq_paralelo(1,1)=Zeq_paralelo_aux;
elseif sum(Yeq(:,1))==0                             %Solo elementos fase ST
Yeq_aux=[Yeq(2,2),Yeq(2,3);Yeq(3,2),Yeq(3,3)];
Zeq_paralelo_aux=inv(Yeq_aux);
Zeq_paralelo(2,2)=Zeq_paralelo_aux(1,1);
Zeq_paralelo(2,3)=Zeq_paralelo_aux(1,2);
Zeq_paralelo(3,2)=Zeq_paralelo_aux(2,1);
Zeq_paralelo(3,3)=Zeq_paralelo_aux(2,2);
elseif sum(Yeq(:,2))==0                             %Solo elementos fase TR
Yeq_aux=[Yeq(1,1),Yeq(1,3);Yeq(3,1),Yeq(3,3)];
Zeq_paralelo_aux=inv(Yeq_aux);
Zeq_paralelo(1,1)=Zeq_paralelo_aux(1,1);
Zeq_paralelo(1,3)=Zeq_paralelo_aux(1,2);
Zeq_paralelo(3,1)=Zeq_paralelo_aux(2,1);
Zeq_paralelo(3,3)=Zeq_paralelo_aux(2,2);
elseif sum(Yeq(:,3))==0                             %Solo elementos fase RS
Yeq_aux=[Yeq(1,1),Yeq(1,2);Yeq(2,1),Yeq(2,2)];
Zeq_paralelo_aux=inv(Yeq_aux);
Zeq_paralelo(1,1)=Zeq_paralelo_aux(1,1);
Zeq_paralelo(1,2)=Zeq_paralelo_aux(1,2);
Zeq_paralelo(2,1)=Zeq_paralelo_aux(2,1);
Zeq_paralelo(2,2)=Zeq_paralelo_aux(2,2);
else
Zeq_paralelo=inv(Yeq);
end
Zeq_paralelo(isinf(Zeq_paralelo))=0;                %Hace cero (0) los valores Inf (1/0).
Zinvert{ramal}(:, :, t)=Zeq_paralelo;
Zinvert{ramal}(:, :, t+1)=Zinvert{ramal}(:, :, t+1)+Zinvert{ramal}(:, :, t);
else
if strcmp(Fase_invert{ramal}(t+1),Fase_invert{ramal}(t))
else
Fase_invert{ramal}(t+1)=Fase_invert{ramal}(t);
end
Zinvert{ramal}(:, :, t+1)=Zinvert{ramal}(:, :, t+1)+Zinvert{ramal}(:, :, t);           %Si existe
tramo en nodo inicial, se hace serie entre ambos tramos
end
end
end
end
ramales_ni=0;
ramales_orden=0;
ramales_ID=0;
end
end
rep_ni_final={};                                   %Reinicia variable.
rep_counts_final=0;                                %Idem.
rep_ni_parcial=0;                                  %Idem.
rep_counts_parcial=0;                              %Idem.
end
Zeq_derivacion{jj}=Z_eq;                          %Vector con impedancia equivalente de derivación j para
nodo de corriente i.
Zinvert={};                                       %Reinicia variable.
IDinvert={};                                     %Idem.
Fase_invert={};                                  %Idem.
Nini_invert={};                                  %Idem.
Nfin_invert={};                                  %Idem.

```

```
end
Nodo_corriente_Zeq{i}=Zeq_derivacion;           %Vector con impedancias equivalentes de
derivaciones para nodo de corriente i.
Zeq_derivacion={};                             %Reinicia de variable.
end
%Proceso iterativo de cálculo del punto de falla según método propuesto.
contador=0;
indice_aux=0;
tramo_revisado=[];
ID_Linea_Fallada=[];
for ii=1:length(Nombre_linea)
for i=1:length(Nombre_linea{ii})
if find(tramo_revisado==Nombre_linea{ii})(i)
xx=0;
elseif numel(ID_Linea_Fallada)>0
flag_tramo=0;
for kk=1:numel(ID_Linea_Fallada)
if find(Nombre_linea{ii}==ID_Linea_Fallada(kk))
flag_tramo=1;
end
end
if flag_tramo==1
xx=0;
elseif flag_tramo==0
indice_aux=indice_aux+1;
tramo_revisado(indice_aux)=Nombre_linea{ii}(i);
xx=1;
end
else
indice_aux=indice_aux+1;
tramo_revisado(indice_aux)=Nombre_linea{ii}(i);
xx=1;
end
if xx==1
%Tensión de falla medida en equipo de medición ET.
mod_vsa=str2double( get(handles.modu_vsa, 'string') );
mod_vsb=str2double( get(handles.modu_vsb, 'string') );
mod_vsc=str2double( get(handles.modu_vsc, 'string') );
ang_vsa=str2double( get(handles.angu_vsa, 'string') );
ang_vsb=str2double( get(handles.angu_vsb, 'string') );
ang_vsc=str2double( get(handles.angu_vsc, 'string') );
vsa=mod_vsa*exp(j*degtorad(ang_vsa));
vsb=mod_vsb*exp(j*degtorad(ang_vsb));
vsc=mod_vsc*exp(j*degtorad(ang_vsc));
vs=[vsa;vsb;vsc];
%Corriente de falla medida en equipo de medición ET.
mod_isa=str2double( get(handles.modu_isa, 'string') );
mod_isb=str2double( get(handles.modu_isb, 'string') );
mod_isc=str2double( get(handles.modu_isc, 'string') );
ang_isa=str2double( get(handles.angu_isa, 'string') );
ang_isb=str2double( get(handles.angu_isb, 'string') );
ang_isc=str2double( get(handles.angu_isc, 'string') );
isa=mod_isa*exp(1i*deg2rad(ang_isa));
isb=mod_isb*exp(1i*deg2rad(ang_isb));
isc=mod_isc*exp(1i*deg2rad(ang_isc));
is=[isa;isb;isc];
Zserie=0;

for k=1:i
```

Herramienta de geolocalización para limitar el problema de múltiple estimación en la localización de fallas en distribuidores rurales de energía eléctrica considerando estimaciones de flujos de carga en sus ramales

```
if find(Nodo_corriente_Ni==Nodos_Ini{ii}(k)) %Busca nodo inicial k del posible
ramal en falla i y revisa si es nodo de corriente.
record=find(Nodo_corriente_Ni==Nodos_Ini{ii}(k));
vs=vs-Zserie*is; %Valor de tensión de falla en nodo de corriente.
icont=0;
for p=1:length(Nodo_corriente_ID{record})
Zsuma=Nodo_corriente_Zeq{record}{p};
if strcmp(Nodo_corriente_Fase{record}{p}, 'RST')
Is=Zsuma\vs;
isad=Is(1);
isbd=Is(2);
iscd=Is(3);
elseif
strcmp(Nodo_corriente_Fase{record}{p}, 'RS') || strcmp(Nodo_corriente_Fase{record}{p}, 'SR')

Zeq=[Zsuma(1,1), Zsuma(1,2); Zsuma(2,1), Zsuma(2,2)];
veq=[vs(1); vs(2)];
Is=Zeq\veq;
isad=Is(1);
isbd=Is(2);
iscd=0;
elseif
strcmp(Nodo_corriente_Fase{record}{p}, 'ST') || strcmp(Nodo_corriente_Fase{record}{p}, 'TS')

Zeq=[Zsuma(2,2), Zsuma(2,3); Zsuma(3,2), Zsuma(3,3)];
veq=[vs(2); vs(3)];
Is=Zeq\veq;
isad=0;
isbd=Is(1);
iscd=Is(2);
elseif
strcmp(Nodo_corriente_Fase{record}{p}, 'TR') || strcmp(Nodo_corriente_Fase{record}{p}, 'RT')

Zeq=[Zsuma(1,1), Zsuma(1,3); Zsuma(3,1), Zsuma(3,3)];
veq=[vs(1); vs(3)];
Is=Zeq\veq;
isad=Is(1);
isbd=0;
iscd=Is(2);
elseif strcmp(Nodo_corriente_Fase{record}{p}, 'R')
Zeq=[Zsuma(1,1)];
veq=[vs(1)];
Is=Zeq\veq;
isad=Is(1);
isbd=0;
iscd=0;
elseif strcmp(Nodo_corriente_Fase{record}{p}, 'S')
Zeq=[Zsuma(2,2)];
veq=[vs(2)];
Is=Zeq\veq;
isad=0;
isbd=Is(1);
iscd=0;
elseif strcmp(Nodo_corriente_Fase{record}{p}, 'T')
Zeq=[Zsuma(3,3)];
veq=[vs(3)];
Is=Zeq\veq;
isad=0;
isbd=0;
iscd=Is(1);
```

```
end
isd=[isad;isbd;iscd];
if find(Nombre_linea{ii}(k)==Nodo_corriente_ID{record}(p))
var=0;
else
var=1;
end
icont=icont+var*isd;
end
is=is-icont;      %Valor de corriente de falla en derivación de posible tramo en falla.
Zserie=Z{ii}(:, :, k);      %Resetea Zserie para próximo tramo.
elseif find(trafo_ni_final==Nodos_Ini{ii}(k))      %Busca nodo inicial k del posible
ramal en falla i y revisa si es nodo de corriente.
record=find(trafo_ni_final==Nodos_Ini{ii}(k));
vs=vs-Zserie*is;      %Valor de tensión de falla en nodo de corriente.
Zsuma=Ztrafo{record};
if strcmp(trafo_fase_final{record}, 'RST')
Zeq=Zsuma;
veq=vs;
Is=Zeq\veq;
isad=Is(1);
isbd=Is(2);
iscd=Is(3);
elseif strcmp(trafo_fase_final{record}, 'RS') || strcmp(trafo_fase_final{record}, 'SR')
Zeq=[Zsuma(1,1), Zsuma(1,2); Zsuma(2,1), Zsuma(2,2)];
veq=[vs(1); vs(2)];
Is=Zeq\veq;
isad=Is(1);
isbd=Is(2);
iscd=0;
elseif strcmp(trafo_fase_final{record}, 'ST') || strcmp(trafo_fase_final{record}, 'TS')
Zeq=[Zsuma(2,2), Zsuma(2,3); Zsuma(3,2), Zsuma(3,3)];
veq=[vs(2); vs(3)];
Is=Zeq\veq;
isad=0;
isbd=Is(1);
iscd=Is(2);
elseif strcmp(trafo_fase_final{record}, 'TR') || strcmp(trafo_fase_final{record}, 'RT')
Zeq=[Zsuma(1,1), Zsuma(1,3); Zsuma(3,1), Zsuma(3,3)];
veq=[vs(1); vs(3)];
Is=Zeq\veq;
isad=Is(1);
isbd=0;
iscd=Is(2);
elseif strcmp(trafo_fase_final{record}, 'R')
Zeq=[Zsuma(1,1)];
veq=[vs(1)];
Is=Zeq\veq;
isad=Is(1);
isbd=0;
iscd=0;
elseif strcmp(trafo_fase_final{record}, 'S')
Zeq=[Zsuma(2,2)];
veq=[vs(2)];
Is=Zeq\veq;
isad=0;
isbd=Is(1);
iscd=0;
elseif strcmp(trafo_fase_final{record}, 'T')
Zeq=[Zsuma(3,3)];
```

Herramienta de geolocalización para limitar el problema de múltiple estimación en la localización de fallas en distribuidores rurales de energía eléctrica considerando estimaciones de flujos de carga en sus ramales

```
veq=[vs(3)];
Is=Zeq\veq;
isad=0;
isbd=0;
iscd=Is(1);
end
isd=[isad;isbd;iscd];
is=is-isd; %Valor de corriente de falla en derivación de posible tramo en falla.
Zserie=Z{ii}(:, :, k); %Resetea Zserie para próximo tramo.
elseif Nodos_Ini{ii}(i)~=Nodos_Ini{ii}(k)
Zserie=Zserie+Z{ii}(:, :, k); %Acumula Zserie hasta nodo de corriente.
else
vs=vs-Zserie*is; %Valor de tensión de falla en nodo inicial de tramo en falla.
end
end
%Tensión de falla en nodo inicial del presunto tramo en falla.
usa=vs(1);
usb=vs(2);
usc=vs(3);
%Corriente de falla en nodo inicial del presunto tramo en falla.
isa=is(1);
isb=is(2);
isc=is(3);
%Impedancia de tramo en falla.
Ztramo_falla=Z{ii}(:, :, i);
Zaa=Ztramo_falla(1,1);
Zbb=Ztramo_falla(2,2);
Zcc=Ztramo_falla(3,3);
Zab=Ztramo_falla(1,2);
Zba=Zab;
Zac=Ztramo_falla(1,3);
Zca=Zac;
Zbc=Ztramo_falla(2,3);
Zcb=Zbc;
%Cálculo de Zcarga por el método de Zeq.
indice=0;
for k=1:length(Nombre_linea)
if find(Nombre_linea{k}==Nombre_linea{ii}(i)) %Busca ID tramo falla i en ramal k.
indice=indice+1;
orden=0;
for r=i:length(Nombre_linea{k}) %Crea vector recortado de ramal k con datos aguas abajo
de derivación j, nodo de corriente i.
orden=orden+1;
Ztrimmed(:, :, orden)=Z{k}(:, :, r); %Vector recortado Z tramos ramal k, derivación j,
nodo de corriente i.
IDtrimmed(orden)=Nombre_linea{k}(r); %Vector recortado ID tramos ramal k, derivación j,
nodo de corriente i.
Fase_trimmed(orden)=Phase{k}(r); %Vector recortado fase tramos ramal k, derivación j,
nodo de corriente i.
Nini_trimmed(orden)=Nodos_Ini{k}(r); %Vector recortado nodos iniciales ramal k,
derivación j, nodo de corriente i.
Nfin_trimmed(orden)=Nodos_Fin{k}(r); %Vector recortado nodos finales ramal k,
derivación j, nodo de corriente i.
end
Zinvert{indice}=flip(Ztrimmed,3); %Invierte vector recortado en el paso previo.
IDinvert{indice}=flip(IDtrimmed); %Invierte vector recortado en el paso previo.
Fase_invert{indice}=flip(Fase_trimmed); %Invierte vector recortado en el paso previo.
Nini_invert{indice}=flip(Nini_trimmed); %Invierte vector recortado en el paso previo.
Nfin_invert{indice}=flip(Nfin_trimmed); %Invierte vector recortado en el paso previo.
Ztrimmed=zeros(3); %Reinicia variable.
```

```
IDtrimmed=0; %Idem.
Fase_trimmed={}; %Idem.
Nini_trimmed=0; %Idem.
Nfin_trimmed=0; %Idem.
end
end
for k=1:indice
posicion=find(trafo_ni_terminal==Nfin_invert{k}(1));
Zinvert{k}(:, :, 1)=Zinvert{k}(:, :, 1)+Ztrafo_terminal{posicion}; %Reemplaza Z del tramo
terminal por (Z tramo terminal + Z transformador).
for r=1:length(Nini_invert{k})
if Nini_invert{k}(r)==Nodos_Ini{ii}(i) %Si nodo inicial tramo es nodo de corriente i:
Z_eq=Zinvert{k}(:, :, r);
elseif find(Nodo_corriente_Ni==Nini_invert{k}(r))
break %Si nodo inicial tramo es nodo de corriente distinto de i, se corta el ciclo.
else %Si nodo inicial tramo NO es nodo de corriente:
if find(trafo_ni_final==Nini_invert{k}(r)) %Si existe transformador en nodo inicial, se
hace paralelo entre trafo y tramo.
index=find(trafo_ni_final==Nini_invert{k}(r))
Z_linea=Zinvert{k}(:, :, r);
Ytramo=zeros(3);
if strcmp(Fase_invert{k}(r), 'RST')
Ytramo=inv(Z_linea);
elseif strcmp(Fase_invert{k}(r), 'RS') || strcmp(Fase_invert{k}(r), 'SR')
Z_linea_aux=[Z_linea(1,1), Z_linea(1,2); Z_linea(2,1), Z_linea(2,2)];
Ytramo_aux=inv(Z_linea_aux);
Ytramo(1,1)=Ytramo_aux(1,1);
Ytramo(1,2)=Ytramo_aux(1,2);
Ytramo(2,1)=Ytramo_aux(2,1);
Ytramo(2,2)=Ytramo_aux(2,2);
elseif strcmp(Fase_invert{k}(r), 'ST') || strcmp(Fase_invert{k}(r), 'TS')
Z_linea_aux=[Z_linea(2,2), Z_linea(2,3); Z_linea(3,2), Z_linea(3,3)];
Ytramo_aux=inv(Z_linea_aux);
Ytramo(2,2)=Ytramo_aux(1,1);
Ytramo(2,3)=Ytramo_aux(1,2);
Ytramo(3,2)=Ytramo_aux(2,1);
Ytramo(3,3)=Ytramo_aux(2,2);
elseif strcmp(Fase_invert{k}(r), 'TR') || strcmp(Fase_invert{k}(r), 'RT')
Z_linea_aux=[Z_linea(1,1), Z_linea(1,3); Z_linea(3,1), Z_linea(3,3)];
Ytramo_aux=inv(Z_linea_aux);
Ytramo(1,1)=Ytramo_aux(1,1);
Ytramo(1,3)=Ytramo_aux(1,2);
Ytramo(3,1)=Ytramo_aux(2,1);
Ytramo(3,3)=Ytramo_aux(2,2);
elseif strcmp(Fase_invert{k}(r), 'R')
Z_linea_aux=[Z_linea(1,1)];
Ytramo_aux=inv(Z_linea_aux);
Ytramo(1,1)=Ytramo_aux(1);
elseif strcmp(Fase_invert{k}(r), 'S')
Z_linea_aux=[Z_linea(2,2)];
Ytramo_aux=inv(Z_linea_aux);
Ytramo(2,2)=Ytramo_aux(1);
elseif strcmp(Fase_invert{k}(r), 'T')
Z_linea_aux=[Z_linea(3,3)];
Ytramo_aux=inv(Z_linea_aux);
Ytramo(3,3)=Ytramo_aux(1);
end
Z_trafo=Ztrafo{index};
Ytrafo=zeros(3);
if strcmp(trafo_fase_final{index}, 'RST')
```

Herramienta de geolocalización para limitar el problema de múltiple estimación en la localización de fallas en distribuidores rurales de energía eléctrica considerando estimaciones de flujos de carga en sus ramales

```

Ytrafo=inv(Z_trafo);
elseif strcmp(trafo_fase_final{index}, 'RS') || strcmp(trafo_fase_final{index}, 'SR')
Z_trafo_aux=[Z_trafo(1,1),Z_trafo(1,2);Z_trafo(2,1),Z_trafo(2,2)];
Ytrafo_aux=inv(Z_trafo_aux);
Ytrafo(1,1)=Ytrafo_aux(1,1);
Ytrafo(1,2)=Ytrafo_aux(1,2);
Ytrafo(2,1)=Ytrafo_aux(2,1);
Ytrafo(2,2)=Ytrafo_aux(2,2);
elseif strcmp(trafo_fase_final{index}, 'ST') || strcmp(trafo_fase_final{index}, 'TS')
Z_trafo_aux=[Z_trafo(2,2),Z_trafo(2,3);Z_trafo(3,2),Z_trafo(3,3)];
Ytrafo_aux=inv(Z_trafo_aux);
Ytrafo(2,2)=Ytrafo_aux(1,1);
Ytrafo(2,3)=Ytrafo_aux(1,2);
Ytrafo(3,2)=Ytrafo_aux(2,1);
Ytrafo(3,3)=Ytrafo_aux(2,2);
elseif strcmp(trafo_fase_final{index}, 'TR') || strcmp(trafo_fase_final{index}, 'RT')
Z_trafo_aux=[Z_trafo(1,1),Z_trafo(1,3);Z_trafo(3,1),Z_trafo(3,3)];
Ytrafo_aux=inv(Z_trafo_aux);
Ytrafo(1,1)=Ytrafo_aux(1,1);
Ytrafo(1,3)=Ytrafo_aux(1,2);
Ytrafo(3,1)=Ytrafo_aux(2,1);
Ytrafo(3,3)=Ytrafo_aux(2,2);
elseif strcmp(trafo_fase_final{index}, 'R')
Z_trafo_aux=[Z_trafo(1,1)];
Ytrafo_aux=inv(Z_trafo_aux);
Ytrafo(1,1)=Ytrafo_aux(1);
elseif strcmp(trafo_fase_final{index}, 'S')
Z_trafo_aux=[Z_trafo(2,2)];
Ytrafo_aux=inv(Z_trafo_aux);
Ytrafo(2,2)=Ytrafo_aux(1);
elseif strcmp(trafo_fase_final{index}, 'T')
Z_trafo_aux=[Z_trafo(3,3)];
Ytrafo_aux=inv(Z_trafo_aux);
Ytrafo(3,3)=Ytrafo_aux(1);
end
Ytrafo(isinf(Ytrafo))=0; %Hace cero (0) los valores Inf (1/0).
Yeq=Ytrafo+Ytramo;
Zeq_paralelo=zeros(3);
if sum(Yeq(:,1))==0 && sum(Yeq(:,2))==0 %Solo elementos fase T
Yeq_aux=Yeq(3,3);
Zeq_paralelo_aux=inv(Yeq_aux);
Zeq_paralelo(3,3)=Zeq_paralelo_aux;
elseif sum(Yeq(:,1))==0 && sum(Yeq(:,3))==0 %Solo elementos fase S
Yeq_aux=Yeq(2,2);
Zeq_paralelo_aux=inv(Yeq_aux);
Zeq_paralelo(2,2)=Zeq_paralelo_aux;
elseif sum(Yeq(:,2))==0 && sum(Yeq(:,3))==0 %Solo elementos fase R
Yeq_aux=Yeq(1,1);
Zeq_paralelo_aux=inv(Yeq_aux);
Zeq_paralelo(1,1)=Zeq_paralelo_aux;
elseif sum(Yeq(:,1))==0 %Solo elementos fase ST
Yeq_aux=[Yeq(2,2),Yeq(2,3);Yeq(3,2),Yeq(3,3)];
Zeq_paralelo_aux=inv(Yeq_aux);
Zeq_paralelo(2,2)=Zeq_paralelo_aux(1,1);
Zeq_paralelo(2,3)=Zeq_paralelo_aux(1,2);
Zeq_paralelo(3,2)=Zeq_paralelo_aux(2,1);
Zeq_paralelo(3,3)=Zeq_paralelo_aux(2,2);
elseif sum(Yeq(:,2))==0 %Solo elementos fase TR
Yeq_aux=[Yeq(1,1),Yeq(1,3);Yeq(3,1),Yeq(3,3)];
Zeq_paralelo_aux=inv(Yeq_aux);

```

```
Zeq_paralelo(1,1)=Zeq_paralelo_aux(1,1);
Zeq_paralelo(1,3)=Zeq_paralelo_aux(1,2);
Zeq_paralelo(3,1)=Zeq_paralelo_aux(2,1);
Zeq_paralelo(3,3)=Zeq_paralelo_aux(2,2);
elseif sum(Yeq(:,3))==0 %Solo elementos fase RS
Yeq_aux=[Yeq(1,1),Yeq(1,2);Yeq(2,1),Yeq(2,2)];
Zeq_paralelo_aux=inv(Yeq_aux);
Zeq_paralelo(1,1)=Zeq_paralelo_aux(1,1);
Zeq_paralelo(1,2)=Zeq_paralelo_aux(1,2);
Zeq_paralelo(2,1)=Zeq_paralelo_aux(2,1);
Zeq_paralelo(2,2)=Zeq_paralelo_aux(2,2);
else
Zeq_paralelo=inv(Yeq);
end
Zeq_paralelo(isinf(Zeq_paralelo))=0; %Hace cero (0) los valores Inf (1/0).
Zinvert{k}(:, :, r)=Zeq_paralelo;
Zinvert{k}(:, :, r+1)=Zinvert{k}(:, :, r+1)+Zinvert{k}(:, :, r);
else
if strcmp(Fase_invert{k}(r+1),Fase_invert{k}(r))
else
Fase_invert{k}(r+1)=Fase_invert{k}(r);
end
Zinvert{k}(:, :, r+1)=Zinvert{k}(:, :, r+1)+Zinvert{k}(:, :, r); %Si existe tramo en nodo
inicial, se hace serie entre ambos tramos
end
end
end
end
if indice>1 %Ciclo para más de un ramal a los que pertenece la derivación j.
suma_nf=Nfin_invert{1};
for k=2:length(Nfin_invert)
suma_nf=horzcat(suma_nf,Nfin_invert{k}); %Concatena los nodos finales de todos los
ramales.
end
[rep_ni,ka,kc]=unique(suma_nf);
rep_counts=accumarray(kc,1);
rep_counts=rep_counts'; %Obtiene nodos finales de la derivación j y cantidad de
veces que se repiten.
cont=0;
for k=1:length(rep_ni)
if find(Nodo_corriente_Ni==rep_ni(k)) %Elimina nodos finales repetidos que no sean
nodos de corriente.
cont=cont+1;
rep_ni_parcial(cont)=rep_ni(k);
rep_counts_parcial(cont)=rep_counts(k);
end
end
rep_counts_final=unique(rep_counts_parcial); %Ordena en orden ascendente veces que
aparece un nodo de corriente.
for k=1:length(rep_counts_final)
orden=find(rep_counts_parcial==rep_counts_final(k));
rep_ni_final{k}=rep_ni_parcial(orden); %Ordena nodos de corriente en
orden ascendente según orden de ocurrencias (rep_counts_final).
end
for k=1:length(rep_counts_final)
for r=1:length(rep_ni_final{k})
Ysuma=0;
cont=0;
cont_aux=0;
for t=1:length(Nini_invert)
```

Herramienta de geolocalización para limitar el problema de múltiple estimación en la localización de fallas en distribuidores rurales de energía eléctrica considerando estimaciones de flujos de carga en sus ramales

```
if find(Nini_invert{t}==rep_ni_final{k}(r))
orden=find(Nini_invert{t}==rep_ni_final{k}(r));
cont_aux=cont_aux+1;
ramales_ni(cont_aux)=t;           %Guarda indices de ramales a los que pertenece nodo de
corriente r.
ramales_orden(cont_aux)=orden;   %Guarda orden de nodo de corriente r en ramal t.
if cont==0
cont=cont+1;
ramales_ID(cont)=IDinvert{t}(orden);           %Guarda ID tramo r en ramal t.
Zparalelo=Zinvert{t}(:, :, orden);
Yparalelo=zeros(3);
if strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'RST')
Yparalelo=inv(Zparalelo);
elseif strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'RS') || strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'SR')
Zparalelo_aux=[Zparalelo(1,1), Zparalelo(1,2); Zparalelo(2,1), Zparalelo(2,2)];
Yparalelo_aux=inv(Zparalelo_aux);
Yparalelo(1,1)=Yparalelo_aux(1,1);
Yparalelo(1,2)=Yparalelo_aux(1,2);
Yparalelo(2,1)=Yparalelo_aux(2,1);
Yparalelo(2,2)=Yparalelo_aux(2,2);
elseif strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'ST') || strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'TS')
Zparalelo_aux=[Zparalelo(2,2), Zparalelo(2,3); Zparalelo(3,2), Zparalelo(3,3)];
Yparalelo_aux=inv(Zparalelo_aux);
Yparalelo(2,2)=Yparalelo_aux(1,1);
Yparalelo(2,3)=Yparalelo_aux(1,2);
Yparalelo(3,2)=Yparalelo_aux(2,1);
Yparalelo(3,3)=Yparalelo_aux(2,2);
elseif strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'TR') || strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'RT')
Zparalelo_aux=[Zparalelo(1,1), Zparalelo(1,3); Zparalelo(3,1), Zparalelo(3,3)];
Yparalelo_aux=inv(Zparalelo_aux);
Yparalelo(1,1)=Yparalelo_aux(1,1);
Yparalelo(1,3)=Yparalelo_aux(1,2);
Yparalelo(3,1)=Yparalelo_aux(2,1);
Yparalelo(3,3)=Yparalelo_aux(2,2);
elseif strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'R')
Zparalelo_aux=[Zparalelo(1,1)];
Yparalelo_aux=inv(Zparalelo_aux);
Yparalelo(1,1)=Yparalelo_aux(1);
elseif strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'S')
Zparalelo_aux=[Zparalelo(2,2)];
Yparalelo_aux=inv(Zparalelo_aux);
Yparalelo(2,2)=Yparalelo_aux(1);
elseif strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'T')
Zparalelo_aux=[Zparalelo(3,3)];
Yparalelo_aux=inv(Zparalelo_aux);
Yparalelo(3,3)=Yparalelo_aux(1);
end
Yparalelo(isinf(Yparalelo))=0; %Hace cero (0) los valores Inf (1/0).
Ysuma=Ysuma+Yparalelo;
elseif cont>0
if find(ramales_ID==IDinvert{t}(orden))
Ysuma=Ysuma;
else
cont=cont+1;
ramales_ID(cont)=IDinvert{t}(orden);
Zparalelo=Zinvert{t}(:, :, orden);
Yparalelo=zeros(3);
if strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'RST')
Yparalelo=inv(Zparalelo);
elseif strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'RS') || strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'SR')
```

```
Zparalelo_aux=[Zparalelo(1,1),Zparalelo(1,2);Zparalelo(2,1),Zparalelo(2,2)];
Yparalelo_aux=inv(Zparalelo_aux);
Yparalelo(1,1)=Yparalelo_aux(1,1);
Yparalelo(1,2)=Yparalelo_aux(1,2);
Yparalelo(2,1)=Yparalelo_aux(2,1);
Yparalelo(2,2)=Yparalelo_aux(2,2);
elseif strcmp(Fase_invert{t}(orden),'ST')||strcmp(Fase_invert{t}(orden),'TS')
Zparalelo_aux=[Zparalelo(2,2),Zparalelo(2,3);Zparalelo(3,2),Zparalelo(3,3)];
Yparalelo_aux=inv(Zparalelo_aux);
Yparalelo(2,2)=Yparalelo_aux(1,1);
Yparalelo(2,3)=Yparalelo_aux(1,2);
Yparalelo(3,2)=Yparalelo_aux(2,1);
Yparalelo(3,3)=Yparalelo_aux(2,2);
elseif strcmp(Fase_invert{t}(orden),'TR')||strcmp(Fase_invert{t}(orden),'RT')
Zparalelo_aux=[Zparalelo(1,1),Zparalelo(1,3);Zparalelo(3,1),Zparalelo(3,3)];
Yparalelo_aux=inv(Zparalelo_aux);
Yparalelo(1,1)=Yparalelo_aux(1,1);
Yparalelo(1,3)=Yparalelo_aux(1,2);
Yparalelo(3,1)=Yparalelo_aux(2,1);
Yparalelo(3,3)=Yparalelo_aux(2,2);
elseif strcmp(Fase_invert{t}(orden),'R')
Zparalelo_aux=[Zparalelo(1,1)];
Yparalelo_aux=inv(Zparalelo_aux);
Yparalelo(1,1)=Yparalelo_aux(1);
elseif strcmp(Fase_invert{t}(orden),'S')
Zparalelo_aux=[Zparalelo(2,2)];
Yparalelo_aux=inv(Zparalelo_aux);
Yparalelo(2,2)=Yparalelo_aux(1);
elseif strcmp(Fase_invert{t}(orden),'T')
Zparalelo_aux=[Zparalelo(3,3)];
Yparalelo_aux=inv(Zparalelo_aux);
Yparalelo(3,3)=Yparalelo_aux(1);
end
Yparalelo(isinf(Yparalelo))=0; %Hace cero (0) los valores Inf (1/0).
Ysuma=Ysuma+Yparalelo;
end
end
end
end
Zparalelo_eq=zeros(3);
if sum(Ysuma(:,1))==0 && sum(Ysuma(:,2))==0 %Solo elementos fase T
Ysuma_aux=Ysuma(3,3);
Zparalelo_eq_aux=inv(Ysuma_aux);
Zparalelo_eq(3,3)=Zparalelo_eq_aux;
elseif sum(Ysuma(:,1))==0 && sum(Ysuma(:,3))==0 %Solo elementos fase S
Ysuma_aux=Ysuma(2,2);
Zparalelo_eq_aux=inv(Ysuma_aux);
Zparalelo_eq(2,2)=Zparalelo_eq_aux;
elseif sum(Ysuma(:,2))==0 && sum(Ysuma(:,3))==0 %Solo elementos fase R
Ysuma_aux=Ysuma(1,1);
Zparalelo_eq_aux=inv(Ysuma_aux);
Zparalelo_eq(1,1)=Zparalelo_eq_aux;
elseif sum(Ysuma(:,1))==0 %Solo elementos fase ST
Ysuma_aux=[Ysuma(2,2),Ysuma(2,3);Ysuma(3,2),Ysuma(3,3)];
Zparalelo_eq_aux=inv(Ysuma_aux);
Zparalelo_eq(2,2)=Zparalelo_eq_aux(1,1);
Zparalelo_eq(2,3)=Zparalelo_eq_aux(1,2);
Zparalelo_eq(3,2)=Zparalelo_eq_aux(2,1);
Zparalelo_eq(3,3)=Zparalelo_eq_aux(2,2);
elseif sum(Ysuma(:,2))==0 %Solo elementos fase TR
```

Herramienta de geolocalización para limitar el problema de múltiple estimación en la localización de fallas en distribuidores rurales de energía eléctrica considerando estimaciones de flujos de carga en sus ramales

```
Ysuma_aux=[Ysuma(1,1),Ysuma(1,3);Ysuma(3,1),Ysuma(3,3)];
Zparalelo_eq_aux=inv(Ysuma_aux);
Zparalelo_eq(1,1)=Zparalelo_eq_aux(1,1);
Zparalelo_eq(1,3)=Zparalelo_eq_aux(1,2);
Zparalelo_eq(3,1)=Zparalelo_eq_aux(2,1);
Zparalelo_eq(3,3)=Zparalelo_eq_aux(2,2);
elseif sum(Ysuma(:,3))==0 %Solo elementos fase RS
Ysuma_aux=[Ysuma(1,1),Ysuma(1,2);Ysuma(2,1),Ysuma(2,2)];
Zparalelo_eq_aux=inv(Ysuma_aux);
Zparalelo_eq(1,1)=Zparalelo_eq_aux(1,1);
Zparalelo_eq(1,2)=Zparalelo_eq_aux(1,2);
Zparalelo_eq(2,1)=Zparalelo_eq_aux(2,1);
Zparalelo_eq(2,2)=Zparalelo_eq_aux(2,2);
else
Zparalelo_eq=inv(Ysuma);
end
Zparalelo_eq(isinf(Zparalelo_eq))=0; %Hace cero (0) los valores Inf (1/0).
for s=1:length(ramales_ni)
ramal=ramales_ni(s);
orden=ramales_orden(s);
orden_aux=orden+1;
Zinvert{ramal}(:, :, orden_aux)=Zinvert{ramal}(:, :, orden_aux)+Zparalelo_eq;
for t=orden_aux:length(Nini_invert{ramal})
if Nini_invert{ramal}(t)==Nodos_Ini{ii}(i) %Si nodo inicial tramo es nodo de corriente i:
Z_eq=Zinvert{ramal}(:, :, t);
elseif find(Nodo_corriente_Ni==Nini_invert{ramal}(t)) %Si nodo inicial tramo NO es nodo de corriente:
break %Si nodo inicial tramo es nodo de corriente distinto de i, se corta el ciclo.
else
if find(trafo_ni_final==Nini_invert{ramal}(t)) %Si existe transformador en nodo inicial, se hace paralelo entre trafo y tramo.
index=find(trafo_ni_final==Nini_invert{ramal}(t))
Z_linea=Zinvert{ramal}(:, :, t);
Ytramo=zeros(3);
if strcmp(Fase_invert{ramal}(t), 'RST')
Ytramo=inv(Z_linea);
elseif strcmp(Fase_invert{ramal}(t), 'RS') || strcmp(Fase_invert{ramal}(t), 'SR')
Z_linea_aux=[Z_linea(1,1),Z_linea(1,2);Z_linea(2,1),Z_linea(2,2)];
Ytramo_aux=inv(Z_linea_aux);
Ytramo(1,1)=Ytramo_aux(1,1);
Ytramo(1,2)=Ytramo_aux(1,2);
Ytramo(2,1)=Ytramo_aux(2,1);
Ytramo(2,2)=Ytramo_aux(2,2);
elseif strcmp(Fase_invert{ramal}(t), 'ST') || strcmp(Fase_invert{ramal}(t), 'TS')
Z_linea_aux=[Z_linea(2,2),Z_linea(2,3);Z_linea(3,2),Z_linea(3,3)];
Ytramo_aux=inv(Z_linea_aux);
Ytramo(2,2)=Ytramo_aux(1,1);
Ytramo(2,3)=Ytramo_aux(1,2);
Ytramo(3,2)=Ytramo_aux(2,1);
Ytramo(3,3)=Ytramo_aux(2,2);
elseif strcmp(Fase_invert{ramal}(t), 'TR') || strcmp(Fase_invert{ramal}(t), 'RT')
Z_linea_aux=[Z_linea(1,1),Z_linea(1,3);Z_linea(3,1),Z_linea(3,3)];
Ytramo_aux=inv(Z_linea_aux);
Ytramo(1,1)=Ytramo_aux(1,1);
Ytramo(1,3)=Ytramo_aux(1,2);
Ytramo(3,1)=Ytramo_aux(2,1);
Ytramo(3,3)=Ytramo_aux(2,2);
elseif strcmp(Fase_invert{ramal}(t), 'R')
Z_linea_aux=[Z_linea(1,1)];
```

```
Ytramo_aux=inv(Z_linea_aux);
Ytramo(1,1)=Ytramo_aux(1);
elseif strcmp(Fase_invert{ramal}(t),'S')
Z_linea_aux=[Z_linea(2,2)];
Ytramo_aux=inv(Z_linea_aux);
Ytramo(2,2)=Ytramo_aux(1);
elseif strcmp(Fase_invert{ramal}(t),'T')
Z_linea_aux=[Z_linea(3,3)];
Ytramo_aux=inv(Z_linea_aux);
Ytramo(3,3)=Ytramo_aux(1);
end
Z_trafo=Ztrafo{index};
Ytrafo=zeros(3);
if strcmp(trafo_fase_final{index},'RST')
Ytrafo=inv(Z_trafo);
elseif strcmp(trafo_fase_final{index},'RS')||strcmp(trafo_fase_final{index},'SR')
Z_trafo_aux=[Z_trafo(1,1),Z_trafo(1,2);Z_trafo(2,1),Z_trafo(2,2)];
Ytrafo_aux=inv(Z_trafo_aux);
Ytrafo(1,1)=Ytrafo_aux(1,1);
Ytrafo(1,2)=Ytrafo_aux(1,2);
Ytrafo(2,1)=Ytrafo_aux(2,1);
Ytrafo(2,2)=Ytrafo_aux(2,2);
elseif strcmp(trafo_fase_final{index},'ST')||strcmp(trafo_fase_final{index},'TS')
Z_trafo_aux=[Z_trafo(2,2),Z_trafo(2,3);Z_trafo(3,2),Z_trafo(3,3)];
Ytrafo_aux=inv(Z_trafo_aux);
Ytrafo(2,2)=Ytrafo_aux(1,1);
Ytrafo(2,3)=Ytrafo_aux(1,2);
Ytrafo(3,2)=Ytrafo_aux(2,1);
Ytrafo(3,3)=Ytrafo_aux(2,2);
elseif strcmp(trafo_fase_final{index},'TR')||strcmp(trafo_fase_final{index},'RT')
Z_trafo_aux=[Z_trafo(1,1),Z_trafo(1,3);Z_trafo(3,1),Z_trafo(3,3)];
Ytrafo_aux=inv(Z_trafo_aux);
Ytrafo(1,1)=Ytrafo_aux(1,1);
Ytrafo(1,3)=Ytrafo_aux(1,2);
Ytrafo(3,1)=Ytrafo_aux(2,1);
Ytrafo(3,3)=Ytrafo_aux(2,2);
elseif strcmp(trafo_fase_final{index},'R')
Z_trafo_aux=[Z_trafo(1,1)];
Ytrafo_aux=inv(Z_trafo_aux);
Ytrafo(1,1)=Ytrafo_aux(1);
elseif strcmp(trafo_fase_final{index},'S')
Z_trafo_aux=[Z_trafo(2,2)];
Ytrafo_aux=inv(Z_trafo_aux);
Ytrafo(2,2)=Ytrafo_aux(1);
elseif strcmp(trafo_fase_final{index},'T')
Z_trafo_aux=[Z_trafo(3,3)];
Ytrafo_aux=inv(Z_trafo_aux);
Ytrafo(3,3)=Ytrafo_aux(1);
end
Ytrafo(isinf(Ytrafo))=0; %Hace cero (0) los valores Inf (1/0).
Yeq=Ytrafo+Ytramo;
Zeq_paralelo=zeros(3);
if sum(Yeq(:,1))==0 && sum(Yeq(:,2))==0 %Solo elementos fase T
Yeq_aux=Yeq(3,3);
Zeq_paralelo_aux=inv(Yeq_aux);
Zeq_paralelo(3,3)=Zeq_paralelo_aux;
elseif sum(Yeq(:,1))==0 && sum(Yeq(:,3))==0 %Solo elementos fase S
Yeq_aux=Yeq(2,2);
Zeq_paralelo_aux=inv(Yeq_aux);
Zeq_paralelo(2,2)=Zeq_paralelo_aux;
```

Herramienta de geolocalización para limitar el problema de múltiple estimación en la localización de fallas en distribuidores rurales de energía eléctrica considerando estimaciones de flujos de carga en sus ramales

```

elseif sum(Yeq(:,2))==0 && sum(Yeq(:,3))==0           %Solo elementos fase R
Yeq_aux=Yeq(1,1);
Zeq_paralelo_aux=inv(Yeq_aux);
Zeq_paralelo(1,1)=Zeq_paralelo_aux;
elseif sum(Yeq(:,1))==0                             %Solo elementos fase ST
Yeq_aux=[Yeq(2,2),Yeq(2,3);Yeq(3,2),Yeq(3,3)];
Zeq_paralelo_aux=inv(Yeq_aux);
Zeq_paralelo(2,2)=Zeq_paralelo_aux(1,1);
Zeq_paralelo(2,3)=Zeq_paralelo_aux(1,2);
Zeq_paralelo(3,2)=Zeq_paralelo_aux(2,1);
Zeq_paralelo(3,3)=Zeq_paralelo_aux(2,2);
elseif sum(Yeq(:,2))==0                             %Solo elementos fase TR
Yeq_aux=[Yeq(1,1),Yeq(1,3);Yeq(3,1),Yeq(3,3)];
Zeq_paralelo_aux=inv(Yeq_aux);
Zeq_paralelo(1,1)=Zeq_paralelo_aux(1,1);
Zeq_paralelo(1,3)=Zeq_paralelo_aux(1,2);
Zeq_paralelo(3,1)=Zeq_paralelo_aux(2,1);
Zeq_paralelo(3,3)=Zeq_paralelo_aux(2,2);
elseif sum(Yeq(:,3))==0                             %Solo elementos fase RS
Yeq_aux=[Yeq(1,1),Yeq(1,2);Yeq(2,1),Yeq(2,2)];
Zeq_paralelo_aux=inv(Yeq_aux);
Zeq_paralelo(1,1)=Zeq_paralelo_aux(1,1);
Zeq_paralelo(1,2)=Zeq_paralelo_aux(1,2);
Zeq_paralelo(2,1)=Zeq_paralelo_aux(2,1);
Zeq_paralelo(2,2)=Zeq_paralelo_aux(2,2);
else
Zeq_paralelo=inv(Yeq);
end
Zeq_paralelo(isinf(Zeq_paralelo))=0;                %Hace cero (0) los valores Inf (1/0).
Zinvert{ramal}(:, :, t)=Zeq_paralelo;
Zinvert{ramal}(:, :, t+1)=Zinvert{ramal}(:, :, t+1)+Zinvert{ramal}(:, :, t);
else
if strcmp(Fase_invert{ramal}(t+1),Fase_invert{ramal}(t))
else
Fase_invert{ramal}(t+1)=Fase_invert{ramal}(t);
end
Zinvert{ramal}(:, :, t+1)=Zinvert{ramal}(:, :, t+1)+Zinvert{ramal}(:, :, t);           %Si existe
tramo en nodo inicial, se hace serie entre ambos tramos
end
end
end
end
ramales_ni=0;
ramales_orden=0;
ramales_ID=0;
end
end
rep_ni_final={};                                   %Reinicia variable.
rep_counts_final=0;                               %Idem.
rep_ni_parcial=0;                                 %Idem.
rep_counts_parcial=0;                             %Idem.
end
Zinvert={};                                       %Reinicia variable.
IDinvert={};                                     %Idem.
Fase_invert={};                                  %Idem.
Nini_invert={};                                  %Idem.
Nfin_invert={};                                  %Idem.
%Impedancia de carga para cálculo.
ZC=Z_eq-Ztramo_falla;
ZCaa=ZC(1,1);

```

```

ZCbb=ZC(2,2);
ZCcc=ZC(3,3);
ZCab=ZC(1,2);
ZCac=ZC(1,3);
ZCba=ZC(2,1);
ZCbc=ZC(2,3);
ZCca=ZC(3,1);
ZCcb=ZC(3,2);
%Coeficientes para cada tipo de falla.
Aa=Zab*isb+Zac*isc;      %Coeficiente A para falla monofásica Ag.
Ab=Zba*isa+Zbc*isc;      %Coeficiente A para falla monofásica Bg.
Ac=Zca*isa+Zcb*isb;      %Coeficiente A para falla monofásica Cg.
Ba=Zbb+ZCbb-Zcb-ZCcb;   %Coeficiente B para falla monofásica Ag.
Bb=Zcc+ZCcc-Zac-ZCac;   %Coeficiente B para falla monofásica Bg.
Bc=Zaa+ZCaa-Zba-ZCba;   %Coeficiente B para falla monofásica Cg.
Ca=Zbc+ZCbc-Zcc-ZCcc;   %Coeficiente C para falla monofásica Ag.
Cb=Zca+ZCca-Zaa-ZCaa;   %Coeficiente C para falla monofásica Bg.
Cc=Zab+ZCab-Zbb-ZCbb;   %Coeficiente C para falla monofásica Cg.
Dab=Zaa-Zba;            %Coeficiente D para falla bifásica AB/ABg.
Dbc=Zbb-Zcb;            %Coeficiente D para falla bifásica BC/BCg.
Dca=Zcc-Zac;            %Coeficiente D para falla bifásica CA/CAG.
Eab=Zab-Zbb;            %Coeficiente E para falla bifásica AB/ABg.
Ebc=Zbc-Zcc;            %Coeficiente E para falla bifásica BC/BCg.
Eca=Zca-Zaa;            %Coeficiente E para falla bifásica CA/CAG.
Fab=Zac-Zbc;            %Coeficiente F para falla bifásica AB/ABg.
Fbc=Zba-Zca;            %Coeficiente F para falla bifásica BC/BCg.
Fca=Zcb-Zab;            %Coeficiente F para falla bifásica CA/CAG.
G=Zba-Zca;              %Coeficiente G.
H=Zbb-Zcb;              %Coeficiente H.
J=Zbc-Zcc;              %Coeficiente J.
K=Zca-Zaa;              %Coeficiente K.
LL=Zcb-Zab;             %Coeficiente L.
M=Zcc-Zac;              %Coeficiente M.
if strcmp(Phase{ii}(i),'RST')%Límita cálculo de tipos de falla según tipo de línea (RST).
if corto==4 || corto==9 || corto==10 %Cálculo para fallas monofásicas.
if corto==4 %Falla Ag.
for me=0:0.0001:1 %Proceso iterativo de convergencia entre me y mcalc.
isf=is+(((1-me)*Ztramo_falla+ZC)^-1)*(me*Ztramo_falla*is-vs);
isfa=isf(1);
isfb=isf(2);
isfc=isf(3);
%Cálculo de distancia a la falla m.
cociente=usa/isfa;
divisor=(Zaa*isa+Zab*isb+Zac*isc)/isfa;
%Cálculo de distancia a la falla m1.
cociente1=(usa-usb+usc+Ba*isb+Ca*isc)/isfa;
divisor1=((Zaa-Zba+Zac)*isa+Aa)/isfa;
%Cálculo de distancia a la falla m2.
cociente2=(usa+usb-usc-Ba*isb-Ca*isc)/isfa;
divisor2=((Zaa+Zba-Zca)*isa+Aa)/isfa;
%mcalc.
imgcoc=imag(cociente);
imgdiv=imag(divisor);
m=imgcoc/imgdiv;
dif=m-me;
if dif<=0 %Si convergen, se obtiene m = mcalc.
break
end
end
elseif corto==9 %Falla Bg.

```

Herramienta de geolocalización para limitar el problema de múltiple estimación en la localización de fallas en distribuidores rurales de energía eléctrica considerando estimaciones de flujos de carga en sus ramales

```
for me=0:0.0001:1 %Proceso iterativo de convergencia entre me y mcalc.
isf=is+((1-me)*Ztramo_falla+ZC)^-1*(me*Ztramo_falla*is-vs);
isfa=isf(1);
isfb=isf(2);
isfc=isf(3);
%Cálculo de distancia a la falla m.
cociente=usb/isfb;
divisor=(Zbb*isb+Zba*isa+Zbc*isc)/isfb;
%Cálculo de distancia a la falla m1.
cocientel=(usb-usc+usa+Bb*isc+Cb*isa)/isfb;
divisorl=((Zbb-Zab+Zcb)*isb+Ab)/isfb;
%Cálculo de distancia a la falla m2.
cociente2=(usb+usc-usa-Bb*isc-Cb*isa)/isfb;
divisor2=((Zbb+Zab-Zcb)*isb+Ab)/isfb;
%mcalc.
imgcoc=imag(cociente);
imgdiv=imag(divisor);
m=imgcoc/imgdiv;
dif=m-me;
if dif<=0 %Si convergen, se obtiene m = mcalc.
break
end
end
elseif corto==10 %Falla Cg.
for me=0:0.0001:1 %Proceso iterativo de convergencia entre me y mcalc.
isf=is+((1-me)*Ztramo_falla+ZC)^-1*(me*Ztramo_falla*is-vs);
isfa=isf(1);
isfb=isf(2);
isfc=isf(3);
%Cálculo de distancia a la falla m.
cociente=usc/isfc;
divisor=(Zcc*isc+Zca*isa+Zcb*isb)/isfc;
%Cálculo de distancia a la falla m1.
cocientel=(usc-usa+usb+Bc*isa+Cc*isb)/isfc;
divisorl=((Zcc-Zac+Zbc)*isc+Ac)/isfc;
%Cálculo de distancia a la falla m2.
cociente2=(usc+usa-usb-Bc*isa-Cc*isb)/isfc;
divisor2=((Zcc+Zac-Zbc)*isc+Ac)/isfc;
%mcalc.
imgcoc=imag(cociente);
imgdiv=imag(divisor);
m=imgcoc/imgdiv;
dif=m-me;
if dif<=0 %Si convergen, se obtiene m = mcalc.
break
end
end
end
%m1.
imgcocl=imag(cocientel);
imgdivl=imag(divisorl);
m1=imgcocl/imgdivl;
%m2.
imgcoc2=imag(cociente2);
imgdiv2=imag(divisor2);
m2=imgcoc2/imgdiv2;
%Error.
dm1=abs(m-m1);
dm2=abs(m-m2);
dm=dm1+dm2;
```

```
n=2; %n=2 en caso de falla monofásica.
elseif corto==2 || corto==3 || corto==5 || corto==6 || corto==7 || corto==8 %Cálculo falla
bifásica/bifásica a tierra.
if corto==2 || corto==3 %Falla Ab o Abg.
for me=0:0.0001:1 %Proceso iterativo de convergencia entre me y mcalc.
isf=is+((1-me)*Ztramo_falla+ZC)^-1*(me*Ztramo_falla*is-vs);
isfa=isf(1);
isfb=isf(2);
isfc=isf(3);
%Cálculo de distancia a la falla m.
cociente=(usa-usb)/(isfa-isfb);
divisor=(Dab*isa+Eab*isb+Fab*isc)/(isfa-isfb);
%Cálculo de distancia a la falla m1.
cocientel=(usa-usb-usc+(Zcc+Zccc)*isc)/(isfa-isfb);
divisorl=((Dab-Zca)*isa+(Eab-Zcb)*isb+Fab*isc)/(isfa-isfb);
%mcalc.
imgcoc=imag(cociente);
imgdiv=imag(divisor);
m=imgcoc/imgdiv;
dif=m-me;
if dif<=0 %Si convergen, se obtiene m = mcalc.
break
end
end
elseif corto==7 || corto==8 %Falla BC o BCg.
for me=0:0.0001:1 %Proceso iterativo de convergencia entre me y mcalc.
isf=is+((1-me)*Ztramo_falla+ZC)^-1*(me*Ztramo_falla*is-vs);
isfa=isf(1);
isfb=isf(2);
isfc=isf(3);
%Cálculo de distancia a la falla m.
cociente=(usb-usc)/(isfb-isfc);
divisor=(Fbc*isa+Dbc*isb+Ebc*isc)/(isfb-isfc);
%Cálculo de distancia a la falla m1.
cocientel=((usb-usc-usa)/(isfb-isfc))+ (Zaa+ZCaa)*(isa/(isfb-isfc));
divisorl=((Dbc-Zab)*isb+(Ebc-Zac)*isc+Fbc*isa)/(isfb-isfc);
%mcalc.
imgcoc=imag(cociente);
imgdiv=imag(divisor);
m=imgcoc/imgdiv;
dif=m-me;
if dif<=0 %Si convergen, se obtiene m = mcalc.
break
end
end
elseif corto==5 || corto==6 %Falla CA o CAg.
for me=0:0.0001:1 %Proceso iterativo de convergencia entre me y mcalc.
isf=is+((1-me)*Ztramo_falla+ZC)^-1*(me*Ztramo_falla*is-vs);
isfa=isf(1);
isfb=isf(2);
isfc=isf(3);
%Cálculo de distancia a la falla m.
cociente=(usc-usa)/(isfc-isfa);
divisor=(Eca*isa+Fca*isb+Dca*isc)/(isfc-isfa);
%Cálculo de distancia a la falla m1.
cocientel=((usc-usa-usb)/(isfc-isfa))+ (Zbb+ZCbb)*(isb/(isfc-isfa));
divisorl=((Dca-Zbc)*isc+(Eca-Zba)*isa+Fca*isb)/(isfc-isfa);
%mcalc.
imgcoc=imag(cociente);
imgdiv=imag(divisor);
```

Herramienta de geolocalización para limitar el problema de múltiple estimación en la localización de fallas en distribuidores rurales de energía eléctrica considerando estimaciones de flujos de carga en sus ramales

```
m=imgcoc/imgdiv;
dif=m-me;
if dif<=0 %Si convergen, se obtiene m = mcalc.
break
end
end
end
%m1
imgcoc1=imag(cociente1);
imgdiv1=imag(divisor1);
m1=imgcoc1/imgdiv1;
%Error.
dm1=abs(m-m1);
dm=dm1;
n=1; %n=1 en caso de falla bifásica/bifásica a tierra.
elseif corto==1 %Cálculo falla trifásica ABC.
for me=0:0.0001:1 %Proceso iterativo de convergencia entre me y mcalc.
isf=is+((1-me)*Ztramo_falla+ZC)^-1*(me*Ztramo_falla*is-vs);
isfa=isf(1);
isfb=isf(2);
isfc=isf(3);
%Cálculo de distancia a la falla m1.
cociente1=(usa-usb)/(isfa-isfb);
divisor1=(Dab*isa+Eab*isb+Fab*isc)/(isfa-isfb);
%Cálculo de distancia a la falla m2.
cociente2=(usb-usc)/(isfb-isfc);
divisor2=(G*isa+H*isb+J*isc)/(isfb-isfc);
%Cálculo de distancia a la falla m2.
cociente3=(usc-usa)/(isfc-isfa);
divisor3=(K*isa+LL*isb+M*isc)/(isfc-isfa);
%m1
imgcoc1=imag(cociente1);
imgdiv1=imag(divisor1);
m1=imgcoc1/imgdiv1;
%m2
imgcoc2=imag(cociente2);
imgdiv2=imag(divisor2);
m2=imgcoc2/imgdiv2;
%m3
imgcoc3=imag(cociente3);
imgdiv3=imag(divisor3);
m3=imgcoc3/imgdiv3;
%mcalc.
vectm=[m1,m2,m3];
m=mean(vectm);
dif=m-me;
if dif<=0 %Si convergen, se obtiene m = mcalc.
break
end
end
%Error.
dm1=abs(m-m1);
dm2=abs(m-m2);
dm3=abs(m-m3);
dm=dm1+dm2+dm3;
n=3; %n=3 en caso de falla trifásica.
end
elseif strcmp(Phase{ii}(i),'RS')||strcmp(Phase{ii}(i),'SR') %Limita cálculo de tipos de
falla según tipo de línea (RS).
usc=0;
```

```
isc=0;
vs=[usa;usb];
is=[isa;isb];
Ztramo_falla_aux=[Zaa,Zab;Zba,Zbb];
ZC_aux=[ZCaa,ZCab;ZCba,ZCbb];
if corto==4 || corto==9 %Cálculo falla monofásica.
if corto==4 %Falla Ag
for me=0:0.0001:1 %Proceso iterativo de convergencia entre me y mcalc.
isf=is+((1-me)*Ztramo_falla_aux+ZC_aux)^-1*(me*Ztramo_falla_aux*is-vs);
isfa=isf(1);
isfb=isf(2);
isfc=0;
%Cálculo de distancia a la falla m.
cociente=usa/isfa;
divisor=(Zaa*isa+Zab*isb+Zac*isc)/isfa;
%Cálculo de distancia a la falla m1.
cociente1=(usa-usb+usc+Ba*isb+Ca*isc)/isfa;
divisor1=((Zaa-Zba+Zac)*isa+Aa)/isfa;
%Cálculo de distancia a la falla m2.
cociente2=(usa+usb-usc-Ba*isb-Ca*isc)/isfa;
divisor2=((Zaa+Zba-Zac)*isa+Aa)/isfa;
% mcalc.
imgcoc=imag(cociente);
imgdiv=imag(divisor);
m=imgcoc/imgdiv;
dif=m-me;
if dif<=0 %Si convergen, se obtiene m = mcalc.
break
end
end
elseif corto==9 %Falla Bg.
for me=0:0.0001:1 %Proceso iterativo de convergencia entre me y mcalc.
isf=is+((1-me)*Ztramo_falla_aux+ZC_aux)^-1*(me*Ztramo_falla_aux*is-vs);
isfa=isf(1);
isfb=isf(2);
isfc=0;
%Cálculo de distancia a la falla m.
cociente=usb/isfb;
divisor=(Zbb*isb+Zba*isa+Zbc*isc)/isfb;
%Cálculo de distancia a la falla m1.
cociente1=(usb-usc+usa+Bb*isc+Cb*isa)/isfb;
divisor1=((Zbb-Zab+Zcb)*isb+Ab)/isfb;
%Cálculo de distancia a la falla m2.
cociente2=(usb+usc-usa-Bb*isc-Cb*isa)/isfb;
divisor2=((Zbb+Zab-Zcb)*isb+Ab)/isfb;
% mcalc.
imgcoc=imag(cociente);
imgdiv=imag(divisor);
m=imgcoc/imgdiv;
dif=m-me;
if dif<=0 %Si convergen, se obtiene m = mcalc.
break
end
end
end
% m1.
imgcoc1=imag(cociente1);
imgdiv1=imag(divisor1);
m1=imgcoc1/imgdiv1;
% m2.
```

Herramienta de geolocalización para limitar el problema de múltiple estimación en la localización de fallas en distribuidores rurales de energía eléctrica considerando estimaciones de flujos de carga en sus ramales

```
imgcoc2=imag(cociente2);
imgdiv2=imag(divisor2);
m2=imgcoc2/imgdiv2;
>Error.
dm1=abs(m-m1);
dm2=abs(m-m2);
dm=dm1+dm2;
n=2; %n=2 en caso de falla monofásica.
elseif corto==2 || corto==3 %Cálculo falla bifásica/bifásica a tierra.
for me=0:0.0001:1 %Proceso iterativo de convergencia entre me y mcalc.
isf=is+((1-me)*Ztramo_falla_aux+ZC_aux)^-1*(me*Ztramo_falla_aux*is-vs);
isfa=isf(1);
isfb=isf(2);
isfc=0;
%Cálculo de distancia a la falla m.
cociente=(usa-usb)/(isfa-isfb);
divisor=(Dab*isa+Eab*isb+Fab*isc)/(isfa-isfb);
%Cálculo de distancia a la falla m1.
cocientel=((usa-usb-usc)/(isfa-isfb))+ (Zcc+ZCcc)*(isc/(isfa-isfb));
divisorl=((Dab-Zca)*isa+(Eab-Zcb)*isb+Fab*isc)/(isfa-isfb);
mcalc.
imgcoc=imag(cociente);
imgdiv=imag(divisor);
m=imgcoc/imgdiv;
dif=m-me;
if dif<=0 %Si convergen, se obtiene m = mcalc.
break
end
end
%m1.
imgcoc1=imag(cocientel);
imgdiv1=imag(divisorl);
m1=imgcoc1/imgdiv1;
>Error.
dm1=abs(m-m1);
dm=dm1;
n=1; %n=1 en caso de falla bifásica/bifásica a tierra.
end
elseif strcmp(Phase{ii}(i),'ST') || strcmp(Phase{ii}(i),'TS') %Limita cálculo de tipos de
falla según tipo de línea (ST).
usa=0;
isa=0;
vs=[usb;usc];
is=[isb;isc];
Ztramo_falla_aux=[Zbb,Zbc;Zcb,Zcc];
ZC_aux=[ZCbb,ZCbc;ZCcb,ZCcc];
if corto==9 || corto==10 %Cálculo falla monofásica.
if corto==9 %Falla Bg.
for me=0:0.0001:1 %Proceso iterativo de convergencia entre me y mcalc.
isf=is+((1-me)*Ztramo_falla_aux+ZC_aux)^-1*(me*Ztramo_falla_aux*is-vs);
isfa=0;
isfb=isf(1);
isfc=isf(2);
%Cálculo de distancia a la falla m.
cociente=usb/isfb;
divisor=(Zbb*isb+Zba*isa+Zbc*isc)/isfb;
%Cálculo de distancia a la falla m1.
cocientel=(usb-usc+usa+Bb*isc+Cb*isa)/isfb;
divisorl=((Zbb-Zab+Zcb)*isb+Ab)/isfb;
%Cálculo de distancia a la falla m2.
```

```
cociente2=(usb+usc-usa-Bb*isc-Cb*isa)/isfb;
divisor2=((Zbb+Zab-Zcb)*isb+Ab)/isfb;
%mcalc.
imgcoc=imag(cociente);
imgdiv=imag(divisor);
m=imgcoc/imgdiv;
dif=m-me;
if dif<=0 %Si convergen, se obtiene m = mcalc.
break
end
end
elseif corto==10 %Falla Cg.
for me=0:0.0001:1 %Proceso iterativo de convergencia entre me y mcalc.
isf=is+((1-me)*Ztramo_falla_aux+ZC_aux)^-1*(me*Ztramo_falla_aux*is-vs);
isfa=0;
isfb=isf(1);
isfc=isf(2);
%Cálculo de distancia a la falla m.
cociente=usc/isfc;
divisor=(Zcc*isc+Zca*isa+Zcb*isb)/isfc;
%Cálculo de distancia a la falla m1.
cocientel1=(usc-usa+usb+Bc*isa+Cc*isb)/isfc;
divisor1=((Zcc-Zac+Zbc)*isc+Ac)/isfc;
%Cálculo de distancia a la falla m2.
cociente2=(usc+usa-usb-Bc*isa-Cc*isb)/isfc;
divisor2=((Zcc+Zac-Zbc)*isc+Ac)/isfc;
%mcalc.
imgcoc=imag(cociente);
imgdiv=imag(divisor);
m=imgcoc/imgdiv;
dif=m-me;
if dif<=0 %Si convergen, se obtiene m = mcalc.
break
end
end
end
%m1.
imgcoc1=imag(cocientel1);
imgdiv1=imag(divisor1);
m1=imgcoc1/imgdiv1;
%m2.
imgcoc2=imag(cociente2);
imgdiv2=imag(divisor2);
m2=imgcoc2/imgdiv2;
%Error.
dm1=abs(m-m1);
dm2=abs(m-m2);
dm=dm1+dm2;
n=2; %n=2 en caso de falla monofásica
elseif corto==7 || corto==8 %Cálculo falla bifásica/bifásica a tierra.
for me=0:0.0001:1 %Proceso iterativo de convergencia entre me y mcalc.
isf=is+((1-me)*Ztramo_falla_aux+ZC_aux)^-1*(me*Ztramo_falla_aux*is-vs);
isfa=0;
isfb=isf(1);
isfc=isf(2);
%Cálculo de distancia a la falla m.
cociente=(usb-usc)/(isfb-isfc);
divisor=(Fbc*isa+Dbc*isb+Ebc*isc)/(isfb-isfc);
%Cálculo de distancia a la falla m1.
cocientel1=((usb-usc-usa)/(isfb-isfc)+(Zaa+ZCaa)*(isa/(isfb-isfc)));
```

Herramienta de geolocalización para limitar el problema de múltiple estimación en la localización de fallas en distribuidores rurales de energía eléctrica considerando estimaciones de flujos de carga en sus ramales

```
divisor1=((Dbc-Zab)*isb+(Ebc-Zac)*isc+Fbc*isa)/(isfb-isfc);
%mcalc.
imgcoc=imag(cociente);
imgdiv=imag(divisor);
m=imgcoc/imgdiv;
dif=m-me;
if dif<=0 %Si convergen, se obtiene m = mcalc.
break
end
end
%m1.
imgcoc1=imag(cociente1);
imgdiv1=imag(divisor1);
m1=imgcoc1/imgdiv1;
%Error.
dm1=abs(m-m1);
dm=dm1;
n=1; %n=1 en caso de falla bifásica/bifásica a tierra.
end
elseif strcmp(Phase{ii}(i),'TR')||strcmp(Phase{ii}(i),'RT') %Limita cálculo de tipos de
falla según tipo de línea (RT).
usb=0;
isb=0;
vs=[usa;usc];
is=[isa;isc];
Ztramo_falla_aux=[Zaa,Zac;Zca,Zcc];
ZC_aux=[ZCaa,ZCac;ZCca,ZCcc];
if corto==4 || corto==10 %Cálculo para falla monofásica.
if corto==4 %Falla Ag.
for me=0:0.0001:1 %Proceso iterativo de convergencia entre me y mcalc.
isf=is+((1-me)*Ztramo_falla_aux+ZC_aux)^-1*(me*Ztramo_falla_aux*is-vs);
isfa=isf(1);
isfb=0;
isfc=isf(2);
%Cálculo de distancia a la falla m.
cociente=usa/isfa;
divisor=(Zaa*isa+Zab*isb+Zac*isc)/isfa;
%Cálculo de distancia a la falla m1.
cociente1=(usa-usb+usc+Ba*isb+Ca*isc)/isfa;
divisor1=((Zaa-Zba+Zac)*isa+Aa)/isfa;
%Cálculo de distancia a la falla m2.
cociente2=(usa+usb-usc-Ba*isb-Ca*isc)/isfa;
divisor2=((Zaa+Zba-Zac)*isa+Aa)/isfa;
%mcalc.
imgcoc=imag(cociente);
imgdiv=imag(divisor);
m=imgcoc/imgdiv;
dif=m-me;
if dif<=0 %Si convergen, se obtiene m = mcalc.
break
end
end
elseif corto==10 %Falla Cg.
for me=0:0.0001:1 %Proceso iterativo de convergencia entre me y mcalc.
isf=is+((1-me)*Ztramo_falla_aux+ZC_aux)^-1*(me*Ztramo_falla_aux*is-vs);
isfa=isf(1);
isfb=0;
isfc=isf(2);
%Cálculo de distancia a la falla m.
cociente=usc/isfc;
```

```
divisor=(Zcc*isc+Zca*isa+Zcb*isb)/isfc;  
%Cálculo de distancia a la falla m1.  
cocientel=(usc-usa+usb+Bc*isa+Cc*isb)/isfc;  
divisor1=((Zcc-Zac+Zbc)*isc+Ac)/isfc;  
%Cálculo de distancia a la falla m2.  
cociente2=(usc-usa-usb-Bc*isa-Cc*isb)/isfc;  
divisor2=((Zcc+Zac-Zbc)*isc+Ac)/isfc;  
%mcalc.  
imgcoc=imag(cociente);  
imgdiv=imag(divisor);  
m=imgcoc/imgdiv;  
dif=m-me;  
if dif<=0 %Si convergen, se obtiene m = mcalc.  
break  
end  
end  
end  
%m1.  
imgcoc1=imag(cocientel);  
imgdiv1=imag(divisor1);  
m1=imgcoc1/imgdiv1;  
%m2  
imgcoc2=imag(cociente2);  
imgdiv2=imag(divisor2);  
m2=imgcoc2/imgdiv2;  
%Error.  
dm1=abs(m-m1);  
dm2=abs(m-m2);  
dm=dm1+dm2;  
n=2; %n=2 en caso de falla monofásica.  
elseif corto==5 || corto==6 %Cálculo falla bifásica/bifásica a tierra.  
for me=0:0.0001:1 %Proceso iterativo de convergencia entre me y mcalc.  
isf=is+((1-me)*Ztramo_falla_aux+ZC_aux)^-1*(me*Ztramo_falla_aux*is-vs);  
isfa=isf(1);  
isfb=0;  
isfc=isf(2);  
%Cálculo de distancia a la falla m.  
cociente=(usc-usa)/(isfc-isfa);  
divisor=(Eca*isa+Fca*isb+Dca*isc)/(isfc-isfa);  
%Cálculo de distancia a la falla m1.  
cocientel=((usc-usa-usb)/(isfc-isfa))+(Zbb+ZCbb)*(isb/(isfc-isfa));  
divisor1=((Dca-Zbc)*isc+(Eca-Zba)*isa+Fca*isb)/(isfc-isfa);  
%mcalc.  
imgcoc=imag(cociente);  
imgdiv=imag(divisor);  
m=imgcoc/imgdiv;  
dif=m-me;  
if dif<=0 %Si convergen, se obtiene m = mcalc.  
break  
end  
end  
%m1.  
imgcoc1=imag(cocientel);  
imgdiv1=imag(divisor1);  
m1=imgcoc1/imgdiv1;  
%Error.  
dm1=abs(m-m1);  
dm=dm1;  
n=1; %n=1 en caso de falla bifásica/bifásica a tierra.  
end
```

Herramienta de geolocalización para limitar el problema de múltiple estimación en la localización de fallas en distribuidores rurales de energía eléctrica considerando estimaciones de flujos de carga en sus ramales

```

elseif strcmp(Phase{ii}(i), 'R') %Límita cálculo de tipos de falla según tipo de línea
(R).
usb=0;
usc=0;
isb=0;
isc=0;
vs=[usa];
is=[isa];
Ztramo_falla_aux=[Zaa];
ZC_aux=[ZCaa];
for me=0:0.0001:1 %Proceso iterativo de convergencia entre me y mcalc.
isf=is+((1-me)*Ztramo_falla_aux+ZC_aux)^-1*(me*Ztramo_falla_aux*is-vs);
isfa=isf(1);
isfb=0;
isfc=0;
%Cálculo de distancia a la falla m.
cociente=usa/isfa;
divisor=(Zaa*isa+Zab*isb+Zac*isc)/isfa;
%Cálculo de distancia a la falla m1.
cocientel=(usa-usb+usc+Ba*isb+Ca*isc)/isfa;
divisor1=(Zaa-Zba+Zac)*isa+Aa/isfa;
%Cálculo de distancia a la falla m2.
cociente2=(usa+usb-usc-Ba*isb-Ca*isc)/isfa;
divisor2=(Zaa+Zba-Zac)*isa+Aa/isfa;
%mcalc.
imgcoc=imag(cociente);
imgdiv=imag(divisor);
m=imgcoc/imgdiv;
dif=m-me;
if dif<=0 %Si convergen, se obtiene m = mcalc.
break
end
end
%m1.
imgcoc1=imag(cocientel);
imgdiv1=imag(divisor1);
m1=imgcoc1/imgdiv1;
%m2.
imgcoc2=imag(cociente2);
imgdiv2=imag(divisor2);
m2=imgcoc2/imgdiv2;
%Error.
dm1=abs(m-m1);
dm2=abs(m-m2);
dm=dm1+dm2;
n=2;
elseif strcmp(Phase{ii}(i), 'S') %Límita cálculo de tipos de falla según tipo de línea
(S).
usa=0;
usc=0;
isa=0;
isc=0;
vs=[usb];
is=[isb];
Ztramo_falla_aux=[Zbb];
ZC_aux=[ZCbb];
for me=0:0.0001:1 %Proceso iterativo de convergencia entre me y mcalc.
isf=is+((1-me)*Ztramo_falla_aux+ZC_aux)^-1*(me*Ztramo_falla_aux*is-vs);
isfa=0;
isfb=isf(1);

```

```
isfc=0;
%Cálculo de distancia a la falla m.
cociente=usb/isfb;
divisor=(Zbb*isb+Zba*isa+Zbc*isc)/isfb;
%Cálculo de distancia a la falla m1.
cociente1=(usb-usc+usa+Bb*isc+Cb*isa)/isfb;
divisor1=((Zbb-Zab+Zcb)*isb+Ab)/isfb;
%Cálculo de distancia a la falla m2.
cociente2=(usb+usc-usa-Bb*isc-Cb*isa)/isfb;
divisor2=((Zbb+Zab-Zcb)*isb+Ab)/isfb;
%mcalc.
imgcoc=imag(cociente);
imgdiv=imag(divisor);
m=imgcoc/imgdiv;
dif=m-me;
if dif<=0 %Si convergen, se obtiene m = mcalc.
break
end
end
%m1.
imgcoc1=imag(cociente1);
imgdiv1=imag(divisor1);
m1=imgcoc1/imgdiv1;
%m2.
imgcoc2=imag(cociente2);
imgdiv2=imag(divisor2);
m2=imgcoc2/imgdiv2;
%Error.
dm1=abs(m-m1);
dm2=abs(m-m2);
dm=dm1+dm2;
n=2;
elseif strcmp(Phase{ii}(i),'T') %Limita cálculo de tipos de falla según tipo de línea
(T).
usa=0;
usb=0;
isa=0;
isb=0;
vs=[usc];
is=[isc];
Ztramo_falla_aux=[Zcc];
ZC_aux=[ZCcc];
for me=0:0.0001:1 %Proceso iterativo de convergencia entre me y mcalc.
isf=is+((1-me)*Ztramo_falla_aux+ZC_aux)^-1*(me*Ztramo_falla_aux*is-vs);
isfa=0;
isfb=0;
isfc=isf(1);
%Cálculo de distancia a la falla m.
cociente=usc/isfc;
divisor=(Zcc*isc+Zca*isa+Zcb*isb)/isfc;
%Cálculo de distancia a la falla m1.
cociente1=(usc-usa+usb+Bc*isa+Cc*isb)/isfc;
divisor1=((Zcc-Zac+Zbc)*isc+Ac)/isfc;
%Cálculo de distancia a la falla m2.
cociente2=(usc+usa-usb-Bc*isa-Cc*isb)/isfc;
divisor2=((Zcc+Zac-Zbc)*isc+Ac)/isfc;
%mcalc.
imgcoc=imag(cociente);
imgdiv=imag(divisor);
m=imgcoc/imgdiv;
```

Herramienta de geolocalización para limitar el problema de múltiple estimación en la localización de fallas en distribuidores rurales de energía eléctrica considerando estimaciones de flujos de carga en sus ramales

```

dif=m-me;
if dif<=0    %Si convergen, se obtiene m = mcalc.
break
end
end
%m1.
imgcoc1=imag(cociente1);
imgdiv1=imag(divisor1);
m1=imgcoc1/imgdiv1;
%m2.
imgcoc2=imag(cociente2);
imgdiv2=imag(divisor2);
m2=imgcoc2/imgdiv2;
%Error.
dm1=abs(m-m1);
dm2=abs(m-m2);
dm=dm1+dm2;
n=2;                %n=2 en caso de falla monofásica.
end
if m>0 && m<1    %Si 0<m<1 entonces existe falla en el tramo analizado.
contador=contador+1;
Distancia_Falla(contador)=m;
Error_Falla(contador)=(1/n)*(dm/abs(m));
Peso_error(contador)=1/Error_Falla(contador);
ID_Linea_Fallada(contador)=Nombre_linea{ii}(i);
Coordenadas_Falla{contador}=Coordenadas_lineas{ii}(i);
Dtramo(contador)=m*L{ii}(i);
Fase_Falla(contador)=Phase{ii}(i);
break    %Si existe falla finaliza análisis de ramal actual y pasa al siguiente.
end
end
end
end
%Elimina resultados repetidos.
[Cont_aux,kka,kkc]=unique(ID_Linea_Fallada);
kka=kka';
for ii=1:length(Cont_aux)
Lineas_Falla_Final(ii)=ID_Linea_Fallada(kka(ii));
Porcentaje_Final(ii)=Distancia_Falla(kka(ii));
Distancia_Final(ii)=Dtramo(kka(ii));
Coords_Final(ii)=Coordenadas_Falla{kka(ii)};
Error_Final(ii)=Error_Falla(kka(ii));
Peso_parcial(ii)=Peso_error(kka(ii));
Fase_Final(ii)=Fase_Falla(kka(ii));
end
%Cálculo de probabilidad.
Peso_total=sum(Peso_parcial);
for ii=1:length(Peso_parcial)
Probabilidad(ii)=(Peso_parcial(ii)/Peso_total)*100;
end
% Creación del archivo "Resultado.txt" con el siguiente formato:
% ID línea,Distancia a falla[m],Coordenadas,Probabilidad[%].
fid=fopen('Resultado.txt','w');
for i=1:numel(Lineas_Falla_Final)
fprintf(fid,'%5.0f,%4.2f,%1s,%4.2f\r\n',Lineas_Falla_Final(i),Distancia_Final(i),Coords_Final{i},Probabilidad(i));
end
fclose(fid);

```


9.5. ARCHIVO DE PROGRAMACIÓN “Localizacion_fallas.m” (V2.1)

```
function varargout = Localizacion_Fallas(varargin)
% LOCALIZACION_FALLAS MATLAB code for Localizacion_Fallas.fig
% LOCALIZACION_FALLAS, by itself, creates a new LOCALIZACION_FALLAS or raises the
existing singleton*.
% H = LOCALIZACION_FALLAS returns the handle to a new LOCALIZACION_FALLAS or the handle
to the existing singleton*.
% LOCALIZACION_FALLAS('CALLBACK',hObject,eventData,handles,...) calls the local function
named CALLBACK in LOCALIZACION_FALLAS.M with the given input arguments.
% LOCALIZACION_FALLAS('Property','Value',...) creates a new LOCALIZACION_FALLAS or
raises the existing singleton*. Starting from the left, property value pairs are
applied to the GUI before Localizacion_Fallas_OpeningFcn gets called. An unrecognized
property name or invalid value makes property application stop. All inputs are passed to
Localizacion_Fallas_OpeningFcn via varargin.
% *See GUI Options on GUIDE's Tools menu. Choose "GUI allows only one instance to run
(singleton)".
% See also: GUIDE, GUIDATA, GUIHANDLES
% Edit the above text to modify the response to help Localizacion_Fallas
% Last Modified by GUIDE v2.5 05-Mar-2020 15:35:25
% Begin initialization code - DO NOT EDIT
gui_Singleton = 1;
gui_State = struct('gui_Name',       mfilename, ...
                  'gui_Singleton',  gui_Singleton, ...
                  'gui_OpeningFcn', @Localizacion_Fallas_OpeningFcn, ...
                  'gui_OutputFcn',  @Localizacion_Fallas_OutputFcn, ...
                  'gui_LayoutFcn',  [], ...
                  'gui_Callback',    []);
if nargin && ischar(varargin{1})
gui_State.gui_Callback = str2func(varargin{1});
end
if nargin
[varargout{1:nargout}] = gui_mainfcn(gui_State, varargin{:});
else
gui_mainfcn(gui_State, varargin{:});
end
% End initialization code - DO NOT EDIT
% --- Executes just before Localizacion_Fallas is made visible.
function Localizacion_Fallas_OpeningFcn(hObject, eventdata, handles, varargin)
% This function has no output args, see OutputFcn.
% hObject    handle to figure
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)
% varargin   command line arguments to Localizacion_Fallas (see VARARGIN)
% Choose default command line output for Localizacion_Fallas
handles.output = hObject;
% Update handles structure
guidata(hObject, handles);
% UIWAIT makes Localizacion_Fallas wait for user response (see UIRESUME)
% uiwait(handles.figure1);
% --- Outputs from this function are returned to the command line.
function varargout = Localizacion_Fallas_OutputFcn(hObject, eventdata, handles)
% varargout  cell array for returning output args (see VARARGOUT);
% hObject    handle to figure
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)
% Get default command line output from handles structure
```

```
varargout{1} = handles.output;
% --- Executes on button press in reset.
function reset_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to reset (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)
set(handles.modu_vpa, 'string', '');
set(handles.modu_vpb, 'string', '');
set(handles.modu_vpc, 'string', '');
set(handles.modu_vsa, 'string', '');
set(handles.modu_vsb, 'string', '');
set(handles.modu_vsc, 'string', '');
set(handles.modu_ipa, 'string', '');
set(handles.modu_ipb, 'string', '');
set(handles.modu_ipc, 'string', '');
set(handles.modu_isa, 'string', '');
set(handles.modu_isb, 'string', '');
set(handles.modu_isc, 'string', '');
set(handles.angu_vpa, 'string', '');
set(handles.angu_vpb, 'string', '');
set(handles.angu_vpc, 'string', '');
set(handles.angu_vsa, 'string', '');
set(handles.angu_vsb, 'string', '');
set(handles.angu_vsc, 'string', '');
set(handles.angu_ipa, 'string', '');
set(handles.angu_ipb, 'string', '');
set(handles.angu_ipc, 'string', '');
set(handles.angu_isa, 'string', '');
set(handles.angu_isb, 'string', '');
set(handles.angu_isc, 'string', '');
set(handles.resistividad, 'string', '');
set(handles.rele, 'string', '');
function rele_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to rele (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)
% Hints: get(hObject, 'String') returns contents of rele as text
%        str2double(get(hObject, 'String')) returns contents of rele as a double
% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function rele_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to rele (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns called
% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
%         See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject, 'BackgroundColor'),
get(0, 'defaultUiControlBackgroundColor'))
set(hObject, 'BackgroundColor', 'white');
end
function resistividad_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to resistividad (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)
% Hints: get(hObject, 'String') returns contents of resistividad as text
%        str2double(get(hObject, 'String')) returns contents of resistividad as a double
% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function resistividad_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to resistividad (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns
```

```
% calledgui
% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
%       See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
set(hObject,'BackgroundColor','white');
end
% --- Executes on selection change in cruce.
function cruce_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to cruce (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: contents = cellstr(get(hObject,'String')) returns cruce contents as cell array
%        contents{get(hObject,'Value')} returns selected item from cruce
% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function cruce_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to cruce (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns called
% Hint: listbox controls usually have a white background on Windows.
%       See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
set(hObject,'BackgroundColor','white');
end
function modu_vpa_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to modu_vpa (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)
% Hints: get(hObject,'String') returns contents of modu_vpa as text
%        str2double(get(hObject,'String')) returns contents of modu_vpa as a double
% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function modu_vpa_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to modu_vpa (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns called
% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
%       See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
set(hObject,'BackgroundColor','white');
end
function angu_vpa_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to angu_vpa (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    structure with handles and user data (see GUIDATA)
% Hints: get(hObject,'String') returns contents of angu_vpa as text
%        str2double(get(hObject,'String')) returns contents of angu_vpa as a double
% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function angu_vpa_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject    handle to angu_vpa (see GCBO)
% eventdata  reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles    empty - handles not created until after all CreateFcns called
% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
%       See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
set(hObject,'BackgroundColor','white');
end
```

```
function modu_vpb_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject      handle to modu_vpb (see GCBO)
% eventdata    reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles      structure with handles and user data (see GUIDATA)
% Hints: get(hObject,'String') returns contents of modu_vpb as text
%           str2double(get(hObject,'String')) returns contents of modu_vpb as a double
% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function modu_vpb_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject      handle to modu_vpb (see GCBO)
% eventdata    reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles      empty - handles not created until after all CreateFcns called
% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
%           See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

function angu_vpb_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject      handle to angu_vpb (see GCBO)
% eventdata    reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles      structure with handles and user data (see GUIDATA)
% Hints: get(hObject,'String') returns contents of angu_vpb as text
%           str2double(get(hObject,'String')) returns contents of angu_vpb as a double
% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function angu_vpb_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject      handle to angu_vpb (see GCBO)
% eventdata    reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles      empty - handles not created until after all CreateFcns called
% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
%           See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

function modu_vpc_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject      handle to modu_vpc (see GCBO)
% eventdata    reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles      structure with handles and user data (see GUIDATA)
% Hints: get(hObject,'String') returns contents of modu_vpc as text
%           str2double(get(hObject,'String')) returns contents of modu_vpc as a double
% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function modu_vpc_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject      handle to modu_vpc (see GCBO)
% eventdata    reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles      empty - handles not created until after all CreateFcns called
% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
%           See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
set(hObject,'BackgroundColor','white');
end

function angu_vpc_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject      handle to angu_vpc (see GCBO)
% eventdata    reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles      structure with handles and user data (see GUIDATA)
% Hints: get(hObject,'String') returns contents of angu_vpc as text
%           str2double(get(hObject,'String')) returns contents of angu_vpc as a double
% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function angu_vpc_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
```

```
% hObject      handle to angu_vpc (see GCBO)
% eventdata    reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles      empty - handles not created until after all CreateFcns called
% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
%             See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUiControlBackgroundColor'))
set(hObject,'BackgroundColor','white');
end
function modu_ipa_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject      handle to modu_ipa (see GCBO)
% eventdata    reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles      structure with handles and user data (see GUIDATA)
% Hints: get(hObject,'String') returns contents of modu_ipa as text
%         str2double(get(hObject,'String')) returns contents of modu_ipa as a double
% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function modu_ipa_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject      handle to modu_ipa (see GCBO)
% eventdata    reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles      empty - handles not created until after all CreateFcns called
% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
%             See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUiControlBackgroundColor'))
set(hObject,'BackgroundColor','white');
end
function angu_ipa_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject      handle to angu_ipa (see GCBO)
% eventdata    reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles      structure with handles and user data (see GUIDATA)
% Hints: get(hObject,'String') returns contents of angu_ipa as text
%         str2double(get(hObject,'String')) returns contents of angu_ipa as a double
% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function angu_ipa_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject      handle to angu_ipa (see GCBO)
% eventdata    reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles      empty - handles not created until after all CreateFcns called
% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
%             See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUiControlBackgroundColor'))
set(hObject,'BackgroundColor','white');
end
function modu_ipb_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject      handle to modu_ipb (see GCBO)
% eventdata    reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles      structure with handles and user data (see GUIDATA)
% Hints: get(hObject,'String') returns contents of modu_ipb as text
%         str2double(get(hObject,'String')) returns contents of modu_ipb as a double
% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function modu_ipb_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject      handle to modu_ipb (see GCBO)
% eventdata    reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles      empty - handles not created until after all CreateFcns called
% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
%             See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUiControlBackgroundColor'))
set(hObject,'BackgroundColor','white');
end
```

```
function modu_ipc_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject      handle to modu_ipc (see GCBO)
% eventdata    reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles      structure with handles and user data (see GUIDATA)
% Hints: get(hObject,'String') returns contents of modu_ipc as text
%           str2double(get(hObject,'String')) returns contents of modu_ipc as a double
% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function modu_ipc_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject      handle to modu_ipc (see GCBO)
% eventdata    reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles      empty - handles not created until after all CreateFcns called
% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
%           See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
set(hObject,'BackgroundColor','white');
end
function angu_ipb_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject      handle to angu_ipb (see GCBO)
% eventdata    reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles      structure with handles and user data (see GUIDATA)
% Hints: get(hObject,'String') returns contents of angu_ipb as text
%           str2double(get(hObject,'String')) returns contents of angu_ipb as a double
% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function angu_ipb_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject      handle to angu_ipb (see GCBO)
% eventdata    reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles      empty - handles not created until after all CreateFcns called
% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
%           See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
set(hObject,'BackgroundColor','white');
end
function angu_ipc_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject      handle to angu_ipc (see GCBO)
% eventdata    reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles      structure with handles and user data (see GUIDATA)
% Hints: get(hObject,'String') returns contents of angu_ipc as text
%           str2double(get(hObject,'String')) returns contents of angu_ipc as a double
% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function angu_ipc_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject      handle to angu_ipc (see GCBO)
% eventdata    reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles      empty - handles not created until after all CreateFcns called
% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
%           See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
set(hObject,'BackgroundColor','white');
end
function modu_vsa_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject      handle to modu_vsa (see GCBO)
% eventdata    reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles      structure with handles and user data (see GUIDATA)
% Hints: get(hObject,'String') returns contents of modu_vsa as text
%           str2double(get(hObject,'String')) returns contents of modu_vsa as a double
% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function modu_vsa_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject      handle to modu_vsa (see GCBO)
```

Herramienta de geolocalización para limitar el problema de múltiple estimación en la localización de fallas en distribuidores rurales de energía eléctrica considerando estimaciones de flujos de carga en sus ramales

```
% eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles empty - handles not created until after all CreateFcns called
% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
% See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
set(hObject,'BackgroundColor','white');
end
function angu_vsa_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject handle to angu_vsa (see GCBO)
% eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles structure with handles and user data (see GUIDATA)
% Hints: get(hObject,'String') returns contents of angu_vsa as text
% str2double(get(hObject,'String')) returns contents of angu_vsa as a double
% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function angu_vsa_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject handle to angu_vsa (see GCBO)
% eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles empty - handles not created until after all CreateFcns called
% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
% See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
set(hObject,'BackgroundColor','white');
end
function modu_vsb_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject handle to modu_vsb (see GCBO)
% eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles structure with handles and user data (see GUIDATA)
% Hints: get(hObject,'String') returns contents of modu_vsb as text
% str2double(get(hObject,'String')) returns contents of modu_vsb as a double
% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function modu_vsb_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject handle to modu_vsb (see GCBO)
% eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles empty - handles not created until after all CreateFcns called
% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
% See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
set(hObject,'BackgroundColor','white');
end
function angu_vsb_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject handle to angu_vsb (see GCBO)
% eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles structure with handles and user data (see GUIDATA)
% Hints: get(hObject,'String') returns contents of angu_vsb as text
% str2double(get(hObject,'String')) returns contents of angu_vsb as a double
% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function angu_vsb_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject handle to angu_vsb (see GCBO)
% eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles empty - handles not created until after all CreateFcns called
% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
% See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
set(hObject,'BackgroundColor','white');
end
function modu_vsc_Callback(hObject, eventdata, handles)
```

```
% hObject      handle to modu_vsc (see GCBO)
% eventdata    reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles       structure with handles and user data (see GUIDATA)
% Hints: get(hObject,'String') returns contents of modu_vsc as text
%             str2double(get(hObject,'String')) returns contents of modu_vsc as a double
% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function modu_vsc_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject      handle to modu_vsc (see GCBO)
% eventdata    reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles       empty - handles not created until after all CreateFcns called
% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
%             See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
set(hObject,'BackgroundColor','white');
end
function angu_vsc_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject      handle to angu_vsc (see GCBO)
% eventdata    reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles       structure with handles and user data (see GUIDATA)
% Hints: get(hObject,'String') returns contents of angu_vsc as text
%             str2double(get(hObject,'String')) returns contents of angu_vsc as a double
% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function angu_vsc_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject      handle to angu_vsc (see GCBO)
% eventdata    reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles       empty - handles not created until after all CreateFcns called
% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
%             See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
set(hObject,'BackgroundColor','white');
end
function modu_isa_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject      handle to modu_isa (see GCBO)
% eventdata    reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles       structure with handles and user data (see GUIDATA)

% Hints: get(hObject,'String') returns contents of modu_isa as text
%             str2double(get(hObject,'String')) returns contents of modu_isa as a double
% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function modu_isa_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject      handle to modu_isa (see GCBO)
% eventdata    reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles       empty - handles not created until after all CreateFcns called
% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
%             See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
set(hObject,'BackgroundColor','white');
end
function angu_isa_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject      handle to angu_isa (see GCBO)
% eventdata    reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles       structure with handles and user data (see GUIDATA)
% Hints: get(hObject,'String') returns contents of angu_isa as text
%             str2double(get(hObject,'String')) returns contents of angu_isa as a double
% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function angu_isa_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject      handle to angu_isa (see GCBO)
```

Herramienta de geolocalización para limitar el problema de múltiple estimación en la localización de fallas en distribuidores rurales de energía eléctrica considerando estimaciones de flujos de carga en sus ramales

```
% eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles empty - handles not created until after all CreateFcns called
% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
% See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
set(hObject,'BackgroundColor','white');
end
function modu_isb_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject handle to modu_isb (see GCBO)
% eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles structure with handles and user data (see GUIDATA)
% Hints: get(hObject,'String') returns contents of modu_isb as text
% str2double(get(hObject,'String')) returns contents of modu_isb as a double
% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function modu_isb_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject handle to modu_isb (see GCBO)
% eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles empty - handles not created until after all CreateFcns called
% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
% See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
set(hObject,'BackgroundColor','white');
end
function angu_isb_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject handle to angu_isb (see GCBO)
% eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles structure with handles and user data (see GUIDATA)
% Hints: get(hObject,'String') returns contents of angu_isb as text
% str2double(get(hObject,'String')) returns contents of angu_isb as a double
% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function angu_isb_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject handle to angu_isb (see GCBO)
% eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles empty - handles not created until after all CreateFcns called
% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
% See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
set(hObject,'BackgroundColor','white');
end
function modu_isc_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject handle to modu_isc (see GCBO)
% eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles structure with handles and user data (see GUIDATA)
% Hints: get(hObject,'String') returns contents of modu_isc as text
% str2double(get(hObject,'String')) returns contents of modu_isc as a double
% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function modu_isc_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject handle to modu_isc (see GCBO)
% eventdata reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles empty - handles not created until after all CreateFcns called
% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
% See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
set(hObject,'BackgroundColor','white');
end
```

```
function angu_isc_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject      handle to angu_isc (see GCBO)
% eventdata    reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles      structure with handles and user data (see GUIDATA)
% Hints: get(hObject,'String') returns contents of angu_isc as text
%           str2double(get(hObject,'String')) returns contents of angu_isc as a double
% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function angu_isc_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject      handle to angu_isc (see GCBO)
% eventdata    reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles      empty - handles not created until after all CreateFcns called
% Hint: edit controls usually have a white background on Windows.
%           See ISPC and COMPUTER.
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUiControlBackgroundColor'))
set(hObject,'BackgroundColor','white');
end
% --- Executes on button press in trip.
function trip_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject      handle to trip (see GCBO)
% eventdata    reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles      structure with handles and user data (see GUIDATA)
% Hint: get(hObject,'Value') returns toggle state of trip
% --- Executes on button press in unip.
function unip_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject      handle to unip (see GCBO)
% eventdata    reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles      structure with handles and user data (see GUIDATA)
% Hint: get(hObject,'Value') returns toggle state of unip
% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function uni_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject      handle to uni (see GCBO)
% eventdata    reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles      empty - handles not created until after all CreateFcns called
% Hint: place code in OpeningFcn to populate uni
axes(hObject)
imshow('uni.jpg');
% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function fac_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject      handle to fac (see GCBO)
% eventdata    reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles      empty - handles not created until after all CreateFcns called
% Hint: place code in OpeningFcn to populate fac
axes(hObject)
imshow('fac.jpg');
% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function tripo_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject      handle to tripo (see GCBO)
% eventdata    reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles      empty - handles not created until after all CreateFcns called
% Hint: place code in OpeningFcn to populate tripo
axes(hObject)
imshow('trip.jpg');
% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function unipo_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
% hObject      handle to unipo (see GCBO)
% eventdata    reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles      empty - handles not created until after all CreateFcns called
% Hint: place code in OpeningFcn to populate unipo
axes(hObject)
```

```
imshow('unip.jpg');
% --- Executes on button press in calculate.
function calculate_Callback(hObject, eventdata, handles)
% hObject      handle to calculate (see GCBO)
% eventdata    reserved - to be defined in a future version of MATLAB
% handles      structure with handles and user data (see GUIDATA)
clc;
if get(handles.unip, 'Value')
disparo='unipolar';
elseif get(handles.trip, 'Value');
disparo='tripolar';
end
format long
%Lectura de las líneas
a=importdata('lineas.txt','');           %Lectura archivo "lineas.txt".
b=cell2mat(strfind(a,','));
for n=1:size(b,1)
for k=1:size(b,2)
if k==1
ini=0;
final=b(n,k);
else
ini=b(n,k-1);
final=b(n,k);
end
lineas{n,k}=a{n}(ini+1:final-1);
end
end
for i=1:size(lineas,2);
lineas(:,i);
end
Identificacion=str2double(lineas(:,1));   % Vector ID de línea
Nodo_Ini=str2double(lineas(:,2));        % Vector Nodos Inicio de línea
Nodo_Fin=str2double(lineas(:,3));        % Vector Nodos Fin de línea
Tension=str2double(lineas(:,4));         % Vector Tensión de línea
Coord=lineas(:,6);                       % Vector Coordenadas de nodos
Material_Fase=lineas(:,13);              % Vector Material de fase de línea
Seccion_Fase=str2double(lineas(:,14));   % Vector Sección de línea
Fases=lineas(:,12);                      % Vector Fases de línea
Longitudes=str2double(lineas(:,5));      % Vector Longitud de línea
% Ciclo para eliminar aquellas líneas de 33.000 [V].
suma=0;
for p=1:length(lineas)
if Tension(p)==13200
suma=suma+1;
Nodos_iniciales(suma)=Nodo_Ini(p);
Nodos_finales(suma)=Nodo_Fin(p);
ID(suma)=Identificacion(p);
Mat_Fase(suma)=Material_Fase(p);
S_Fase(suma)=Seccion_Fase(p);
Fase(suma)=Fases(p);
Long(suma)=Longitudes(p)';
Coordenadas(suma)=Coord(p);
end
end
Nodos_iniciales=Nodos_iniciales';
Nodos_finales=Nodos_finales';
ID=ID';
Mat_Fase=Mat_Fase';
S_Fase=S_Fase';
```

```
Fase=Fase';
Long=Long';
Coordenadas=Coordenadas';
index=(1:numel(Nodos_iniciales))';
info_tramos=[index,Nodos_iniciales,Nodos_finales];
%Vector de nodos finales
nodos_finales = info_tramos(:,3);
%Vector de nodos finales
nodos_inicio = info_tramos(:,2);
%Busqueda de nodos y ramales finales
tramos_finales_encontrados=0;
for es_fin=1:1:length(nodos_finales)
    encuentre_inicio = 0;
    for m=1:1:length(nodos_finales)
        if nodos_inicio(m)== nodos_finales(es_fin)
            encuentre_inicio = m;
        end
    end
    if encuentre_inicio == 0
        tramos_finales_encontrados=tramos_finales_encontrados+1;
        %La variable "es_fin", da la posición del tramo fin en la matriz de info_tramos
        %Datos del tramo final encontrado
        posicion_tramos_finales(tramos_finales_encontrados) = es_fin ;
        tramo_final = info_tramos(es_fin,1) ;
        nodo_inicio_ramal = info_tramos(es_fin,2);
        nodo_fin_ramal = nodos_finales(es_fin);
    end
end
posicion_tramos_finales;
%Armado de los ramales
for h=1:1:length(posicion_tramos_finales)
    cantidad_tramos=1;
    ramal_con_final{h}(cantidad_tramos)=posicion_tramos_finales(h);
    for t=1:1:length(nodos_finales)
        for m=1:1:length(nodos_finales)
            if nodos_finales(m)== nodos_inicio(ramal_con_final{h}(cantidad_tramos))
                cantidad_tramos=cantidad_tramos+1;
                ramal_con_final{h}(cantidad_tramos)=m;
                ramal{h}=ramal_con_final{h};
            end
        end
    end
end
%Resultado: da un vector por cada ramal encontrado con la posición consecutiva de cada
rama del final al principio
for i=1:1:length(posicion_tramos_finales)
    ramal{i};
end
%Invierte vector anterior
for i=1:1:length(posicion_tramos_finales)
    ramal{i}=ramal{i}(length(ramal{i}):-1:1);
    ramal{i};
end
%Extrae el nombre de cada tramo del ramal
for p=1:1:length(posicion_tramos_finales)
    for i=1:1:length(ramal{p})
        tramo_ramal{p}(i)=info_tramos(ramal{p}(i),1);
    end
end
end
```

Herramienta de geolocalización para limitar el problema de múltiple estimación en la localización de fallas en distribuidores rurales de energía eléctrica considerando estimaciones de flujos de carga en sus ramales

```
%Concatena posicion de cada tramo de cada ramal (contenido en ramal{i}) con el nombre de
cada tramo (contenido en tramo_ramal)
for p=1:1:length(posicion_tramos_finales)
for i=1:1:length(ramal{p})
ramal_completo{p}=[ramal{p};tramo_ramal{p}];
ramal_completo{p}';
end
end
%Definición de impedancias de Lineas
rd=9.869*10^(-4)*50; %Resistencia de Carson
wk=0.06283; %wk en ohm/km para f=50 [Hz]
ro=str2double( get(handles.resistividad, 'string') );
De=658368*sqrt(ro/50); %D de Carson, medida en mm
%Resistencia específica en ohm/km a 20°C
%Aleación de aluminio
R_Aleacion_16=2.09;
R_Aleacion_25=1.31;
R_Aleacion_35=0.952;
R_Aleacion_50=0.663;
%Aluminio con alma de acero
R_Alum_Acero_16_2_5=1.88;
R_Alum_Acero_25_4=1.2;
R_Alum_Acero_35_6=0.835;
R_Alum_Acero_50_8=0.595;
%Aluminio
R_Alum_10=2.7842;
R_Alum_16=1.7558;
R_Alum_25=1.0977;
R_Alum_35=0.799;
R_Alum_50=0.5563;
R_Alum_70=0.4025;
R_Alum_95=0.293;
%Acero con recubrimiento de Cinc
R_Acero_Zn_5_94=32;
R_Acero_Zn_7_065=27.11;
R_Acero_Zn_9_4=20.36;
R_Acero_Zn_11_94=16.01;
%Diametros externos aproximados en mm
%Aleación de aluminio
Diam_Aleacion_16=5.1;
Diam_Aleacion_25=6.5;
Diam_Aleacion_35=7.6;
Diam_Aleacion_50=9.1;
%Aluminio con alma de acero
Diam_Alum_Acero_16_2_5=5.4;
Diam_Alum_Acero_25_4=6.8;
Diam_Alum_Acero_35_6=8.1;
Diam_Alum_Acero_50_8=9.6;
%Aluminio
Diam_Alum_10=4.1;
Diam_Alum_16=5.1;
Diam_Alum_25=6.5;
Diam_Alum_35=7.6;
Diam_Alum_50=9.1;
Diam_Alum_70=10.8;
Diam_Alum_95=12.6;
%Acero con recubrimiento de Cinc
Diam_Acero_Zn_5_94=2.75;
Diam_Acero_Zn_7_065=3;
Diam_Acero_Zn_9_4=3.46;
```

Diam_Acero_Zn_11_94=3.9;

```
%Distancias relativas en mm
cruceta=get(handles.cruce, 'Value');
if cruceta==1           %MN107
Dab=1800;
Dbc=1000;
Dca=2800;
elseif cruceta==2     %MN108
Dab=1030;
Dbc=430;
Dca=1460;
elseif cruceta==3     %MN109
Dab=555;
Dbc=555;
Dca=1110;
elseif cruceta==4     %MN110
Dab=1110;
Dbc=510;
Dca=1620;
elseif cruceta==5     %MN111
Dab=1370;
Dbc=870;
Dca=2240;
end
for y=1:suma
g=strcmp(Mat_Fase(y), 'Acero Recubierto Zn');
h=strcmp(Mat_Fase(y), 'Aluminio');
k=strcmp(Mat_Fase(y), 'Aleacion de Aluminio');
o=strcmp(Mat_Fase(y), 'Aluminio/Acero');
r=strcmp(Fase(y), 'R');
s=strcmp(Fase(y), 'S');
t=strcmp(Fase(y), 'T');
rs=strcmp(Fase(y), 'RS');
rt=strcmp(Fase(y), 'RT');
st=strcmp(Fase(y), 'ST');
if k==1 && S_Fase(y)==16
diametro=Diam_Aleacion_16;
resistividad=R_Aleacion_16;
elseif k==1 && S_Fase(y)==25
diametro=Diam_Aleacion_25;
resistividad=R_Aleacion_25;
elseif k==1 && S_Fase(y)==35
diametro=Diam_Aleacion_35;
resistividad=R_Aleacion_35;
elseif k==1 && S_Fase(y)==50
diametro=Diam_Aleacion_50;
resistividad=R_Aleacion_50;
elseif o==1 && S_Fase(y)==16
diametro=Diam_Alum_Acero_16_2_5;
resistividad=R_Alum_Acero_16_2_5;
elseif o==1 && S_Fase(y)==25
diametro=Diam_Alum_Acero_25_4;
resistividad=R_Alum_Acero_25_4;
elseif o==1 && S_Fase(y)==35
diametro=Diam_Alum_Acero_35_6;
resistividad=R_Alum_Acero_35_6;
elseif o==1 && S_Fase(y)==50
diametro=Diam_Alum_Acero_50_8;
resistividad=R_Alum_Acero_50_8;
```

Herramienta de geolocalización para limitar el problema de múltiple estimación en la localización de fallas en distribuidores rurales de energía eléctrica considerando estimaciones de flujos de carga en sus ramales

```
elseif h==1 && S_Fase(y)==10
diametro=Diam_Alum_10;
resistividad=R_Alum_10;
elseif h==1 && S_Fase(y)==16
diametro=Diam_Alum_16;
resistividad=R_Alum_16;
elseif h==1 && S_Fase(y)==25
diametro=Diam_Alum_25;
resistividad=R_Alum_25;
elseif h==1 && S_Fase(y)==35
diametro=Diam_Alum_35;
resistividad=R_Alum_35;
elseif h==1 && S_Fase(y)==50
diametro=Diam_Alum_50;
resistividad=R_Alum_50;
elseif h==1 && S_Fase(y)==70
diametro=Diam_Alum_70;
resistividad=R_Alum_70;
elseif h==1 && S_Fase(y)==95
diametro=Diam_Alum_95;
resistividad=R_Alum_95;
elseif g==1 && S_Fase(y)==5.94
diametro=Diam_Acero_Zn_5_94;
resistividad=R_Acero_Zn_5_94;
elseif g==1 && S_Fase(y)==7.06
diametro=Diam_Acero_Zn_7_06;
resistividad=R_Acero_Zn_7_06;
elseif g==1 && S_Fase(y)==9.4
diametro=Diam_Acero_Zn_9_4;
resistividad=R_Acero_Zn_9_4;
elseif g==1 && S_Fase(y)==11.94
diametro=Diam_Acero_Zn_11_94;
resistividad=R_Acero_Zn_11_94;
end
if S_Fase(y)<=50 && g~1
factor=0.726;
elseif S_Fase(y)>50 && S_Fase(y)<=120 && g~1
factor=0.758;
elseif g==1
factor=exp(-0.25);
end
radio=diametro/2;
Ds=factor*radio;
Z_L_diag=resistividad+rd+j*wk*log(De/Ds);
Z_L_ab=rd+li*wk*log(De/Dab);
Z_L_ba=Z_L_ab;
Z_L_bc=rd+j*wk*log(De/Dbc);
Z_L_cb=Z_L_bc;
Z_L_ca=rd+j*wk*log(De/Dca);
Z_L_ac=Z_L_ca;
Z_parcial=[Z_L_diag,Z_L_ab,Z_L_ac;Z_L_ba,Z_L_diag,Z_L_bc;Z_L_ca,Z_L_cb,Z_L_diag];
if r==1
Z_parcial=[Z_L_diag 0 0; 0 0 0; 0 0 0];
elseif s==1
Z_parcial=[0 0 0; 0 Z_L_diag 0; 0 0 0];
elseif t==1
Z_parcial=[0 0 0; 0 0 0; 0 0 Z_L_diag];
elseif rs==1
Z_parcial=[Z_L_diag Z_L_ac 0; Z_L_ca Z_L_diag 0; 0 0 0];
elseif rt==1
```

```
Z_parcial=[Z_L_diag 0 Z_L_ac; 0 0 0; Z_L_ca 0 Z_L_diag];
elseif st==1
Z_parcial=[0 0 0; 0 Z_L_diag Z_L_ac; 0 Z_L_ca Z_L_diag];
end
ZLinea(:, :, y)=0.001*Z_parcial.*Long(y);
end
%Definición de Z, L, ID de cada ramal y tramo correspondiente.
for p=1:1:length(posicion_tramos_finales)
for i=1:1:length(ramal{p})
Z{p}(:, :, i)=ZLinea(:, :, ramal{p}(i));
L{p}(i)=Long(ramal{p}(i));
Nombre_linea{p}(i)=ID(ramal{p}(i));
Nodos_Ini{p}(i)=Nodos_iniciales(ramal{p}(i));
Nodos_Fin{p}(i)=Nodos_finales(ramal{p}(i));
Coordenadas_lineas{p}(i)=Coordenadas(ramal{p}(i));
Phase{p}(i)=Fase(ramal{p}(i));
end
end
%Corrientes de falla
mod_isa=str2double( get(handles.modu_isa, 'string') );
mod_isb=str2double( get(handles.modu_isb, 'string') );
mod_isc=str2double( get(handles.modu_isc, 'string') );
ang_isa=str2double( get(handles.angu_isa, 'string') );
ang_isb=str2double( get(handles.angu_isb, 'string') );
ang_isc=str2double( get(handles.angu_isc, 'string') );
isa=mod_isa*exp(j*deg2rad(ang_isa));
isb=mod_isb*exp(j*deg2rad(ang_isb));
isc=mod_isc*exp(j*deg2rad(ang_isc));
is=[isa;isb;isc];
%Determinación tipo de falla
it=str2double( get(handles.rele, 'string') ); %Corriente de actuación de relés.
io=isa+isb+isc;
if abs(isa)>it && abs(isb)>it && abs(isc)>it
corto=1;
tipo_corto='RST';
fases_corto='RST';
elseif abs(isa)>it && abs(isb)>it && abs(isc)<it && abs(io)>it
corto=2;
tipo_corto='RSg';
fases_corto='RS';
fases_sanas{1}='T';
elseif abs(isa)>it && abs(isb)>it && abs(isc)<it && abs(io)<it
corto=3;
tipo_corto='RS';
fases_corto='RS';
fases_sanas{1}='T';
elseif abs(isa)>it && abs(isb)<it && abs(isc)<it
corto=4;
tipo_corto='R';
fases_corto='R';
fases_sanas{1}='ST';
elseif abs(isa)>it && abs(isb)<it && abs(isc)>it && abs(io)>it
corto=5;
tipo_corto='TRg';
fases_corto='TR';
fases_sanas{1}='S';
elseif abs(isa)>it && abs(isb)<it && abs(isc)>it && abs(io)<it
corto=6;
tipo_corto='TR';
fases_corto='TR';
```

Herramienta de geolocalización para limitar el problema de múltiple estimación en la localización de fallas en distribuidores rurales de energía eléctrica considerando estimaciones de flujos de carga en sus ramales

```
fases_sanas{1}='S';
elseif abs(isa)<it && abs(isb)>it && abs(isc)>it && abs(io)>it
corto=7;
tipo_corto='STg';
fases_corto='ST';
fases_sanas{1}='R';
elseif abs(isa)<it && abs(isb)>it && abs(isc)>it && abs(io)<it
corto=8;
tipo_corto='ST';
fases_corto='ST';
fases_sanas{1}='R';
elseif abs(isa)<it && abs(isb)>it && abs(isc)<it
corto=9;
tipo_corto='S';
fases_corto='S';
fases_sanas{1}='TR';
elseif abs(isa)<it && abs(isb)<it && abs(isc)>it
corto=10;
tipo_corto='T';
fases_corto='T';
fases_sanas{1}='RS';
elseif abs(isa)<it && abs(isb)<it && abs(isc)<it
corto=11;
tipo_corto='NO';
end
%Análisis de "NODOS DE CORRIENTE".
%a) Nodo inicial que corresponde a carga sin tramo derivación (transformador)
a=importdata('trafos.txt',''); %Lectura archivo "trafos.txt"
b=cell2mat(strfind(a','));
for n=1:size(b,1)
for k=1:size(b,2)
if k==1
ini=0;
final=b(n,k);
else
ini=b(n,k-1);
final=b(n,k);
end
trafo{n,k}=a{n}(ini+1:final-1);
end
end
for i=1:size(trafo,2);
trafo(:,i);
end
trafo_ni=str2double(trafo(:,1));
%"Nodos_Fin{p}" ES EL VECTOR CON NODOS FINALES DE RAMAL
cdor=0;
cdort=0;
for i=1:length(trafo_ni)
flag=0;
for p=1:length(Nodos_Fin)
nf=length(Nodos_Fin{p});
if trafo_ni(i)==Nodos_Fin{p}(nf) %Compara nodo inicial del transformador con nodo
terminal de cada ramal.
flag=flag+1;
end
end
%Une columna de módulo de tensión o corriente con su respectiva fase.
modtensionA=str2double(trafo(i,3));
modtensionB=str2double(trafo(i,4));
```

```
modtensionC=str2double(trafo(i,5));
fasetensionA=deg2rad(str2double(trafo(i,6)));
fasetensionB=deg2rad(str2double(trafo(i,7)));
fasetensionC=deg2rad(str2double(trafo(i,8)));
tensionA=modtensionA*exp(j*fasetensionA);
tensionB=modtensionB*exp(j*fasetensionB);
tensionC=modtensionC*exp(j*fasetensionC);
modcorrienteA=str2double(trafo(i,9));
modcorrienteB=str2double(trafo(i,10));
modcorrienteC=str2double(trafo(i,11));
fasecorrienteA=deg2rad(str2double(trafo(i,12)));
fasecorrienteB=deg2rad(str2double(trafo(i,13)));
fasecorrienteC=deg2rad(str2double(trafo(i,14)));
corrienteA=modcorrienteA*exp(j*fasecorrienteA);
corrienteB=modcorrienteB*exp(j*fasecorrienteB);
corrienteC=modcorrienteC*exp(j*fasecorrienteC);
Zta=tensionA/corrienteA;
Ztb=tensionB/corrienteB;
Ztc=tensionC/corrienteC;
if flag==0 %Si no lo encuentra define nodo inicial del transformador como nodo de
corriente.
cdor=cdor+1;
trafo_ni_final(cdor)=trafo_ni(i);
trafo_fase_final{cdor}=trafo(i,2);
if strcmp(trafo(i,2),'RST')
Ztrafo{cdor}=[Zta 0 0; 0 Ztb 0; 0 0 Ztc];
elseif strcmp(trafo(i,2),'RS')|| strcmp(trafo(i,2),'SR')
Ztrafo{cdor}=[Zta 0 0; 0 Ztb 0; 0 0 0];
elseif strcmp(trafo(i,2),'ST')|| strcmp(trafo(i,2),'TS')
Ztrafo{cdor}=[0 0 0; 0 Ztb 0; 0 0 Ztc];
elseif strcmp(trafo(i,2),'TR')|| strcmp(trafo(i,2),'RT')
Ztrafo{cdor}=[Zta 0 0; 0 0 0; 0 0 Ztc];
elseif strcmp(trafo(i,2),'R')
Ztrafo{cdor}=[Zta 0 0; 0 0 0; 0 0 0];
elseif strcmp(trafo(i,2),'S')
Ztrafo{cdor}=[0 0 0; 0 Ztb 0; 0 0 0];
elseif strcmp(trafo(i,2),'T')
Ztrafo{cdor}=[0 0 0; 0 0 0; 0 0 Ztc];
end
elseif flag==1 %Si lo encuentra, el transformador pertenece a un nodo terminal.
cdort=cdort+1;
trafo_ni_terminal(cdort)=trafo_ni(i);
trafo_fase_terminal{cdort}=trafo(i,2);
if strcmp(trafo(i,2),'RST')
Ztrafo_terminal{cdort}=[Zta 0 0; 0 Ztb 0; 0 0 Ztc];
elseif strcmp(trafo(i,2),'RS')|| strcmp(trafo(i,2),'SR')
Ztrafo_terminal{cdort}=[Zta 0 0; 0 Ztb 0; 0 0 0];
elseif strcmp(trafo(i,2),'ST')|| strcmp(trafo(i,2),'TS')
Ztrafo_terminal{cdort}=[0 0 0; 0 Ztb 0; 0 0 Ztc];
elseif strcmp(trafo(i,2),'TR')|| strcmp(trafo(i,2),'RT')
Ztrafo_terminal{cdort}=[Zta 0 0; 0 0 0; 0 0 Ztc];
elseif strcmp(trafo(i,2),'R')
Ztrafo_terminal{cdort}=[Zta 0 0; 0 0 0; 0 0 0];
elseif strcmp(trafo(i,2),'S')
Ztrafo_terminal{cdort}=[0 0 0; 0 Ztb 0; 0 0 0];
elseif strcmp(trafo(i,2),'T')
Ztrafo_terminal{cdort}=[0 0 0; 0 0 0; 0 0 Ztc];
end
end
end
```

Herramienta de geolocalización para limitar el problema de múltiple estimación en la localización de fallas en distribuidores rurales de energía eléctrica considerando estimaciones de flujos de carga en sus ramales

```
%b) Nodo inicial que se repite dos o mas veces en el total de los tramos de línea.
%OBJETIVO: Para cada nodo de corriente, conocer los tramos que se derivan.
minimo=min(Nodos_iniciales);
maximo=max(Nodos_iniciales);
indice=0;
for k=minimo:maximo           %Rango de valores posibles para nodo inicial
contador=0;
for t=1:length(Nodos_iniciales) %Compara cada valor con los existentes en el vector de
nodos iniciales.
if k==Nodos_iniciales(t)
contador=contador+1;
end
end
if contador>1 %Si cuenta más de una vez el nodo inicial es porque se repite.
indice=indice+1;
Nodo_corriente_Ni(indice)=k; %Guarda en vector de nodo de corriente.
posicion=find(Nodos_iniciales==k); %Busca índice de nodo de corriente en vector de nodos
iniciales.
for x=1:length(posicion)
IDderivacion(x)=ID(posicion(x)); %Con índice de nodo de corriente, obtiene tramos que
deriván del mismo.
Fasederivacion{x}=Fase(posicion(x)); %Con índice de nodo de corriente, obtiene fases
que se derivan del mismo.
end
Nodo_corriente_ID{indice}=IDderivacion; %Guarda en vector los tramos derivación del nodo
de corriente.
Nodo_corriente_Fase{indice}=Fasederivacion; %Guarda en vector las fases de los tramos
derivación del nodo de corriente.
IDderivacion=0; %Reinicio de variable.
Fasederivacion={}; %Idem.
end
end
%Método impedancia equivalente: con todos los Ni definidos se obtiene la impedancia
equivalente de cada derivación.
%a) OBJETIVO: generar vector invertido de parametros necesarios (Ni, Nf, Z, ID, etc.).
for i=1:length(Nodo_corriente_ID) %Elemento i del vector de ID de derivación para cada
nodo de corriente.
for jj=1:length(Nodo_corriente_ID{i}) %ID de derivación j para nodo de corriente i.
indice=0;
for k=1:length(Nombre_linea)
if find(Nombre_linea{k}==Nodo_corriente_ID{i}(jj)) %Busca ID tramo derivacion j en ramal
k.
posicion=find(Nombre_linea{k}==Nodo_corriente_ID{i}(jj)); %Obtiene indice en caso de
existir.
indice=indice+1;
orden=0;
for r=posicion:length(Nombre_linea{k}) %Crea vector recortado de ramal k con datos aguas
abajo de derivación j, nodo de corriente i.
orden=orden+1;
Ztrimmed(:, :, orden)=Z{k}(:, :, r); %Vector recortado Z tramos ramal k, derivación j,
nodo de corriente i.
IDtrimmed(orden)=Nombre_linea{k}(r); %Vector recortado ID tramos ramal k, derivación
j, nodo de corriente i.
Fase_trimmed(orden)=Phase{k}(r); %Vector recortado fase tramos ramal k, derivación j,
nodo de corriente i.
Nini_trimmed(orden)=Nodos_Ini{k}(r); %Vector recortado nodos iniciales ramal k,
derivación j, nodo de corriente i.
Nfin_trimmed(orden)=Nodos_Fin{k}(r); %Vector recortado nodos finales ramal k,
derivación j, nodo de corriente i.
end
end
```

```
Zinvert{indice}=flip(Ztrimmed,3);           %Invierte vector recortado en el paso previo.
IDinvert{indice}=flip(IDtrimmed);           %Invierte vector recortado en el paso previo.
Fase_invert{indice}=flip(Fase_trimmed);     %Invierte vector recortado en el paso previo.
Nini_invert{indice}=flip(Nini_trimmed);     %Invierte vector recortado en el paso previo.
Nfin_invert{indice}=flip(Nfin_trimmed);     %Invierte vector recortado en el paso previo.
Ztrimmed=zeros(3);                          %Reinicia variable.
IDtrimmed=0;                                %Idem.
Fase_trimmed={};                            %Idem.
Nini_trimmed=0;                             %Idem.
Nfin_trimmed=0;                             %Idem.
end
end
%En este punto se tiene tanto vectores recortados e invertidos como número de ramales a
los que pertenece el tramo derivación j, nodo de corriente i.
for k=1:indice
posicion=find(trafo_ni_terminal==Nfin_invert{k}(1));
Zinvert{k}(:, :, 1)=Zinvert{k}(:, :, 1)+Ztrafo_terminal{posicion}; %Reemplaza Z del tramo
terminal por (Z tramo terminal + Z transformador).
for r=1:length(Nini_invert{k})
if Nini_invert{k}(r)==Nodo_corriente_Ni(i) %Si nodo inicial del tramo es nodo de
corriente i:
Z_eq=Zinvert{k}(:, :, r);
elseif find(Nodo_corriente_Ni==Nini_invert{k}(r))
break %Si nodo inicial tramo es nodo de corriente distinto de i, se corta el ciclo.
else %Si nodo inicial tramo NO es nodo de corriente:
if find(trafo_ni_final==Nini_invert{k}(r)) %Si existe transformador en nodo inicial, se
hace paralelo entre trafo y tramo.
index=find(trafo_ni_final==Nini_invert{k}(r))
Z_linea=Zinvert{k}(:, :, r);
Ytramo=zeros(3);
if strcmp(Fase_invert{k}(r), 'RST')
Ytramo=inv(Z_linea);
elseif strcmp(Fase_invert{k}(r), 'RS') || strcmp(Fase_invert{k}(r), 'SR')
Z_linea_aux=[Z_linea(1,1), Z_linea(1,2); Z_linea(2,1), Z_linea(2,2)];
Ytramo_aux=inv(Z_linea_aux);
Ytramo(1,1)=Ytramo_aux(1,1);
Ytramo(1,2)=Ytramo_aux(1,2);
Ytramo(2,1)=Ytramo_aux(2,1);
Ytramo(2,2)=Ytramo_aux(2,2);
elseif strcmp(Fase_invert{k}(r), 'ST') || strcmp(Fase_invert{k}(r), 'TS')
Z_linea_aux=[Z_linea(2,2), Z_linea(2,3); Z_linea(3,2), Z_linea(3,3)];
Ytramo_aux=inv(Z_linea_aux);
Ytramo(2,2)=Ytramo_aux(1,1);
Ytramo(2,3)=Ytramo_aux(1,2);
Ytramo(3,2)=Ytramo_aux(2,1);
Ytramo(3,3)=Ytramo_aux(2,2);
elseif strcmp(Fase_invert{k}(r), 'TR') || strcmp(Fase_invert{k}(r), 'RT')
Z_linea_aux=[Z_linea(1,1), Z_linea(1,3); Z_linea(3,1), Z_linea(3,3)];
Ytramo_aux=inv(Z_linea_aux);
Ytramo(1,1)=Ytramo_aux(1,1);
Ytramo(1,3)=Ytramo_aux(1,2);
Ytramo(3,1)=Ytramo_aux(2,1);
Ytramo(3,3)=Ytramo_aux(2,2);
elseif strcmp(Fase_invert{k}(r), 'R')
Z_linea_aux=[Z_linea(1,1)];
Ytramo_aux=inv(Z_linea_aux);
Ytramo(1,1)=Ytramo_aux(1);
elseif strcmp(Fase_invert{k}(r), 'S')
Z_linea_aux=[Z_linea(2,2)];
Ytramo_aux=inv(Z_linea_aux);
```

```

Ytramo(2,2)=Ytramo_aux(1);
elseif strcmp(Fase_invert{k}(r), 'T')
Z_linea_aux=[Z_linea(3,3)];
Ytramo_aux=inv(Z_linea_aux);
Ytramo(3,3)=Ytramo_aux(1);
end
Z_trafo=Ztrafo{index};
Ytrafo=zeros(3);
if strcmp(trafo_fase_final{index}, 'RST')
Ytrafo=inv(Z_trafo);
elseif strcmp(trafo_fase_final{index}, 'RS')||strcmp(trafo_fase_final{index}, 'SR')
Z_trafo_aux=[Z_trafo(1,1),Z_trafo(1,2);Z_trafo(2,1),Z_trafo(2,2)];
Ytrafo_aux=inv(Z_trafo_aux);
Ytrafo(1,1)=Ytrafo_aux(1,1);
Ytrafo(1,2)=Ytrafo_aux(1,2);
Ytrafo(2,1)=Ytrafo_aux(2,1);
Ytrafo(2,2)=Ytrafo_aux(2,2);
elseif strcmp(trafo_fase_final{index}, 'ST')||strcmp(trafo_fase_final{index}, 'TS')
Z_trafo_aux=[Z_trafo(2,2),Z_trafo(2,3);Z_trafo(3,2),Z_trafo(3,3)];
Ytrafo_aux=inv(Z_trafo_aux);
Ytrafo(2,2)=Ytrafo_aux(1,1);
Ytrafo(2,3)=Ytrafo_aux(1,2);
Ytrafo(3,2)=Ytrafo_aux(2,1);
Ytrafo(3,3)=Ytrafo_aux(2,2);
elseif strcmp(trafo_fase_final{index}, 'TR')||strcmp(trafo_fase_final{index}, 'RT')
Z_trafo_aux=[Z_trafo(1,1),Z_trafo(1,3);Z_trafo(3,1),Z_trafo(3,3)];
Ytrafo_aux=inv(Z_trafo_aux);
Ytrafo(1,1)=Ytrafo_aux(1,1);
Ytrafo(1,3)=Ytrafo_aux(1,2);
Ytrafo(3,1)=Ytrafo_aux(2,1);
Ytrafo(3,3)=Ytrafo_aux(2,2);
elseif strcmp(trafo_fase_final{index}, 'R')
Z_trafo_aux=[Z_trafo(1,1)];
Ytrafo_aux=inv(Z_trafo_aux);
Ytrafo(1,1)=Ytrafo_aux(1);
elseif strcmp(trafo_fase_final{index}, 'S')
Z_trafo_aux=[Z_trafo(2,2)];
Ytrafo_aux=inv(Z_trafo_aux);
Ytrafo(2,2)=Ytrafo_aux(1);
elseif strcmp(trafo_fase_final{index}, 'T')
Z_trafo_aux=[Z_trafo(3,3)];
Ytrafo_aux=inv(Z_trafo_aux);
Ytrafo(3,3)=Ytrafo_aux(1);
end
Ytrafo(isinf(Ytrafo))=0;           %Hace cero (0) los valores Inf (1/0).
Yeq=Ytrafo+Ytramo;
Zeq_paralelo=zeros(3);
if sum(Yeq(:,1))==0 && sum(Yeq(:,2))==0           %Solo elementos fase T.
Yeq_aux=Yeq(3,3);
Zeq_paralelo_aux=inv(Yeq_aux);
Zeq_paralelo(3,3)=Zeq_paralelo_aux;
elseif sum(Yeq(:,1))==0 && sum(Yeq(:,3))==0           %Solo elementos fase S.
Yeq_aux=Yeq(2,2);
Zeq_paralelo_aux=inv(Yeq_aux);
Zeq_paralelo(2,2)=Zeq_paralelo_aux;
elseif sum(Yeq(:,2))==0 && sum(Yeq(:,3))==0           %Solo elementos fase R.
Yeq_aux=Yeq(1,1);
Zeq_paralelo_aux=inv(Yeq_aux);
Zeq_paralelo(1,1)=Zeq_paralelo_aux;
elseif sum(Yeq(:,1))==0                               %Solo elementos fase ST.

```

```
Yeq_aux=[Yeq(2,2),Yeq(2,3);Yeq(3,2),Yeq(3,3)];
Zeq_paralelo_aux=inv(Yeq_aux);
Zeq_paralelo(2,2)=Zeq_paralelo_aux(1,1);
Zeq_paralelo(2,3)=Zeq_paralelo_aux(1,2);
Zeq_paralelo(3,2)=Zeq_paralelo_aux(2,1);
Zeq_paralelo(3,3)=Zeq_paralelo_aux(2,2);
elseif sum(Yeq(:,2))==0 %Solo elementos fase TR.
Yeq_aux=[Yeq(1,1),Yeq(1,3);Yeq(3,1),Yeq(3,3)];
Zeq_paralelo_aux=inv(Yeq_aux);
Zeq_paralelo(1,1)=Zeq_paralelo_aux(1,1);
Zeq_paralelo(1,3)=Zeq_paralelo_aux(1,2);
Zeq_paralelo(3,1)=Zeq_paralelo_aux(2,1);
Zeq_paralelo(3,3)=Zeq_paralelo_aux(2,2);
elseif sum(Yeq(:,3))==0 %Solo elementos fase RS.
Yeq_aux=[Yeq(1,1),Yeq(1,2);Yeq(2,1),Yeq(2,2)];
Zeq_paralelo_aux=inv(Yeq_aux);
Zeq_paralelo(1,1)=Zeq_paralelo_aux(1,1);
Zeq_paralelo(1,2)=Zeq_paralelo_aux(1,2);
Zeq_paralelo(2,1)=Zeq_paralelo_aux(2,1);
Zeq_paralelo(2,2)=Zeq_paralelo_aux(2,2);
else
Zeq_paralelo=inv(Yeq);
end
Zeq_paralelo(isinf(Zeq_paralelo))=0; %Hace cero (0) los valores Inf (1/0).
Zinvert{k}(:, :, r)=Zeq_paralelo;
Zinvert{k}(:, :, r+1)=Zinvert{k}(:, :, r+1)+Zinvert{k}(:, :, r);
else
if strcmp(Fase_invert{k}(r+1),Fase_invert{k}(r))
else
Fase_invert{k}(r+1)=Fase_invert{k}(r);
end
Zinvert{k}(:, :, r+1)=Zinvert{k}(:, :, r+1)+Zinvert{k}(:, :, r); %Si existe tramo en nodo
inicial, se hace serie entre ambos tramos.
end
end
end
end
%En este punto si el tramo derivación pertenece a un único ramal ya se cuenta con Zeq.En
cambio, si pertenece a más de un ramal, se redujo Zeq hasta nodos de corriente aguas
debajo de la derivación.
if indice>1 %Ciclo para más de un ramal a los que pertenece la derivación j.
suma_nf=Nfin_invert{1};
for k=2:length(Nfin_invert)
suma_nf=horzcat(suma_nf,Nfin_invert{k}); %Concatena los nodos finales de todos los
ramales.
end
[rep_ni, ka, kc]=unique(suma_nf);
rep_counts=accumarray(kc,1);
rep_counts=rep_counts'; %Obtiene nodos finales de la derivación j y cantidad de veces
que se repiten.
cont=0;
for k=1:length(rep_ni)
if find(Nodo_corriente_Ni==rep_ni(k)) %Elimina nodos finales repetidos que no sean nodos
de corriente.
cont=cont+1;
rep_ni_parcial(cont)=rep_ni(k);
rep_counts_parcial(cont)=rep_counts(k);
end
end
```

Herramienta de geolocalización para limitar el problema de múltiple estimación en la localización de fallas en distribuidores rurales de energía eléctrica considerando estimaciones de flujos de carga en sus ramales

```

rep_counts_final=unique(rep_counts_parcial);      %Ordena en orden ascendente veces que
aparece un nodo de corriente.
for k=1:length(rep_counts_final)
orden=find(rep_counts_parcial==rep_counts_final(k));
rep_ni_final{k}=rep_ni_parcial(orden);      %Ordena nodos de corriente en orden ascendente
según orden de ocurrencias (rep_counts_final).
end
for k=1:length(rep_counts_final)
for r=1:length(rep_ni_final{k})
Ysuma=0;
cont=0;
cont_aux=0;
for t=1:length(Nini_invert)
if find(Nini_invert{t}==rep_ni_final{k}(r))
orden=find(Nini_invert{t}==rep_ni_final{k}(r));
cont_aux=cont_aux+1;
ramales_ni(cont_aux)=t;      %Guarda índices de ramales a los que pertenece nodo de
corriente r.
ramales_orden(cont_aux)=orden;      %Guarda orden de nodo de corriente r en ramal t.
if cont==0
cont=cont+1;
ramales_ID(cont)=IDinvert{t}(orden);      %Guarda ID tramo r en ramal t.
Zparalelo=Zinvert{t}(:, :, orden);
Yparalelo=zeros(3);
if strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'RST')
Yparalelo=inv(Zparalelo);
elseif strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'RS') || strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'SR')
Zparalelo_aux=[Zparalelo(1,1), Zparalelo(1,2); Zparalelo(2,1), Zparalelo(2,2)];
Yparalelo_aux=inv(Zparalelo_aux);
Yparalelo(1,1)=Yparalelo_aux(1,1);
Yparalelo(1,2)=Yparalelo_aux(1,2);
Yparalelo(2,1)=Yparalelo_aux(2,1);
Yparalelo(2,2)=Yparalelo_aux(2,2);
elseif strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'ST') || strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'TS')
Zparalelo_aux=[Zparalelo(2,2), Zparalelo(2,3); Zparalelo(3,2), Zparalelo(3,3)];
Yparalelo_aux=inv(Zparalelo_aux);
Yparalelo(2,2)=Yparalelo_aux(1,1);
Yparalelo(2,3)=Yparalelo_aux(1,2);
Yparalelo(3,2)=Yparalelo_aux(2,1);
Yparalelo(3,3)=Yparalelo_aux(2,2);
elseif strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'TR') || strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'RT')
Zparalelo_aux=[Zparalelo(1,1), Zparalelo(1,3); Zparalelo(3,1), Zparalelo(3,3)];
Yparalelo_aux=inv(Zparalelo_aux);
Yparalelo(1,1)=Yparalelo_aux(1,1);
Yparalelo(1,3)=Yparalelo_aux(1,2);
Yparalelo(3,1)=Yparalelo_aux(2,1);
Yparalelo(3,3)=Yparalelo_aux(2,2);
elseif strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'R')
Zparalelo_aux=[Zparalelo(1,1)];
Yparalelo_aux=inv(Zparalelo_aux);
Yparalelo(1,1)=Yparalelo_aux(1);
elseif strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'S')
Zparalelo_aux=[Zparalelo(2,2)];
Yparalelo_aux=inv(Zparalelo_aux);
Yparalelo(2,2)=Yparalelo_aux(1);
elseif strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'T')
Zparalelo_aux=[Zparalelo(3,3)];
Yparalelo_aux=inv(Zparalelo_aux);
Yparalelo(3,3)=Yparalelo_aux(1);
end

```

```
Yparalelo(isinf(Yparalelo))=0;           %Hace cero (0) los valores Inf (1/0).
Ysuma=Ysuma+Yparalelo;
elseif cont>0
if find(ramales_ID==IDinvert{t}(orden))
Ysuma=Ysuma;
else
cont=cont+1;
ramales_ID(cont)=IDinvert{t}(orden);
Zparalelo=Zinvert{t}(:, :, orden);
Yparalelo=zeros(3);
if strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'RST')
Yparalelo=inv(Zparalelo);
elseif strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'RS') || strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'SR')
Zparalelo_aux=[Zparalelo(1,1), Zparalelo(1,2); Zparalelo(2,1), Zparalelo(2,2)];
Yparalelo_aux=inv(Zparalelo_aux);
Yparalelo(1,1)=Yparalelo_aux(1,1);
Yparalelo(1,2)=Yparalelo_aux(1,2);
Yparalelo(2,1)=Yparalelo_aux(2,1);
Yparalelo(2,2)=Yparalelo_aux(2,2);
elseif strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'ST') || strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'TS')
Zparalelo_aux=[Zparalelo(2,2), Zparalelo(2,3); Zparalelo(3,2), Zparalelo(3,3)];
Yparalelo_aux=inv(Zparalelo_aux);
Yparalelo(2,2)=Yparalelo_aux(1,1);
Yparalelo(2,3)=Yparalelo_aux(1,2);
Yparalelo(3,2)=Yparalelo_aux(2,1);
Yparalelo(3,3)=Yparalelo_aux(2,2);
elseif strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'TR') || strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'RT')
Zparalelo_aux=[Zparalelo(1,1), Zparalelo(1,3); Zparalelo(3,1), Zparalelo(3,3)];
Yparalelo_aux=inv(Zparalelo_aux);
Yparalelo(1,1)=Yparalelo_aux(1,1);
Yparalelo(1,3)=Yparalelo_aux(1,2);
Yparalelo(3,1)=Yparalelo_aux(2,1);
Yparalelo(3,3)=Yparalelo_aux(2,2);
elseif strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'R')
Zparalelo_aux=[Zparalelo(1,1)];
Yparalelo_aux=inv(Zparalelo_aux);
Yparalelo(1,1)=Yparalelo_aux(1);
elseif strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'S')
Zparalelo_aux=[Zparalelo(2,2)];
Yparalelo_aux=inv(Zparalelo_aux);
Yparalelo(2,2)=Yparalelo_aux(1);
elseif strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'T')
Zparalelo_aux=[Zparalelo(3,3)];
Yparalelo_aux=inv(Zparalelo_aux);
Yparalelo(3,3)=Yparalelo_aux(1);
end
Yparalelo(isinf(Yparalelo))=0;           %Hace cero (0) los valores Inf (1/0).
Ysuma=Ysuma+Yparalelo;
end
end
end
end
Zparalelo_eq=zeros(3);
if sum(Ysuma(:,1))==0 && sum(Ysuma(:,2))==0           %Solo elementos fase T
Ysuma_aux=Ysuma(3,3);
Zparalelo_eq_aux=inv(Ysuma_aux);
Zparalelo_eq(3,3)=Zparalelo_eq_aux;
elseif sum(Ysuma(:,1))==0 && sum(Ysuma(:,3))==0     %Solo elementos fase S
Ysuma_aux=Ysuma(2,2);
Zparalelo_eq_aux=inv(Ysuma_aux);
```

Herramienta de geolocalización para limitar el problema de múltiple estimación en la localización de fallas en distribuidores rurales de energía eléctrica considerando estimaciones de flujos de carga en sus ramales

```
Zparalelo_eq(2,2)=Zparalelo_eq_aux;
elseif sum(Ysuma(:,2))==0 && sum(Ysuma(:,3))==0           %Solo elementos fase R
Ysuma_aux=Ysuma(1,1);
Zparalelo_eq_aux=inv(Ysuma_aux);
Zparalelo_eq(1,1)=Zparalelo_eq_aux;
elseif sum(Ysuma(:,1))==0                               %Solo elementos fase ST
Ysuma_aux=[Ysuma(2,2),Ysuma(2,3);Ysuma(3,2),Ysuma(3,3)];
Zparalelo_eq_aux=inv(Ysuma_aux);
Zparalelo_eq(2,2)=Zparalelo_eq_aux(1,1);
Zparalelo_eq(2,3)=Zparalelo_eq_aux(1,2);
Zparalelo_eq(3,2)=Zparalelo_eq_aux(2,1);
Zparalelo_eq(3,3)=Zparalelo_eq_aux(2,2);
elseif sum(Ysuma(:,2))==0                               %Solo elementos fase TR
Ysuma_aux=[Ysuma(1,1),Ysuma(1,3);Ysuma(3,1),Ysuma(3,3)];
Zparalelo_eq_aux=inv(Ysuma_aux);
Zparalelo_eq(1,1)=Zparalelo_eq_aux(1,1);
Zparalelo_eq(1,3)=Zparalelo_eq_aux(1,2);
Zparalelo_eq(3,1)=Zparalelo_eq_aux(2,1);
Zparalelo_eq(3,3)=Zparalelo_eq_aux(2,2);
elseif sum(Ysuma(:,3))==0                               %Solo elementos fase RS
Ysuma_aux=[Ysuma(1,1),Ysuma(1,2);Ysuma(2,1),Ysuma(2,2)];
Zparalelo_eq_aux=inv(Ysuma_aux);
Zparalelo_eq(1,1)=Zparalelo_eq_aux(1,1);
Zparalelo_eq(1,2)=Zparalelo_eq_aux(1,2);
Zparalelo_eq(2,1)=Zparalelo_eq_aux(2,1);
Zparalelo_eq(2,2)=Zparalelo_eq_aux(2,2);
else
Zparalelo_eq=inv(Ysuma);
end
Zparalelo_eq(isinf(Zparalelo_eq))=0;                    %Hace cero (0) los valores Inf (1/0).
for s=1:length(ramales_ni)
ramal=ramales_ni(s);
orden=ramales_orden(s);
orden_aux=orden+1;
Zinvert{ramal}(:, :, orden_aux)=Zinvert{ramal}(:, :, orden_aux)+Zparalelo_eq;
for t=orden_aux:length(Nini_invert{ramal})
if Nini_invert{ramal}(t)==Nodo_corriente_Ni(i)         %Si nodo inicial tramo es nodo de
corriente i:
Z_eq=Zinvert{ramal}(:, :, t);
elseif find(Nodo_corriente_Ni==Nini_invert{ramal}(t)) %Si nodo inicial tramo NO es nodo
de corriente:
break          %Si nodo inicial tramo es nodo de corriente distinto de i, se corta el ciclo.
else
if find(trafo_ni_final==Nini_invert{ramal}(t)) %Si existe transformador en nodo inicial,
se hace paralelo entre trafo y tramo.
index=find(trafo_ni_final==Nini_invert{ramal}(t))
Z_linea=Zinvert{ramal}(:, :, t);
Ytramo=zeros(3);
if strcmp(Fase_invert{ramal}(t), 'RST')
Ytramo=inv(Z_linea);
elseif strcmp(Fase_invert{ramal}(t), 'RS') || strcmp(Fase_invert{ramal}(t), 'SR')
Z_linea_aux=[Z_linea(1,1),Z_linea(1,2);Z_linea(2,1),Z_linea(2,2)];
Ytramo_aux=inv(Z_linea_aux);
Ytramo(1,1)=Ytramo_aux(1,1);
Ytramo(1,2)=Ytramo_aux(1,2);
Ytramo(2,1)=Ytramo_aux(2,1);
Ytramo(2,2)=Ytramo_aux(2,2);
elseif strcmp(Fase_invert{ramal}(t), 'ST') || strcmp(Fase_invert{ramal}(t), 'TS')
Z_linea_aux=[Z_linea(2,2),Z_linea(2,3);Z_linea(3,2),Z_linea(3,3)];
Ytramo_aux=inv(Z_linea_aux);
```

```
Ytramo(2,2)=Ytramo_aux(1,1);
Ytramo(2,3)=Ytramo_aux(1,2);
Ytramo(3,2)=Ytramo_aux(2,1);
Ytramo(3,3)=Ytramo_aux(2,2);
elseif strcmp(Fase_invert{ramal}(t),'TR')||strcmp(Fase_invert{ramal}(t),'RT')
Z_linea_aux=[Z_linea(1,1),Z_linea(1,3);Z_linea(3,1),Z_linea(3,3)];
Ytramo_aux=inv(Z_linea_aux);
Ytramo(1,1)=Ytramo_aux(1,1);
Ytramo(1,3)=Ytramo_aux(1,2);
Ytramo(3,1)=Ytramo_aux(2,1);
Ytramo(3,3)=Ytramo_aux(2,2);
elseif strcmp(Fase_invert{ramal}(t),'R')
Z_linea_aux=[Z_linea(1,1)];
Ytramo_aux=inv(Z_linea_aux);
Ytramo(1,1)=Ytramo_aux(1);
elseif strcmp(Fase_invert{ramal}(t),'S')
Z_linea_aux=[Z_linea(2,2)];
Ytramo_aux=inv(Z_linea_aux);
Ytramo(2,2)=Ytramo_aux(1);
elseif strcmp(Fase_invert{ramal}(t),'T')
Z_linea_aux=[Z_linea(3,3)];
Ytramo_aux=inv(Z_linea_aux);
Ytramo(3,3)=Ytramo_aux(1);
end
Z_trafo=Ztrafo{index};
Ytrafo=zeros(3);
if strcmp(trafo_fase_final{index},'RST')
Ytrafo=inv(Z_trafo);
elseif strcmp(trafo_fase_final{index},'RS')||strcmp(trafo_fase_final{index},'SR')
Z_trafo_aux=[Z_trafo(1,1),Z_trafo(1,2);Z_trafo(2,1),Z_trafo(2,2)];
Ytrafo_aux=inv(Z_trafo_aux);
Ytrafo(1,1)=Ytrafo_aux(1,1);
Ytrafo(1,2)=Ytrafo_aux(1,2);
Ytrafo(2,1)=Ytrafo_aux(2,1);
Ytrafo(2,2)=Ytrafo_aux(2,2);
elseif strcmp(trafo_fase_final{index},'ST')||strcmp(trafo_fase_final{index},'TS')
Z_trafo_aux=[Z_trafo(2,2),Z_trafo(2,3);Z_trafo(3,2),Z_trafo(3,3)];
Ytrafo_aux=inv(Z_trafo_aux);
Ytrafo(2,2)=Ytrafo_aux(1,1);
Ytrafo(2,3)=Ytrafo_aux(1,2);
Ytrafo(3,2)=Ytrafo_aux(2,1);
Ytrafo(3,3)=Ytrafo_aux(2,2);
elseif strcmp(trafo_fase_final{index},'TR')||strcmp(trafo_fase_final{index},'RT')
Z_trafo_aux=[Z_trafo(1,1),Z_trafo(1,3);Z_trafo(3,1),Z_trafo(3,3)];
Ytrafo_aux=inv(Z_trafo_aux);
Ytrafo(1,1)=Ytrafo_aux(1,1);
Ytrafo(1,3)=Ytrafo_aux(1,2);
Ytrafo(3,1)=Ytrafo_aux(2,1);
Ytrafo(3,3)=Ytrafo_aux(2,2);
elseif strcmp(trafo_fase_final{index},'R')
Z_trafo_aux=[Z_trafo(1,1)];
Ytrafo_aux=inv(Z_trafo_aux);
Ytrafo(1,1)=Ytrafo_aux(1);
elseif strcmp(trafo_fase_final{index},'S')
Z_trafo_aux=[Z_trafo(2,2)];
Ytrafo_aux=inv(Z_trafo_aux);
Ytrafo(2,2)=Ytrafo_aux(1);
elseif strcmp(trafo_fase_final{index},'T')
Z_trafo_aux=[Z_trafo(3,3)];
Ytrafo_aux=inv(Z_trafo_aux);
```

Herramienta de geolocalización para limitar el problema de múltiple estimación en la localización de fallas en distribuidores rurales de energía eléctrica considerando estimaciones de flujos de carga en sus ramales

```

Ytrafo(3,3)=Ytrafo_aux(1);
end
Ytrafo(isinf(Ytrafo))=0; %Hace cero (0) los valores Inf (1/0).
Yeq=Ytrafo+Ytramo;
Zeq_paralelo=zeros(3);
if sum(Yeq(:,1))==0 && sum(Yeq(:,2))==0 %Solo elementos fase T
Yeq_aux=Yeq(3,3);
Zeq_paralelo_aux=inv(Yeq_aux);
Zeq_paralelo(3,3)=Zeq_paralelo_aux;
elseif sum(Yeq(:,1))==0 && sum(Yeq(:,3))==0 %Solo elementos fase S
Yeq_aux=Yeq(2,2);
Zeq_paralelo_aux=inv(Yeq_aux);
Zeq_paralelo(2,2)=Zeq_paralelo_aux;
elseif sum(Yeq(:,2))==0 && sum(Yeq(:,3))==0 %Solo elementos fase R
Yeq_aux=Yeq(1,1);
Zeq_paralelo_aux=inv(Yeq_aux);
Zeq_paralelo(1,1)=Zeq_paralelo_aux;
elseif sum(Yeq(:,1))==0 %Solo elementos fase ST
Yeq_aux=[Yeq(2,2),Yeq(2,3);Yeq(3,2),Yeq(3,3)];
Zeq_paralelo_aux=inv(Yeq_aux);
Zeq_paralelo(2,2)=Zeq_paralelo_aux(1,1);
Zeq_paralelo(2,3)=Zeq_paralelo_aux(1,2);
Zeq_paralelo(3,2)=Zeq_paralelo_aux(2,1);
Zeq_paralelo(3,3)=Zeq_paralelo_aux(2,2);
elseif sum(Yeq(:,2))==0 %Solo elementos fase TR
Yeq_aux=[Yeq(1,1),Yeq(1,3);Yeq(3,1),Yeq(3,3)];
Zeq_paralelo_aux=inv(Yeq_aux);
Zeq_paralelo(1,1)=Zeq_paralelo_aux(1,1);
Zeq_paralelo(1,3)=Zeq_paralelo_aux(1,2);
Zeq_paralelo(3,1)=Zeq_paralelo_aux(2,1);
Zeq_paralelo(3,3)=Zeq_paralelo_aux(2,2);
elseif sum(Yeq(:,3))==0 %Solo elementos fase RS
Yeq_aux=[Yeq(1,1),Yeq(1,2);Yeq(2,1),Yeq(2,2)];
Zeq_paralelo_aux=inv(Yeq_aux);
Zeq_paralelo(1,1)=Zeq_paralelo_aux(1,1);
Zeq_paralelo(1,2)=Zeq_paralelo_aux(1,2);
Zeq_paralelo(2,1)=Zeq_paralelo_aux(2,1);
Zeq_paralelo(2,2)=Zeq_paralelo_aux(2,2);
else
Zeq_paralelo=inv(Yeq);
end
Zeq_paralelo(isinf(Zeq_paralelo))=0; %Hace cero (0) los valores Inf (1/0).
Zinvert{ramal}(:, :, t)=Zeq_paralelo;
Zinvert{ramal}(:, :, t+1)=Zinvert{ramal}(:, :, t+1)+Zinvert{ramal}(:, :, t);
else
if strcmp(Fase_invert{ramal}(t+1),Fase_invert{ramal}(t))
else
Fase_invert{ramal}(t+1)=Fase_invert{ramal}(t);
end
Zinvert{ramal}(:, :, t+1)=Zinvert{ramal}(:, :, t+1)+Zinvert{ramal}(:, :, t); %Si existe
tramo en nodo inicial, se hace serie entre ambos tramos
end
end
end
end
ramales_ni=0;
ramales_orden=0;
ramales_ID=0;
end
end

```

```
rep_ni_final={}; %Reinicia variable.
rep_counts_final=0; %Idem.
rep_ni_parcial=0; %Idem.
rep_counts_parcial=0; %Idem.
end
Zeq_derivacion{jj}=Z_eq; %Vector con impedancia equivalente de derivación j para
nodo de corriente i.
Zinvert={}; %Reinicia variable.
IDinvert={}; %Idem.
Fase_invert={}; %Idem.
Nini_invert={}; %Idem.
Nfin_invert={}; %Idem.
end
Nodo_corriente_Zeq{i}=Zeq_derivacion; %Vector con impedancias equivalentes de
derivaciones para nodo de corriente i.
Zeq_derivacion={}; %Reinicia de variable.
end
%Proceso iterativo de cálculo del punto de falla según método propuesto.
contador=0;
indice_aux=0;
tramo_revisado=[];
ID_Linea_Fallada=[];
for ii=1:length(Nombre_linea)
for i=1:length(Nombre_linea{ii})
if find(tramo_revisado==Nombre_linea{ii}(i))
xx=0;
elseif numel(ID_Linea_Fallada)>0
flag_tramo=0;
for kk=1:numel(ID_Linea_Fallada)
if find(Nombre_linea{ii}==ID_Linea_Fallada(kk))
flag_tramo=1;
end
end
if flag_tramo==1
xx=0;
elseif flag_tramo==0
indice_aux=indice_aux+1;
tramo_revisado(indice_aux)=Nombre_linea{ii}(i);
xx=1;
end
else
indice_aux=indice_aux+1;
tramo_revisado(indice_aux)=Nombre_linea{ii}(i);
xx=1;
end
if xx==1
%Tensión de falla medida en equipo de medición ET.
mod_vsa=str2double( get(handles.modu_vsa, 'string') );
mod_vsb=str2double( get(handles.modu_vsb, 'string') );
mod_vsc=str2double( get(handles.modu_vsc, 'string') );
ang_vsa=str2double( get(handles.angu_vsa, 'string') );
ang_vsb=str2double( get(handles.angu_vsb, 'string') );
ang_vsc=str2double( get(handles.angu_vsc, 'string') );
vsa=mod_vsa*exp(j*degtorad(ang_vsa));
vsb=mod_vsb*exp(j*degtorad(ang_vsb));
vsc=mod_vsc*exp(j*degtorad(ang_vsc));
vs=[vsa;vsb;vsc];
%Corriente de falla medida en equipo de medición ET.
mod_isa=str2double( get(handles.modu_isa, 'string') );
mod_isb=str2double( get(handles.modu_isb, 'string') );
```

Herramienta de geolocalización para limitar el problema de múltiple estimación en la localización de fallas en distribuidores rurales de energía eléctrica considerando estimaciones de flujos de carga en sus ramales

```
mod_isc=str2double( get(handles.modu_isc, 'string') );
ang_isa=str2double( get(handles.angu_isa, 'string') );
ang_isb=str2double( get(handles.angu_isb, 'string') );
ang_isc=str2double( get(handles.angu_isc, 'string') );
isa=mod_isa*exp(1i*deg2rad(ang_isa));
isb=mod_isb*exp(1i*deg2rad(ang_isb));
isc=mod_isc*exp(1i*deg2rad(ang_isc));
is=[isa;isb;isc];
Zserie=0;
for k=1:i
if find(Nodo_corriente_Ni==Nodos_Ini{ii}(k))           %Busca nodo inicial k del posible
ramal en falla i y revisa si es nodo de corriente.
record=find(Nodo_corriente_Ni==Nodos_Ini{ii}(k));
vs=vs-Zserie*is;                                       %Valor de tensión de falla en nodo de corriente.
icont=0;
for p=1:length(Nodo_corriente_ID{record})
Zsuma=Nodo_corriente_Zeq{record}{p};
if strcmp(Nodo_corriente_Fase{record}{p}, 'RST')
Is=Zsuma\vs;
isad=Is(1);
isbd=Is(2);
iscd=Is(3);
elseif
strcmp(Nodo_corriente_Fase{record}{p}, 'RS') || strcmp(Nodo_corriente_Fase{record}{p}, 'SR')

Zeq=[Zsuma(1,1), Zsuma(1,2); Zsuma(2,1), Zsuma(2,2)];
veq=[vs(1); vs(2)];
Is=Zeq\veq;
isad=Is(1);
isbd=Is(2);
iscd=0;
elseif
strcmp(Nodo_corriente_Fase{record}{p}, 'ST') || strcmp(Nodo_corriente_Fase{record}{p}, 'TS')

Zeq=[Zsuma(2,2), Zsuma(2,3); Zsuma(3,2), Zsuma(3,3)];
veq=[vs(2); vs(3)];
Is=Zeq\veq;
isad=0;
isbd=Is(1);
iscd=Is(2);
elseif
strcmp(Nodo_corriente_Fase{record}{p}, 'TR') || strcmp(Nodo_corriente_Fase{record}{p}, 'RT')

Zeq=[Zsuma(1,1), Zsuma(1,3); Zsuma(3,1), Zsuma(3,3)];
veq=[vs(1); vs(3)];
Is=Zeq\veq;
isad=Is(1);
isbd=0;
iscd=Is(2);
elseif strcmp(Nodo_corriente_Fase{record}{p}, 'R')
Zeq=[Zsuma(1,1)];
veq=[vs(1)];
Is=Zeq\veq;
isad=Is(1);
isbd=0;
iscd=0;
elseif strcmp(Nodo_corriente_Fase{record}{p}, 'S')
Zeq=[Zsuma(2,2)];
veq=[vs(2)];
Is=Zeq\veq;
```

```
isad=0;
isbd=Is(1);
iscd=0;
elseif strcmp(Nodo_corriente_Fase{record}{p}, 'T')
Zeq=[Zsuma(3,3)];
veq=[vs(3)];
Is=Zeq\veq;
isad=0;
isbd=0;
iscd=Is(1);
end
isd=[isad;isbd;iscd];
if find(Nombre_linea{ii}(k)==Nodo_corriente_ID{record}(p))
var=0;
else
var=1;
end
icont=icont+var*isd;
end
is=is-icont;      %Valor de corriente de falla en derivación de posible tramo en falla.
Zserie=Z{ii}(:, :, k);      %Resetea Zserie para próximo tramo.
elseif find(trafo_ni_final==Nodos_Ini{ii}(k))      %Busca nodo inicial k del posible
ramal en falla i y revisa si es nodo de corriente.
record=find(trafo_ni_final==Nodos_Ini{ii}(k));
vs=vs-Zserie*is;      %Valor de tensión de falla en nodo de corriente.
Zsuma=Ztrafo{record};
if strcmp(trafo_fase_final{record}, 'RST')
Zeq=Zsuma;
veq=vs;
Is=Zeq\veq;
isad=Is(1);
isbd=Is(2);
iscd=Is(3);
elseif strcmp(trafo_fase_final{record}, 'RS') || strcmp(trafo_fase_final{record}, 'SR')
Zeq=[Zsuma(1,1), Zsuma(1,2); Zsuma(2,1), Zsuma(2,2)];
veq=[vs(1); vs(2)];
Is=Zeq\veq;
isad=Is(1);
isbd=Is(2);
iscd=0;
elseif strcmp(trafo_fase_final{record}, 'ST') || strcmp(trafo_fase_final{record}, 'TS')
Zeq=[Zsuma(2,2), Zsuma(2,3); Zsuma(3,2), Zsuma(3,3)];
veq=[vs(2); vs(3)];
Is=Zeq\veq;
isad=0;
isbd=Is(1);
iscd=Is(2);
elseif strcmp(trafo_fase_final{record}, 'TR') || strcmp(trafo_fase_final{record}, 'RT')
Zeq=[Zsuma(1,1), Zsuma(1,3); Zsuma(3,1), Zsuma(3,3)];
veq=[vs(1); vs(3)];
Is=Zeq\veq;
isad=Is(1);
isbd=0;
iscd=Is(2);
elseif strcmp(trafo_fase_final{record}, 'R')
Zeq=[Zsuma(1,1)];
veq=[vs(1)];
Is=Zeq\veq;
isad=Is(1);
isbd=0;
```

```

iscd=0;
elseif strcmp(trafa_fase_final{record},'S')
Zeq=[Zsuma(2,2)];
veq=[vs(2)];
Is=Zeq\veq;
isad=0;
isbd=Is(1);
iscd=0;
elseif strcmp(trafa_fase_final{record},'T')
Zeq=[Zsuma(3,3)];
veq=[vs(3)];
Is=Zeq\veq;
isad=0;
isbd=0;
iscd=Is(1);
end
isd=[isad;isbd;iscd];
is=is-isd; %Valor de corriente de falla en derivación de posible tramo en falla.
Zserie=Z{ii}(:, :, k); %Resetea Zserie para próximo tramo.
elseif Nodos_Ini{ii}(i)~=Nodos_Ini{ii}(k)
Zserie=Zserie+Z{ii}(:, :, k); %Acumula Zserie hasta nodo de corriente.
else
vs=vs-Zserie*is; %Valor de tensión de falla en nodo inicial de tramo en falla.
end
end
%Tensión de falla en nodo inicial del presunto tramo en falla.
usa=vs(1);
usb=vs(2);
usc=vs(3);
%Corriente de falla en nodo inicial del presunto tramo en falla.
isa=is(1);
isb=is(2);
isc=is(3);
%Impedancia de tramo en falla.
Ztramo_falla=Z{ii}(:, :, i);
Zaa=Ztramo_falla(1,1);
Zbb=Ztramo_falla(2,2);
Zcc=Ztramo_falla(3,3);
Zab=Ztramo_falla(1,2);
Zba=Zab;
Zac=Ztramo_falla(1,3);
Zca=Zac;
Zbc=Ztramo_falla(2,3);
Zcb=Zbc;
%Cálculo de Zcarga por el método de Zeq.
indice=0;
for k=1:length(Nombre_linea)
if find(Nombre_linea{k}==Nombre_linea{ii}(i)) %Busca ID tramo falla i en ramal k.
indice=indice+1;
orden=0;
for r=i:length(Nombre_linea{k}) %Crea vector recortado de ramal k con datos aguas abajo
de derivación j, nodo de corriente i.
orden=orden+1;
Ztrimmed(:, :, orden)=Z{k}(:, :, r); %Vector recortado Z tramos ramal k, derivación j,
nodo de corriente i.
IDtrimmed(orden)=Nombre_linea{k}(r); %Vector recortado ID tramos ramal k, derivación j,
nodo de corriente i.
Fase_trimmed(orden)=Phase{k}(r); %Vector recortado fase tramos ramal k, derivación j,
nodo de corriente i.

```

```

Nini_trimmed(orden)=Nodos_Ini{k}(r);           %Vector recortado nodos iniciales ramal k,
derivación j, nodo de corriente i.
Nfin_trimmed(orden)=Nodos_Fin{k}(r);          %Vector recortado nodos finales ramal k,
derivación j, nodo de corriente i.
end
Zinvert{indice}=flip(Ztrimmed,3);              %Invierte vector recortado en el paso previo.
IDinvert{indice}=flip(IDtrimmed);             %Invierte vector recortado en el paso previo.
Fase_invert{indice}=flip(Fase_trimmed);       %Invierte vector recortado en el paso previo.
Nini_invert{indice}=flip(Nini_trimmed);       %Invierte vector recortado en el paso previo.
Nfin_invert{indice}=flip(Nfin_trimmed);       %Invierte vector recortado en el paso previo.
Ztrimmed=zeros(3);                            %Reinicia variable.
IDtrimmed=0;                                  %Idem.
Fase_trimmed={};                             %Idem.
Nini_trimmed=0;                               %Idem.
Nfin_trimmed=0;                               %Idem.
end
end
for k=1:indice
posicion=find(trafo_ni_terminal==Nfin_invert{k}(1));
Zinvert{k}(:, :, 1)=Zinvert{k}(:, :, 1)+Ztrafo_terminal{posicion}; %Reemplaza Z del tramo
terminal por (Z tramo terminal + Z transformador).
for r=1:length(Nini_invert{k})
if Nini_invert{k}(r)==Nodos_Ini{ii}(i) %Si nodo inicial tramo es nodo de corriente i:
Z_eq=Zinvert{k}(:, :, r);
elseif find(Nodo_corriente_Ni==Nini_invert{k}(r))
break %Si nodo inicial tramo es nodo de corriente distinto de i, se corta el ciclo.
else %Si nodo inicial tramo NO es nodo de corriente:
if find(trafo_ni_final==Nini_invert{k}(r)) %Si existe transformador en nodo inicial, se
hace paralelo entre trafo y tramo.
index=find(trafo_ni_final==Nini_invert{k}(r))
Z_linea=Zinvert{k}(:, :, r);
Ytramo=zeros(3);
if strcmp(Fase_invert{k}(r), 'RST')
Ytramo=inv(Z_linea);
elseif strcmp(Fase_invert{k}(r), 'RS') || strcmp(Fase_invert{k}(r), 'SR')
Z_linea_aux=[Z_linea(1,1), Z_linea(1,2); Z_linea(2,1), Z_linea(2,2)];
Ytramo_aux=inv(Z_linea_aux);
Ytramo(1,1)=Ytramo_aux(1,1);
Ytramo(1,2)=Ytramo_aux(1,2);
Ytramo(2,1)=Ytramo_aux(2,1);
Ytramo(2,2)=Ytramo_aux(2,2);
elseif strcmp(Fase_invert{k}(r), 'ST') || strcmp(Fase_invert{k}(r), 'TS')
Z_linea_aux=[Z_linea(2,2), Z_linea(2,3); Z_linea(3,2), Z_linea(3,3)];
Ytramo_aux=inv(Z_linea_aux);
Ytramo(2,2)=Ytramo_aux(1,1);
Ytramo(2,3)=Ytramo_aux(1,2);
Ytramo(3,2)=Ytramo_aux(2,1);
Ytramo(3,3)=Ytramo_aux(2,2);
elseif strcmp(Fase_invert{k}(r), 'TR') || strcmp(Fase_invert{k}(r), 'RT')
Z_linea_aux=[Z_linea(1,1), Z_linea(1,3); Z_linea(3,1), Z_linea(3,3)];
Ytramo_aux=inv(Z_linea_aux);
Ytramo(1,1)=Ytramo_aux(1,1);
Ytramo(1,3)=Ytramo_aux(1,2);
Ytramo(3,1)=Ytramo_aux(2,1);
Ytramo(3,3)=Ytramo_aux(2,2);
elseif strcmp(Fase_invert{k}(r), 'R')
Z_linea_aux=[Z_linea(1,1)];
Ytramo_aux=inv(Z_linea_aux);
Ytramo(1,1)=Ytramo_aux(1);
elseif strcmp(Fase_invert{k}(r), 'S')

```

```

Z_linea_aux=[Z_linea(2,2)];
Ytramo_aux=inv(Z_linea_aux);
Ytramo(2,2)=Ytramo_aux(1);
elseif strcmp(Fase_invert{k}(r),'T')
Z_linea_aux=[Z_linea(3,3)];
Ytramo_aux=inv(Z_linea_aux);
Ytramo(3,3)=Ytramo_aux(1);
end
Z_trafo=Ztrafo{index};
Ytrafo=zeros(3);
if strcmp(trafo_fase_final{index},'RST')
Ytrafo=inv(Z_trafo);
elseif strcmp(trafo_fase_final{index},'RS')||strcmp(trafo_fase_final{index},'SR')
Z_trafo_aux=[Z_trafo(1,1),Z_trafo(1,2);Z_trafo(2,1),Z_trafo(2,2)];
Ytrafo_aux=inv(Z_trafo_aux);
Ytrafo(1,1)=Ytrafo_aux(1,1);
Ytrafo(1,2)=Ytrafo_aux(1,2);
Ytrafo(2,1)=Ytrafo_aux(2,1);
Ytrafo(2,2)=Ytrafo_aux(2,2);
elseif strcmp(trafo_fase_final{index},'ST')||strcmp(trafo_fase_final{index},'TS')
Z_trafo_aux=[Z_trafo(2,2),Z_trafo(2,3);Z_trafo(3,2),Z_trafo(3,3)];
Ytrafo_aux=inv(Z_trafo_aux);
Ytrafo(2,2)=Ytrafo_aux(1,1);
Ytrafo(2,3)=Ytrafo_aux(1,2);
Ytrafo(3,2)=Ytrafo_aux(2,1);
Ytrafo(3,3)=Ytrafo_aux(2,2);
elseif strcmp(trafo_fase_final{index},'TR')||strcmp(trafo_fase_final{index},'RT')
Z_trafo_aux=[Z_trafo(1,1),Z_trafo(1,3);Z_trafo(3,1),Z_trafo(3,3)];
Ytrafo_aux=inv(Z_trafo_aux);
Ytrafo(1,1)=Ytrafo_aux(1,1);
Ytrafo(1,3)=Ytrafo_aux(1,2);
Ytrafo(3,1)=Ytrafo_aux(2,1);
Ytrafo(3,3)=Ytrafo_aux(2,2);
elseif strcmp(trafo_fase_final{index},'R')
Z_trafo_aux=[Z_trafo(1,1)];
Ytrafo_aux=inv(Z_trafo_aux);
Ytrafo(1,1)=Ytrafo_aux(1);
elseif strcmp(trafo_fase_final{index},'S')
Z_trafo_aux=[Z_trafo(2,2)];
Ytrafo_aux=inv(Z_trafo_aux);
Ytrafo(2,2)=Ytrafo_aux(1);
elseif strcmp(trafo_fase_final{index},'T')
Z_trafo_aux=[Z_trafo(3,3)];
Ytrafo_aux=inv(Z_trafo_aux);
Ytrafo(3,3)=Ytrafo_aux(1);
end
Ytrafo(isinf(Ytrafo))=0; %Hace cero (0) los valores Inf (1/0).
Yeq=Ytrafo+Ytramo;
Zeq_paralelo=zeros(3);
if sum(Yeq(:,1))==0 && sum(Yeq(:,2))==0 %Solo elementos fase T
Yeq_aux=Yeq(3,3);
Zeq_paralelo_aux=inv(Yeq_aux);
Zeq_paralelo(3,3)=Zeq_paralelo_aux;
elseif sum(Yeq(:,1))==0 && sum(Yeq(:,3))==0 %Solo elementos fase S
Yeq_aux=Yeq(2,2);
Zeq_paralelo_aux=inv(Yeq_aux);
Zeq_paralelo(2,2)=Zeq_paralelo_aux;
elseif sum(Yeq(:,2))==0 && sum(Yeq(:,3))==0 %Solo elementos fase R
Yeq_aux=Yeq(1,1);
Zeq_paralelo_aux=inv(Yeq_aux);

```

```
Zeq_paralelo(1,1)=Zeq_paralelo_aux;  
elseif sum(Yeq(:,1))==0 %Solo elementos fase ST  
Yeq_aux=[Yeq(2,2),Yeq(2,3);Yeq(3,2),Yeq(3,3)];  
Zeq_paralelo_aux=inv(Yeq_aux);  
Zeq_paralelo(2,2)=Zeq_paralelo_aux(1,1);  
Zeq_paralelo(2,3)=Zeq_paralelo_aux(1,2);  
Zeq_paralelo(3,2)=Zeq_paralelo_aux(2,1);  
Zeq_paralelo(3,3)=Zeq_paralelo_aux(2,2);  
elseif sum(Yeq(:,2))==0 %Solo elementos fase TR  
Yeq_aux=[Yeq(1,1),Yeq(1,3);Yeq(3,1),Yeq(3,3)];  
Zeq_paralelo_aux=inv(Yeq_aux);  
Zeq_paralelo(1,1)=Zeq_paralelo_aux(1,1);  
Zeq_paralelo(1,3)=Zeq_paralelo_aux(1,2);  
Zeq_paralelo(3,1)=Zeq_paralelo_aux(2,1);  
Zeq_paralelo(3,3)=Zeq_paralelo_aux(2,2);  
elseif sum(Yeq(:,3))==0 %Solo elementos fase RS  
Yeq_aux=[Yeq(1,1),Yeq(1,2);Yeq(2,1),Yeq(2,2)];  
Zeq_paralelo_aux=inv(Yeq_aux);  
Zeq_paralelo(1,1)=Zeq_paralelo_aux(1,1);  
Zeq_paralelo(1,2)=Zeq_paralelo_aux(1,2);  
Zeq_paralelo(2,1)=Zeq_paralelo_aux(2,1);  
Zeq_paralelo(2,2)=Zeq_paralelo_aux(2,2);  
else  
Zeq_paralelo=inv(Yeq);  
end  
Zeq_paralelo(isinf(Zeq_paralelo))=0; %Hace cero (0) los valores Inf (1/0).  
Zinvert{k}(:, :, r)=Zeq_paralelo;  
Zinvert{k}(:, :, r+1)=Zinvert{k}(:, :, r+1)+Zinvert{k}(:, :, r);  
else  
if strcmp(Fase_invert{k}(r+1),Fase_invert{k}(r))  
else  
Fase_invert{k}(r+1)=Fase_invert{k}(r);  
end  
Zinvert{k}(:, :, r+1)=Zinvert{k}(:, :, r+1)+Zinvert{k}(:, :, r); %Si existe tramo en nodo  
inicial, se hace serie entre ambos tramos  
end  
end  
end  
end  
if indice>1 %Ciclo para más de un ramal a los que pertenece la derivación j.  
suma_nf=Nfin_invert{1};  
for k=2:length(Nfin_invert)  
suma_nf=horzcat(suma_nf,Nfin_invert{k}); %Concatena los nodos finales de todos los  
ramales.  
end  
[rep_ni, ka, kc]=unique(suma_nf);  
rep_counts=accumarray(kc,1);  
rep_counts=rep_counts'; %Obtiene nodos finales de la derivación j y cantidad de  
veces que se repiten.  
cont=0;  
for k=1:length(rep_ni)  
if find(Nodo_corriente_Ni==rep_ni(k)) %Elimina nodos finales repetidos que no sean  
nodos de corriente.  
cont=cont+1;  
rep_ni_parcial(cont)=rep_ni(k);  
rep_counts_parcial(cont)=rep_counts(k);  
end  
end  
rep_counts_final=unique(rep_counts_parcial); %Ordena en orden ascendente veces que  
aparece un nodo de corriente.
```

```

for k=1:length(rep_counts_final)
orden=find(rep_counts_parcial==rep_counts_final(k));
rep_ni_final{k}=rep_ni_parcial(orden); %Ordena nodos de corriente en
orden ascendente según orden de ocurrencias (rep_counts_final).
end
for k=1:length(rep_counts_final)
for r=1:length(rep_ni_final{k})
Ysuma=0;
cont=0;
cont_aux=0;
for t=1:length(Nini_invert)
if find(Nini_invert{t}==rep_ni_final{k}(r))
orden=find(Nini_invert{t}==rep_ni_final{k}(r));
cont_aux=cont_aux+1;
ramales_ni(cont_aux)=t; %Guarda indices de ramales a los que pertenece nodo de
corriente r.
ramales_orden(cont_aux)=orden; %Guarda orden de nodo de corriente r en ramal t.
if cont==0
cont=cont+1;
ramales_ID(cont)=IDinvert{t}(orden); %Guarda ID tramo r en ramal t.
Zparalelo=Zinvert{t}(:, :, orden);
Yparalelo=zeros(3);
if strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'RST')
Yparalelo=inv(Zparalelo);
elseif strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'RS') || strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'SR')
Zparalelo_aux=[Zparalelo(1,1), Zparalelo(1,2); Zparalelo(2,1), Zparalelo(2,2)];
Yparalelo_aux=inv(Zparalelo_aux);
Yparalelo(1,1)=Yparalelo_aux(1,1);
Yparalelo(1,2)=Yparalelo_aux(1,2);
Yparalelo(2,1)=Yparalelo_aux(2,1);
Yparalelo(2,2)=Yparalelo_aux(2,2);
elseif strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'ST') || strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'TS')
Zparalelo_aux=[Zparalelo(2,2), Zparalelo(2,3); Zparalelo(3,2), Zparalelo(3,3)];
Yparalelo_aux=inv(Zparalelo_aux);
Yparalelo(2,2)=Yparalelo_aux(1,1);
Yparalelo(2,3)=Yparalelo_aux(1,2);
Yparalelo(3,2)=Yparalelo_aux(2,1);
Yparalelo(3,3)=Yparalelo_aux(2,2);
elseif strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'TR') || strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'RT')
Zparalelo_aux=[Zparalelo(1,1), Zparalelo(1,3); Zparalelo(3,1), Zparalelo(3,3)];
Yparalelo_aux=inv(Zparalelo_aux);
Yparalelo(1,1)=Yparalelo_aux(1,1);
Yparalelo(1,3)=Yparalelo_aux(1,2);
Yparalelo(3,1)=Yparalelo_aux(2,1);
Yparalelo(3,3)=Yparalelo_aux(2,2);
elseif strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'R')
Zparalelo_aux=[Zparalelo(1,1)];
Yparalelo_aux=inv(Zparalelo_aux);
Yparalelo(1,1)=Yparalelo_aux(1);
elseif strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'S')
Zparalelo_aux=[Zparalelo(2,2)];
Yparalelo_aux=inv(Zparalelo_aux);
Yparalelo(2,2)=Yparalelo_aux(1);
elseif strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'T')
Zparalelo_aux=[Zparalelo(3,3)];
Yparalelo_aux=inv(Zparalelo_aux);
Yparalelo(3,3)=Yparalelo_aux(1);
end
Yparalelo(isinf(Yparalelo))=0; %Hace cero (0) los valores Inf (1/0).
Ysuma=Ysuma+Yparalelo;

```

```
elseif cont>0
if find(ramales_ID==IDinvert{t}(orden))
Ysuma=Ysuma;
else
cont=cont+1;
ramales_ID(cont)=IDinvert{t}(orden);
Zparalelo=Zinvert{t}(:, :, orden);
Yparalelo=zeros(3);
if strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'RST')
Yparalelo=inv(Zparalelo);
elseif strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'RS') || strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'SR')
Zparalelo_aux=[Zparalelo(1,1), Zparalelo(1,2); Zparalelo(2,1), Zparalelo(2,2)];
Yparalelo_aux=inv(Zparalelo_aux);
Yparalelo(1,1)=Yparalelo_aux(1,1);
Yparalelo(1,2)=Yparalelo_aux(1,2);
Yparalelo(2,1)=Yparalelo_aux(2,1);
Yparalelo(2,2)=Yparalelo_aux(2,2);
elseif strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'ST') || strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'TS')
Zparalelo_aux=[Zparalelo(2,2), Zparalelo(2,3); Zparalelo(3,2), Zparalelo(3,3)];
Yparalelo_aux=inv(Zparalelo_aux);
Yparalelo(2,2)=Yparalelo_aux(1,1);
Yparalelo(2,3)=Yparalelo_aux(1,2);
Yparalelo(3,2)=Yparalelo_aux(2,1);
Yparalelo(3,3)=Yparalelo_aux(2,2);
elseif strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'TR') || strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'RT')
Zparalelo_aux=[Zparalelo(1,1), Zparalelo(1,3); Zparalelo(3,1), Zparalelo(3,3)];
Yparalelo_aux=inv(Zparalelo_aux);
Yparalelo(1,1)=Yparalelo_aux(1,1);
Yparalelo(1,3)=Yparalelo_aux(1,2);
Yparalelo(3,1)=Yparalelo_aux(2,1);
Yparalelo(3,3)=Yparalelo_aux(2,2);
elseif strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'R')
Zparalelo_aux=[Zparalelo(1,1)];
Yparalelo_aux=inv(Zparalelo_aux);
Yparalelo(1,1)=Yparalelo_aux(1);
elseif strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'S')
Zparalelo_aux=[Zparalelo(2,2)];
Yparalelo_aux=inv(Zparalelo_aux);
Yparalelo(2,2)=Yparalelo_aux(1);
elseif strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'T')
Zparalelo_aux=[Zparalelo(3,3)];
Yparalelo_aux=inv(Zparalelo_aux);
Yparalelo(3,3)=Yparalelo_aux(1);
end
Yparalelo(isinf(Yparalelo))=0; %Hace cero (0) los valores Inf (1/0).
Ysuma=Ysuma+Yparalelo;
end
end
end
end
Zparalelo_eq=zeros(3);
if sum(Ysuma(:,1))==0 && sum(Ysuma(:,2))==0 %Solo elementos fase T
Ysuma_aux=Ysuma(3,3);
Zparalelo_eq_aux=inv(Ysuma_aux);
Zparalelo_eq(3,3)=Zparalelo_eq_aux;
elseif sum(Ysuma(:,1))==0 && sum(Ysuma(:,3))==0 %Solo elementos fase S
Ysuma_aux=Ysuma(2,2);
Zparalelo_eq_aux=inv(Ysuma_aux);
Zparalelo_eq(2,2)=Zparalelo_eq_aux;
elseif sum(Ysuma(:,2))==0 && sum(Ysuma(:,3))==0 %Solo elementos fase R
```

```
Ysuma_aux=Ysuma(1,1);
Zparalelo_eq_aux=inv(Ysuma_aux);
Zparalelo_eq(1,1)=Zparalelo_eq_aux;
elseif sum(Ysuma(:,1))==0 %Solo elementos fase ST
Ysuma_aux=[Ysuma(2,2),Ysuma(2,3);Ysuma(3,2),Ysuma(3,3)];
Zparalelo_eq_aux=inv(Ysuma_aux);
Zparalelo_eq(2,2)=Zparalelo_eq_aux(1,1);
Zparalelo_eq(2,3)=Zparalelo_eq_aux(1,2);
Zparalelo_eq(3,2)=Zparalelo_eq_aux(2,1);
Zparalelo_eq(3,3)=Zparalelo_eq_aux(2,2);
elseif sum(Ysuma(:,2))==0 %Solo elementos fase TR
Ysuma_aux=[Ysuma(1,1),Ysuma(1,3);Ysuma(3,1),Ysuma(3,3)];
Zparalelo_eq_aux=inv(Ysuma_aux);
Zparalelo_eq(1,1)=Zparalelo_eq_aux(1,1);
Zparalelo_eq(1,3)=Zparalelo_eq_aux(1,2);
Zparalelo_eq(3,1)=Zparalelo_eq_aux(2,1);
Zparalelo_eq(3,3)=Zparalelo_eq_aux(2,2);
elseif sum(Ysuma(:,3))==0 %Solo elementos fase RS
Ysuma_aux=[Ysuma(1,1),Ysuma(1,2);Ysuma(2,1),Ysuma(2,2)];
Zparalelo_eq_aux=inv(Ysuma_aux);
Zparalelo_eq(1,1)=Zparalelo_eq_aux(1,1);
Zparalelo_eq(1,2)=Zparalelo_eq_aux(1,2);
Zparalelo_eq(2,1)=Zparalelo_eq_aux(2,1);
Zparalelo_eq(2,2)=Zparalelo_eq_aux(2,2);
else
Zparalelo_eq=inv(Ysuma);
end
Zparalelo_eq(isinf(Zparalelo_eq))=0; %Hace cero (0) los valores Inf (1/0).
for s=1:length(ramales_ni)
ramal=ramales_ni(s);
orden=ramales_orden(s);
orden_aux=orden+1;
Zinvert{ramal}(:, :, orden_aux)=Zinvert{ramal}(:, :, orden)+Zparalelo_eq;
for t=orden_aux:length(Nini_invert{ramal})
if Nini_invert{ramal}(t)==Nodos_Ini{ii}(i) %Si nodo inicial tramo es nodo de
corriente i:
Z_eq=Zinvert{ramal}(:, :, t);
elseif find(Nodo_corriente_Ni==Nini_invert{ramal}(t)) %Si nodo inicial tramo NO es nodo
de corriente:
break %Si nodo inicial tramo es nodo de corriente distinto de i, se corta el ciclo.
else
if find(trafo_ni_final==Nini_invert{ramal}(t)) %Si existe transformador en nodo inicial,
se hace paralelo entre trafo y tramo.
index=find(trafo_ni_final==Nini_invert{ramal}(t))
Z_linea=Zinvert{ramal}(:, :, t);
Ytramo=zeros(3);
if strcmp(Fase_invert{ramal}(t), 'RST')
Ytramo=inv(Z_linea);
elseif strcmp(Fase_invert{ramal}(t), 'RS') || strcmp(Fase_invert{ramal}(t), 'SR')
Z_linea_aux=[Z_linea(1,1),Z_linea(1,2);Z_linea(2,1),Z_linea(2,2)];
Ytramo_aux=inv(Z_linea_aux);
Ytramo(1,1)=Ytramo_aux(1,1);
Ytramo(1,2)=Ytramo_aux(1,2);
Ytramo(2,1)=Ytramo_aux(2,1);
Ytramo(2,2)=Ytramo_aux(2,2);
elseif strcmp(Fase_invert{ramal}(t), 'ST') || strcmp(Fase_invert{ramal}(t), 'TS')
Z_linea_aux=[Z_linea(2,2),Z_linea(2,3);Z_linea(3,2),Z_linea(3,3)];
Ytramo_aux=inv(Z_linea_aux);
Ytramo(2,2)=Ytramo_aux(1,1);
Ytramo(2,3)=Ytramo_aux(1,2);
```

```
Ytramo(3,2)=Ytramo_aux(2,1);
Ytramo(3,3)=Ytramo_aux(2,2);
elseif strcmp(Fase_invert{ramal}(t),'TR')||strcmp(Fase_invert{ramal}(t),'RT')
Z_linea_aux=[Z_linea(1,1),Z_linea(1,3);Z_linea(3,1),Z_linea(3,3)];
Ytramo_aux=inv(Z_linea_aux);
Ytramo(1,1)=Ytramo_aux(1,1);
Ytramo(1,3)=Ytramo_aux(1,2);
Ytramo(3,1)=Ytramo_aux(2,1);
Ytramo(3,3)=Ytramo_aux(2,2);
elseif strcmp(Fase_invert{ramal}(t),'R')
Z_linea_aux=[Z_linea(1,1)];
Ytramo_aux=inv(Z_linea_aux);
Ytramo(1,1)=Ytramo_aux(1);
elseif strcmp(Fase_invert{ramal}(t),'S')
Z_linea_aux=[Z_linea(2,2)];
Ytramo_aux=inv(Z_linea_aux);
Ytramo(2,2)=Ytramo_aux(1);
elseif strcmp(Fase_invert{ramal}(t),'T')
Z_linea_aux=[Z_linea(3,3)];
Ytramo_aux=inv(Z_linea_aux);
Ytramo(3,3)=Ytramo_aux(1);
end
Z_trafo=Ztrafo{index};
Ytrafo=zeros(3);
if strcmp(trafo_fase_final{index},'RST')
Ytrafo=inv(Z_trafo);
elseif strcmp(trafo_fase_final{index},'RS')||strcmp(trafo_fase_final{index},'SR')
Z_trafo_aux=[Z_trafo(1,1),Z_trafo(1,2);Z_trafo(2,1),Z_trafo(2,2)];
Ytrafo_aux=inv(Z_trafo_aux);
Ytrafo(1,1)=Ytrafo_aux(1,1);
Ytrafo(1,2)=Ytrafo_aux(1,2);
Ytrafo(2,1)=Ytrafo_aux(2,1);
Ytrafo(2,2)=Ytrafo_aux(2,2);
elseif strcmp(trafo_fase_final{index},'ST')||strcmp(trafo_fase_final{index},'TS')
Z_trafo_aux=[Z_trafo(2,2),Z_trafo(2,3);Z_trafo(3,2),Z_trafo(3,3)];
Ytrafo_aux=inv(Z_trafo_aux);
Ytrafo(2,2)=Ytrafo_aux(1,1);
Ytrafo(2,3)=Ytrafo_aux(1,2);
Ytrafo(3,2)=Ytrafo_aux(2,1);
Ytrafo(3,3)=Ytrafo_aux(2,2);
elseif strcmp(trafo_fase_final{index},'TR')||strcmp(trafo_fase_final{index},'RT')
Z_trafo_aux=[Z_trafo(1,1),Z_trafo(1,3);Z_trafo(3,1),Z_trafo(3,3)];
Ytrafo_aux=inv(Z_trafo_aux);
Ytrafo(1,1)=Ytrafo_aux(1,1);
Ytrafo(1,3)=Ytrafo_aux(1,2);
Ytrafo(3,1)=Ytrafo_aux(2,1);
Ytrafo(3,3)=Ytrafo_aux(2,2);
elseif strcmp(trafo_fase_final{index},'R')
Z_trafo_aux=[Z_trafo(1,1)];
Ytrafo_aux=inv(Z_trafo_aux);
Ytrafo(1,1)=Ytrafo_aux(1);
elseif strcmp(trafo_fase_final{index},'S')
Z_trafo_aux=[Z_trafo(2,2)];
Ytrafo_aux=inv(Z_trafo_aux);
Ytrafo(2,2)=Ytrafo_aux(1);
elseif strcmp(trafo_fase_final{index},'T')
Z_trafo_aux=[Z_trafo(3,3)];
Ytrafo_aux=inv(Z_trafo_aux);
Ytrafo(3,3)=Ytrafo_aux(1);
end
```

Herramienta de geolocalización para limitar el problema de múltiple estimación en la localización de fallas en distribuidores rurales de energía eléctrica considerando estimaciones de flujos de carga en sus ramales

```

Ytrafo(isinf(Ytrafo))==0; %Hace cero (0) los valores Inf (1/0).
Yeq=Ytrafo+Ytramo;
Zeq_paralelo=zeros(3);
if sum(Yeq(:,1))==0 && sum(Yeq(:,2))==0 %Solo elementos fase T
Yeq_aux=Yeq(3,3);
Zeq_paralelo_aux=inv(Yeq_aux);
Zeq_paralelo(3,3)=Zeq_paralelo_aux;
elseif sum(Yeq(:,1))==0 && sum(Yeq(:,3))==0 %Solo elementos fase S
Yeq_aux=Yeq(2,2);
Zeq_paralelo_aux=inv(Yeq_aux);
Zeq_paralelo(2,2)=Zeq_paralelo_aux;
elseif sum(Yeq(:,2))==0 && sum(Yeq(:,3))==0 %Solo elementos fase R
Yeq_aux=Yeq(1,1);
Zeq_paralelo_aux=inv(Yeq_aux);
Zeq_paralelo(1,1)=Zeq_paralelo_aux;
elseif sum(Yeq(:,1))==0 %Solo elementos fase ST
Yeq_aux=[Yeq(2,2),Yeq(2,3);Yeq(3,2),Yeq(3,3)];
Zeq_paralelo_aux=inv(Yeq_aux);
Zeq_paralelo(2,2)=Zeq_paralelo_aux(1,1);
Zeq_paralelo(2,3)=Zeq_paralelo_aux(1,2);
Zeq_paralelo(3,2)=Zeq_paralelo_aux(2,1);
Zeq_paralelo(3,3)=Zeq_paralelo_aux(2,2);
elseif sum(Yeq(:,2))==0 %Solo elementos fase TR
Yeq_aux=[Yeq(1,1),Yeq(1,3);Yeq(3,1),Yeq(3,3)];
Zeq_paralelo_aux=inv(Yeq_aux);
Zeq_paralelo(1,1)=Zeq_paralelo_aux(1,1);
Zeq_paralelo(1,3)=Zeq_paralelo_aux(1,2);
Zeq_paralelo(3,1)=Zeq_paralelo_aux(2,1);
Zeq_paralelo(3,3)=Zeq_paralelo_aux(2,2);
elseif sum(Yeq(:,3))==0 %Solo elementos fase RS
Yeq_aux=[Yeq(1,1),Yeq(1,2);Yeq(2,1),Yeq(2,2)];
Zeq_paralelo_aux=inv(Yeq_aux);
Zeq_paralelo(1,1)=Zeq_paralelo_aux(1,1);
Zeq_paralelo(1,2)=Zeq_paralelo_aux(1,2);
Zeq_paralelo(2,1)=Zeq_paralelo_aux(2,1);
Zeq_paralelo(2,2)=Zeq_paralelo_aux(2,2);
else
Zeq_paralelo=inv(Yeq);
end
Zeq_paralelo(isinf(Zeq_paralelo))==0; %Hace cero (0) los valores Inf (1/0).
Zinvert{ramal}(:, :, t)=Zeq_paralelo;
Zinvert{ramal}(:, :, t+1)=Zinvert{ramal}(:, :, t+1)+Zinvert{ramal}(:, :, t);
else
if strcmp(Fase_invert{ramal}(t+1),Fase_invert{ramal}(t))
else
Fase_invert{ramal}(t+1)=Fase_invert{ramal}(t);
end
Zinvert{ramal}(:, :, t+1)=Zinvert{ramal}(:, :, t+1)+Zinvert{ramal}(:, :, t); %Si existe
tramo en nodo inicial, se hace serie entre ambos tramos
end
end
end
end
ramales_ni=0;
ramales_orden=0;
ramales_ID=0;
end
end
rep_ni_final={}; %Reinicia variable.
rep_counts_final=0; %Idem.

```

```

rep_ni_parcial=0; %Idem.
rep_counts_parcial=0; %Idem.
end
Zinvert={}; %Reinicia variable.
IDinvert={}; %Idem.
Fase_invert={}; %Idem.
Nini_invert={}; %Idem.
Nfin_invert={}; %Idem.
%Impedancia de carga para cálculo.
ZC=Z_eq-Ztramo_falla;
ZCaa=ZC(1,1);
ZCbb=ZC(2,2);
ZCcc=ZC(3,3);
ZCab=ZC(1,2);
ZCac=ZC(1,3);
ZCba=ZC(2,1);
ZCbc=ZC(2,3);
ZCca=ZC(3,1);
ZCcb=ZC(3,2);
%Coeficientes para cada tipo de falla.
Aa=Zab*isb+Zac*isc; %Coeficiente A para falla monofásica Ag.
Ab=Zba*isa+Zbc*isc; %Coeficiente A para falla monofásica Bg.
Ac=Zca*isa+Zcb*isb; %Coeficiente A para falla monofásica Cg.
Ba=Zbb+ZCbb-Zcb-ZCcb; %Coeficiente B para falla monofásica Ag.
Bb=Zcc+ZCcc-Zac-ZCac; %Coeficiente B para falla monofásica Bg.
Bc=Zaa+ZCaa-Zba-ZCba; %Coeficiente B para falla monofásica Cg.
Ca=Zbc+ZCbc-Zcc-ZCcc; %Coeficiente C para falla monofásica Ag.
Cb=Zca+ZCca-Zaa-ZCaa; %Coeficiente C para falla monofásica Bg.
Cc=Zab+ZCab-Zbb-ZCbb; %Coeficiente C para falla monofásica Cg.
Dab=Zaa-Zba; %Coeficiente D para falla bifásica AB/ABg.
Dbc=Zbb-Zcb; %Coeficiente D para falla bifásica BC/BCg.
Dca=Zcc-Zac; %Coeficiente D para falla bifásica CA/CAG.
Eab=Zab-Zbb; %Coeficiente E para falla bifásica AB/ABg.
Ebc=Zbc-Zcc; %Coeficiente E para falla bifásica BC/BCg.
Eca=Zca-Zaa; %Coeficiente E para falla bifásica CA/CAG.
Fab=Zac-Zbc; %Coeficiente F para falla bifásica AB/ABg.
Fbc=Zba-Zca; %Coeficiente F para falla bifásica BC/BCg.
Fca=Zcb-Zab; %Coeficiente F para falla bifásica CA/CAG.
G=Zba-Zca; %Coeficiente G.
H=Zbb-Zcb; %Coeficiente H.
J=Zbc-Zcc; %Coeficiente J.
K=Zca-Zaa; %Coeficiente K.
LL=Zcb-Zab; %Coeficiente L.
M=Zcc-Zac; %Coeficiente M.
if strcmp(Phase{ii}(i), 'RST') %Limita cálculo de tipos de falla según tipo de línea (RST).
if corto==4 || corto==9 || corto==10 %Cálculo para fallas monofásicas.
if corto==4 %Falla Ag.
for me=0:0.0001:1 %Proceso iterativo de convergencia entre me y mcalc.
isf=isf+((1-me)*Ztramo_falla+ZC)^-1*(me*Ztramo_falla*is-vs);
isfa=isf(1);
isfb=isf(2);
isfc=isf(3);
%Cálculo de distancia a la falla m.
cociente=usa/isfa;
divisor=(Zaa*isa+Zab*isb+Zac*isc)/isfa;
%Cálculo de distancia a la falla m1.
cociente1=(usa-usb+usc+Ba*isb+Ca*isc)/isfa;
divisor1=((Zaa-Zba+Zac)*isa+Aa)/isfa;
%Cálculo de distancia a la falla m2.
cociente2=(usa+usb-usc-Ba*isb-Ca*isc)/isfa;

```

Herramienta de geolocalización para limitar el problema de múltiple estimación en la localización de fallas en distribuidores rurales de energía eléctrica considerando estimaciones de flujos de carga en sus ramales

```
divisor2=((Zaa+Zba-Zca)*isa+Aa)/isfa;
%mcabc.
imgcoc=imag(cociente);
imgdiv=imag(divisor);
m=imgcoc/imgdiv;
dif=m-me;
if dif<=0 %Si convergen, se obtiene m = mcalc.
break
end
end
elseif corto==9 %Falla Bg.
for me=0:0.0001:1 %Proceso iterativo de convergencia entre me y mcalc.
isf=is+((1-me)*Ztramo_falla+ZC)^-1*(me*Ztramo_falla*is-vs);
isfa=isf(1);
isfb=isf(2);
isfc=isf(3);
%Cálculo de distancia a la falla m.
cociente=usb/isfb;
divisor=(Zbb*isb+Zba*isa+Zbc*isc)/isfb;
%Cálculo de distancia a la falla m1.
cociente1=(usb-usc+usa+Bb*isc+Cb*isa)/isfb;
divisor1=((Zbb-Zab+Zcb)*isb+Ab)/isfb;
%Cálculo de distancia a la falla m2.
cociente2=(usb+usc-usa-Bb*isc-Cb*isa)/isfb;
divisor2=((Zbb+Zab-Zcb)*isb+Ab)/isfb;
%mcabc.
imgcoc=imag(cociente);
imgdiv=imag(divisor);
m=imgcoc/imgdiv;
dif=m-me;
if dif<=0 %Si convergen, se obtiene m = mcalc.
break
end
end
elseif corto==10 %Falla Cg.
for me=0:0.0001:1 %Proceso iterativo de convergencia entre me y mcalc.
isf=is+((1-me)*Ztramo_falla+ZC)^-1*(me*Ztramo_falla*is-vs);
isfa=isf(1);
isfb=isf(2);
isfc=isf(3);
%Cálculo de distancia a la falla m.
cociente=usc/isfc;
divisor=(Zcc*isc+Zca*isa+Zcb*isb)/isfc;
%Cálculo de distancia a la falla m1.
cociente1=(usc-usa+usb+Bc*isa+Cc*isb)/isfc;
divisor1=((Zcc-Zac+Zbc)*isc+Ac)/isfc;
%Cálculo de distancia a la falla m2.
cociente2=(usc+usa-usb-Bc*isa-Cc*isb)/isfc;
divisor2=((Zcc+Zac-Zbc)*isc+Ac)/isfc;
%mcabc.
imgcoc=imag(cociente);
imgdiv=imag(divisor);
m=imgcoc/imgdiv;
dif=m-me;
if dif<=0 %Si convergen, se obtiene m = mcalc.
break
end
end
end
end
%ml.
```

```
imgcoc1=imag(cocientel);
imgdiv1=imag(divisor1);
m1=imgcoc1/imgdiv1;
%m2.
imgcoc2=imag(cociente2);
imgdiv2=imag(divisor2);
m2=imgcoc2/imgdiv2;
>Error.
dm1=abs(m-m1);
dm2=abs(m-m2);
dm=dm1+dm2;
n=2; %n=2 en caso de falla monofásica.
elseif corto==2 || corto==3 || corto==5 || corto==6 || corto==7 || corto==8 %Cálculo falla
bifásica/bifásica a tierra.
if corto==2 || corto==3 %Falla Ab o Abg.
for me=0:0.0001:1 %Proceso iterativo de convergencia entre me y mcalc.
isf=is+((1-me)*Ztramo_falla+ZC)^-1*(me*Ztramo_falla*is-vs);
isfa=isf(1);
isfb=isf(2);
isfc=isf(3);
%Cálculo de distancia a la falla m.
cociente=(usa-usb)/(isfa-isfb);
divisor=(Dab*isa+Eab*isb+Fab*isc)/(isfa-isfb);
%Cálculo de distancia a la falla m1.
cocientel=(usa-usb-usc+(Zcc+ZCcc)*isc)/(isfa-isfb);
divisor1=((Dab-Zca)*isa+(Eab-Zcb)*isb+Fab*isc)/(isfa-isfb);
%mcalc.
imgcoc=imag(cociente);
imgdiv=imag(divisor);
m=imgcoc/imgdiv;
dif=m-me;
if dif<=0 %Si convergen, se obtiene m = mcalc.
break
end
end
elseif corto==7 || corto==8 %Falla BC o BCg.
for me=0:0.0001:1 %Proceso iterativo de convergencia entre me y mcalc.
isf=is+((1-me)*Ztramo_falla+ZC)^-1*(me*Ztramo_falla*is-vs);
isfa=isf(1);
isfb=isf(2);
isfc=isf(3);
%Cálculo de distancia a la falla m.
cociente=(usb-usc)/(isfb-isfc);
divisor=(Fbc*isa+Dbc*isb+Ebc*isc)/(isfb-isfc);
%Cálculo de distancia a la falla m1.
cocientel=((usb-usc-usa)/(isfb-isfc))+(Zaa+ZCaa)*(isa/(isfb-isfc));
divisor1=((Dbc-Zab)*isb+(Ebc-Zac)*isc+Fbc*isa)/(isfb-isfc);
%mcalc.
imgcoc=imag(cociente);
imgdiv=imag(divisor);
m=imgcoc/imgdiv;
dif=m-me;
if dif<=0 %Si convergen, se obtiene m = mcalc.
break
end
end
elseif corto==5 || corto==6 %Falla CA o CAg.
for me=0:0.0001:1 %Proceso iterativo de convergencia entre me y mcalc.
isf=is+((1-me)*Ztramo_falla+ZC)^-1*(me*Ztramo_falla*is-vs);
isfa=isf(1);
```

Herramienta de geolocalización para limitar el problema de múltiple estimación en la localización de fallas en distribuidores rurales de energía eléctrica considerando estimaciones de flujos de carga en sus ramales

```
isfb=isf(2);
isfc=isf(3);
%Cálculo de distancia a la falla m.
cociente=(usc-usa)/(isfc-isfa);
divisor=(Eca*isa+Fca*isb+Dca*isc)/(isfc-isfa);
%Cálculo de distancia a la falla m1.
cocientel=((usc-usa-usb)/(isfc-isfa))+(Zbb+ZCbb)*(isb/(isfc-isfa));
divisorl=((Dca-Zbc)*isc+(Eca-Zba)*isa+Fca*isb)/(isfc-isfa);
%mcalc.
imgcoc=imag(cociente);
imgdiv=imag(divisor);
m=imgcoc/imgdiv;
dif=m-me;
if dif<=0 %Si convergen, se obtiene m = mcalc.
break
end
end
end
%m1
imgcoc1=imag(cocientel);
imgdiv1=imag(divisorl);
m1=imgcoc1/imgdiv1;
%Error.
dm1=abs(m-m1);
dm=dm1;
n=1; %n=1 en caso de falla bifásica/bifásica a tierra.
elseif corto==1 %Cálculo falla trifásica ABC.
for me=0:0.0001:1 %Proceso iterativo de convergencia entre me y mcalc.
isf=is+((1-me)*Ztramo_falla+ZC)^-1*(me*Ztramo_falla*is-vs);
isfa=isf(1);
isfb=isf(2);
isfc=isf(3);
%Cálculo de distancia a la falla m1.
cocientel=(usa-usb)/(isfa-isfb);
divisorl=(Dab*isa+Eab*isb+Fab*isc)/(isfa-isfb);
%Cálculo de distancia a la falla m2.
cociente2=(usb-usc)/(isfb-isfc);
divisor2=(G*isa+H*isb+J*isc)/(isfb-isfc);
%Cálculo de distancia a la falla m2.
cociente3=(usc-usa)/(isfc-isfa);
divisor3=(K*isa+LL*isb+M*isc)/(isfc-isfa);
%m1
imgcoc1=imag(cocientel);
imgdiv1=imag(divisorl);
m1=imgcoc1/imgdiv1;
%m2
imgcoc2=imag(cociente2);
imgdiv2=imag(divisor2);
m2=imgcoc2/imgdiv2;
%m3
imgcoc3=imag(cociente3);
imgdiv3=imag(divisor3);
m3=imgcoc3/imgdiv3;
%mcalc.
vectm=[m1,m2,m3];
m=mean(vectm);
dif=m-me;
if dif<=0 %Si convergen, se obtiene m = mcalc.
break
end
```

```
end
%Error.
dm1=abs(m-m1);
dm2=abs(m-m2);
dm3=abs(m-m3);
dm=dm1+dm2+dm3;
n=3; %n=3 en caso de falla trifásica.
end
elseif strcmp(Phase{ii}(i),'RS')||strcmp(Phase{ii}(i),'SR') %Limita cálculo de tipos de
falla según tipo de línea (RS).
usc=0;
isc=0;
vs=[usa;usb];
is=[isa;isb];
Ztramo_falla_aux=[Zaa,Zab;Zba,Zbb];
ZC_aux=[ZCaa,ZCab;ZCba,ZCbb];
if corto==4 || corto==9 %Cálculo falla monofásica.
if corto==4 %Falla Ag
for me=0:0.0001:1 %Proceso iterativo de convergencia entre me y mcalc.
isf=is+((1-me)*Ztramo_falla_aux+ZC_aux)^-1*(me*Ztramo_falla_aux*is-vs);
isfa=isf(1);
isfb=isf(2);
isfc=0;
%Cálculo de distancia a la falla m.
cociente=usa/isfa;
divisor=(Zaa*isa+Zab*isb+Zac*isc)/isfa;
%Cálculo de distancia a la falla m1.
cociente1=(usa-usb+usc+Ba*isb+Ca*isc)/isfa;
divisor1=((Zaa-Zba+Zac)*isa+Aa)/isfa;
%Cálculo de distancia a la falla m2.
cociente2=(usa+usb-usc-Ba*isb-Ca*isc)/isfa;
divisor2=((Zaa+Zba-Zac)*isa+Aa)/isfa;
%mcalc.
imgcoc=imag(cociente);
imgdiv=imag(divisor);
m=imgcoc/imgdiv;
dif=m-me;
if dif<=0 %Si convergen, se obtiene m = mcalc.
break
end
end
elseif corto==9 %Falla Bg.
for me=0:0.0001:1 %Proceso iterativo de convergencia entre me y mcalc.
isf=is+((1-me)*Ztramo_falla_aux+ZC_aux)^-1*(me*Ztramo_falla_aux*is-vs);
isfa=isf(1);
isfb=isf(2);
isfc=0;
%Cálculo de distancia a la falla m.
cociente=usb/isfb;
divisor=(Zbb*isb+Zba*isa+Zbc*isc)/isfb;
%Cálculo de distancia a la falla m1.
cociente1=(usb-usc+usa+Bb*isc+Cb*isa)/isfb;
divisor1=((Zbb-Zab+Zcb)*isb+Ab)/isfb;
%Cálculo de distancia a la falla m2.
cociente2=(usb+usc-usa-Bb*isc-Cb*isa)/isfb;
divisor2=((Zbb+Zab-Zcb)*isb+Ab)/isfb;
%mcalc.
imgcoc=imag(cociente);
imgdiv=imag(divisor);
m=imgcoc/imgdiv;
```

Herramienta de geolocalización para limitar el problema de múltiple estimación en la localización de fallas en distribuidores rurales de energía eléctrica considerando estimaciones de flujos de carga en sus ramales

```

dif=m-me;
if dif<=0    %Si convergen, se obtiene m = mcalc.
break
end
end
end
end
%m1.
imgcoc1=imag(cocientel1);
imgdiv1=imag(divisor1);
m1=imgcoc1/imgdiv1;
%m2.
imgcoc2=imag(cociente2);
imgdiv2=imag(divisor2);
m2=imgcoc2/imgdiv2;
%Error.
dm1=abs(m-m1);
dm2=abs(m-m2);
dm=dm1+dm2;
n=2;                %n=2 en caso de falla monofásica.
elseif corto==2 || corto==3 %Cálculo falla bifásica/bifásica a tierra.
for me=0:0.0001:1 %Proceso iterativo de convergencia entre me y mcalc.
isf=isf+((1-me)*Ztramo_falla_aux+ZC_aux)^-1*(me*Ztramo_falla_aux*is-vs);
isfa=isf(1);
isfb=isf(2);
isfc=0;
%Cálculo de distancia a la falla m.
cociente=(usa-usb)/(isfa-isfb);
divisor=(Dab*isa+Eab*isb+Fab*isc)/(isfa-isfb);
%Cálculo de distancia a la falla m1.
cocientel1=((usa-usb-usc)/(isfa-isfb))+(Zcc+ZCcc)*(isc/(isfa-isfb));
divisor1=((Dab-Zca)*isa+(Eab-Zcb)*isb+Fab*isc)/(isfa-isfb);
%mcalc.
imgcoc=imag(cociente);
imgdiv=imag(divisor);
m=imgcoc/imgdiv;
dif=m-me;
if dif<=0    %Si convergen, se obtiene m = mcalc.
break
end
end
end
%m1.
imgcoc1=imag(cocientel1);
imgdiv1=imag(divisor1);
m1=imgcoc1/imgdiv1;
%Error.
dm1=abs(m-m1);
dm=dm1;
n=1;                %n=1 en caso de falla bifásica/bifásica a tierra.
end
elseif strcmp(Phase{ii}(i),'ST')||strcmp(Phase{ii}(i),'TS') %Limita cálculo de tipos de
falla según tipo de línea (ST).
usa=0;
isa=0;
vs=[usb;usc];
is=[isb;isc];
Ztramo_falla_aux=[Zbb,Zbc;Zcb,Zcc];
ZC_aux=[ZCbb,ZCbc;ZCcb,ZCcc];
if corto==9 || corto==10 %Cálculo falla monofásica.
if corto==9 %Falla Bg.
for me=0:0.0001:1 %Proceso iterativo de convergencia entre me y mcalc.

```

```
isf=is+(((1-me)*Ztramo_falla_aux+ZC_aux)^-1)*(me*Ztramo_falla_aux*is-vs);
isfa=0;
isfb=isf(1);
isfc=isf(2);
%Cálculo de distancia a la falla m.
cociente=usb/isfb;
divisor=(Zbb*isb+Zba*isa+Zbc*isc)/isfb;
%Cálculo de distancia a la falla m1.
cociente1=(usb-usc+usa+Bb*isc+Cb*isa)/isfb;
divisor1=((Zbb-Zab+Zcb)*isb+Ab)/isfb;
%Cálculo de distancia a la falla m2.
cociente2=(usb+usc-usa-Bb*isc-Cb*isa)/isfb;
divisor2=((Zbb+Zab-Zcb)*isb+Ab)/isfb;
%mcalc.
imgcoc=imag(cociente);
imgdiv=imag(divisor);
m=imgcoc/imgdiv;
dif=m-me;
if dif<=0 %Si convergen, se obtiene m = mcalc.
break
end
end
elseif corto==10 %Falla Cg.
for me=0:0.0001:1 %Proceso iterativo de convergencia entre me y mcalc.
isf=is+(((1-me)*Ztramo_falla_aux+ZC_aux)^-1)*(me*Ztramo_falla_aux*is-vs);
isfa=0;
isfb=isf(1);
isfc=isf(2);
%Cálculo de distancia a la falla m.
cociente=usc/isfc;
divisor=(Zcc*isc+Zca*isa+Zcb*isb)/isfc;
%Cálculo de distancia a la falla m1.
cociente1=(usc-usa+usb+Bc*isa+Cc*isb)/isfc;
divisor1=((Zcc-Zac+Zbc)*isc+Ac)/isfc;
%Cálculo de distancia a la falla m2.
cociente2=(usc+usa-usb-Bc*isa-Cc*isb)/isfc;
divisor2=((Zcc+Zac-Zbc)*isc+Ac)/isfc;
%mcalc.
imgcoc=imag(cociente);
imgdiv=imag(divisor);
m=imgcoc/imgdiv;
dif=m-me;
if dif<=0 %Si convergen, se obtiene m = mcalc.
break
end
end
end
%m1.
imgcoc1=imag(cociente1);
imgdiv1=imag(divisor1);
m1=imgcoc1/imgdiv1;
%m2.
imgcoc2=imag(cociente2);
imgdiv2=imag(divisor2);
m2=imgcoc2/imgdiv2;
%Error.
dm1=abs(m-m1);
dm2=abs(m-m2);
dm=dm1+dm2;
n=2; %n=2 en caso de falla monofásica
```

Herramienta de geolocalización para limitar el problema de múltiple estimación en la localización de fallas en distribuidores rurales de energía eléctrica considerando estimaciones de flujos de carga en sus ramales

```
elseif corto==7 || corto==8 %Cálculo falla bifásica/bifásica a tierra.
for me=0:0.0001:1 %Proceso iterativo de convergencia entre me y mcalc.
isf=is+((1-me)*Ztramo_falla_aux+ZC_aux)^-1*(me*Ztramo_falla_aux*is-vs);
isfa=0;
isfb=isf(1);
isfc=isf(2);
%Cálculo de distancia a la falla m.
cociente=(usb-usc)/(isfb-isfc);
divisor=(Fbc*isa+Dbc*isb+Ebc*isc)/(isfb-isfc);
%Cálculo de distancia a la falla m1.
cocientel=((usb-usc-usa)/(isfb-isfc))+(Zaa+ZCaa)*(isa/(isfb-isfc));
divisorl=((Dbc-Zab)*isb+(Ebc-Zac)*isc+Fbc*isa)/(isfb-isfc);
% mcalc.
imgcoc=imag(cociente);
imgdiv=imag(divisor);
m=imgcoc/imgdiv;
dif=m-me;
if dif<=0 %Si convergen, se obtiene m = mcalc.
break
end
end
% m1.
imgcocl=imag(cocientel);
imgdivl=imag(divisorl);
m1=imgcocl/imgdivl;
%Error.
dm1=abs(m-m1);
dm=dm1;
n=1; %n=1 en caso de falla bifásica/bifásica a tierra.
end
elseif strcmp(Phase{ii}(i),'TR')||strcmp(Phase{ii}(i),'RT') %Limita cálculo de tipos de
falla según tipo de línea (RT).
usb=0;
isb=0;
vs=[usa;usc];
is=[isa;isc];
Ztramo_falla_aux=[Zaa,Zac;Zca,Zcc];
ZC_aux=[ZCaa,ZCac;ZCca,ZCcc];
if corto==4 || corto==10 %Cálculo para falla monofásica.
if corto==4 %Falla Ag.
for me=0:0.0001:1 %Proceso iterativo de convergencia entre me y mcalc.
isf=is+((1-me)*Ztramo_falla_aux+ZC_aux)^-1*(me*Ztramo_falla_aux*is-vs);
isfa=isf(1);
isfb=0;
isfc=isf(2);
%Cálculo de distancia a la falla m.
cociente=usa/isfa;
divisor=(Zaa*isa+Zab*isb+Zac*isc)/isfa;
%Cálculo de distancia a la falla m1.
cocientel=(usa-usb+usc+Ba*isb+Ca*isc)/isfa;
divisorl=((Zaa-Zba+Zac)*isa+Aa)/isfa;
%Cálculo de distancia a la falla m2.
cociente2=(usa+usb-usc-Ba*isb-Ca*isc)/isfa;
divisor2=((Zaa+Zba-Zac)*isa+Aa)/isfa;
% mcalc.
imgcoc=imag(cociente);
imgdiv=imag(divisor);
m=imgcoc/imgdiv;
dif=m-me;
if dif<=0 %Si convergen, se obtiene m = mcalc.
```

```
break
end
end
elseif corto==10 %Falla Cg.
for me=0:0.0001:1 %Proceso iterativo de convergencia entre me y mcalc.
isf=is+(((1-me)*Ztramo_falla_aux+ZC_aux)^-1)*(me*Ztramo_falla_aux*is-vs);
isfa=isf(1);
isfb=0;
isfc=isf(2);
%Cálculo de distancia a la falla m.
cociente=usc/isfc;
divisor=(Zcc*isc+Zca*isa+Zcb*isb)/isfc;
%Cálculo de distancia a la falla m1.
cociente1=(usc-usa+usb+Bc*isa+Cc*isb)/isfc;
divisor1=((Zcc-Zac+Zbc)*isc+Ac)/isfc;
%Cálculo de distancia a la falla m2.
cociente2=(usc+usa-usb-Bc*isa-Cc*isb)/isfc;
divisor2=((Zcc+Zac-Zbc)*isc+Ac)/isfc;
%mcalc.
imgcoc=imag(cociente);
imgdiv=imag(divisor);
m=imgcoc/imgdiv;
dif=m-me;
if dif<=0 %Si convergen, se obtiene m = mcalc.
break
end
end
end
%m1.
imgcoc1=imag(cociente1);
imgdiv1=imag(divisor1);
m1=imgcoc1/imgdiv1;
%m2
imgcoc2=imag(cociente2);
imgdiv2=imag(divisor2);
m2=imgcoc2/imgdiv2;
%Error.
dm1=abs(m-m1);
dm2=abs(m-m2);
dm=dm1+dm2;
n=2; %n=2 en caso de falla monofásica.
elseif corto==5 || corto==6 %Cálculo falla bifásica/bifásica a tierra.
for me=0:0.0001:1 %Proceso iterativo de convergencia entre me y mcalc.
isf=is+(((1-me)*Ztramo_falla_aux+ZC_aux)^-1)*(me*Ztramo_falla_aux*is-vs);
isfa=isf(1);
isfb=0;
isfc=isf(2);
%Cálculo de distancia a la falla m.
cociente=(usc-usa)/(isfc-isfa);
divisor=(Eca*isa+Fca*isb+Dca*isc)/(isfc-isfa);
%Cálculo de distancia a la falla m1.
cociente1=((usc-usa-usb)/(isfc-isfa))+(Zbb+ZCbb)*(isb/(isfc-isfa));
divisor1=((Dca-Zbc)*isc+(Eca-Zba)*isa+Fca*isb)/(isfc-isfa);
%mcalc.
imgcoc=imag(cociente);
imgdiv=imag(divisor);
m=imgcoc/imgdiv;
dif=m-me;
if dif<=0 %Si convergen, se obtiene m = mcalc.
break
```

```
end
end
%m1.
imgcoc1=imag(cocientel);
imgdiv1=imag(divisor1);
m1=imgcoc1/imgdiv1;
%Error.
dm1=abs(m-m1);
dm=dm1;
n=1; %n=1 en caso de falla bifásica/bifásica a tierra.
end
elseif strcmp(Phase{ii}(i),'R') %Límita cálculo de tipos de falla según tipo de línea
(R).
usb=0;
usc=0;
isb=0;
isc=0;
vs=[usa];
is=[isa];
Ztramo_falla_aux=[Zaa];
ZC_aux=[ZCaa];
for me=0:0.0001:1 %Proceso iterativo de convergencia entre me y mcalc.
isf=is+((1-me)*Ztramo_falla_aux+ZC_aux)^-1*(me*Ztramo_falla_aux*is-vs);
isfa=isf(1);
isfb=0;
isfc=0;
%Cálculo de distancia a la falla m.
cociente=usa/isfa;
divisor=(Zaa*isa+Zab*isb+Zac*isc)/isfa;
%Cálculo de distancia a la falla m1.
cocientel=(usa-usb+usc+Ba*isb+Ca*isc)/isfa;
divisor1=((Zaa-Zba+Zac)*isa+Aa)/isfa;
%Cálculo de distancia a la falla m2.
cociente2=(usa+usb-usc-Ba*isb-Ca*isc)/isfa;
divisor2=((Zaa+Zba-Zac)*isa+Aa)/isfa;
%mcalc.
imgcoc=imag(cociente);
imgdiv=imag(divisor);
m=imgcoc/imgdiv;
dif=m-me;
if dif<=0 %Si convergen, se obtiene m = mcalc.
break
end
end
%m1.
imgcoc1=imag(cocientel);
imgdiv1=imag(divisor1);
m1=imgcoc1/imgdiv1;
%m2.
imgcoc2=imag(cociente2);
imgdiv2=imag(divisor2);
m2=imgcoc2/imgdiv2;
%Error.
dm1=abs(m-m1);
dm2=abs(m-m2);
dm=dm1+dm2;
n=2;
elseif strcmp(Phase{ii}(i),'S') %Límita cálculo de tipos de falla según tipo de línea
(S).
usa=0;
```

```
usc=0;
isa=0;
isc=0;
vs=[usb];
is=[isb];
Ztramo_falla_aux=[Zbb];
ZC_aux=[ZCbb];
for me=0:0.0001:1 %Proceso iterativo de convergencia entre me y mcalc.
isf=is+((1-me)*Ztramo_falla_aux+ZC_aux)^-1*(me*Ztramo_falla_aux*is-vs);
isfa=0;
isfb=isf(1);
isfc=0;
%Cálculo de distancia a la falla m.
cociente=usb/isfb;
divisor=(Zbb*isb+Zba*isa+Zbc*isc)/isfb;
%Cálculo de distancia a la falla m1.
cociente1=(usb-usc+usa+Bb*isc+Cb*isa)/isfb;
divisor1=(Zbb-Zab+Zcb)*isb+Ab/isfb;
%Cálculo de distancia a la falla m2.
cociente2=(usb+usc-usa-Bb*isc-Cb*isa)/isfb;
divisor2=(Zbb+Zab-Zcb)*isb+Ab/isfb;
%mcalc.
imgcoc=imag(cociente);
imgdiv=imag(divisor);
m=imgcoc/imgdiv;
dif=m-me;
if dif<=0 %Si convergen, se obtiene m = mcalc.
break
end
end
%m1.
imgcoc1=imag(cociente1);
imgdiv1=imag(divisor1);
m1=imgcoc1/imgdiv1;
%m2.
imgcoc2=imag(cociente2);
imgdiv2=imag(divisor2);
m2=imgcoc2/imgdiv2;
%Error.
dm1=abs(m-m1);
dm2=abs(m-m2);
dm=dm1+dm2;
n=2;
elseif strcmp(Phase{ii}(i),'T') %Límita cálculo de tipos de falla según tipo de línea
(T).
usa=0;
usb=0;
isa=0;
isb=0;
vs=[usc];
is=[isc];
Ztramo_falla_aux=[Zcc];
ZC_aux=[ZCcc];
for me=0:0.0001:1 %Proceso iterativo de convergencia entre me y mcalc.
isf=is+((1-me)*Ztramo_falla_aux+ZC_aux)^-1*(me*Ztramo_falla_aux*is-vs);
isfa=0;
isfb=0;
isfc=isf(1);
%Cálculo de distancia a la falla m.
cociente=usc/isfc;
```

Herramienta de geolocalización para limitar el problema de múltiple estimación en la localización de fallas en distribuidores rurales de energía eléctrica considerando estimaciones de flujos de carga en sus ramales

```
divisor=(Zcc*isc+Zca*isa+Zcb*isb)/isfc;
%Cálculo de distancia a la falla m1.
cociente1=(usc-usa+usb+Bc*isa+Cc*isb)/isfc;
divisor1=((Zcc-Zac+Zbc)*isc+Ac)/isfc;
%Cálculo de distancia a la falla m2.
cociente2=(usc-usa-usb-Bc*isa-Cc*isb)/isfc;
divisor2=((Zcc+Zac-Zbc)*isc+Ac)/isfc;
%mcalc.
imgcoc=imag(cociente);
imgdiv=imag(divisor);
m=imgcoc/imgdiv;
dif=m-me;
if dif<=0 %Si convergen, se obtiene m = mcalc.
break
end
end
%m1.
imgcoc1=imag(cociente1);
imgdiv1=imag(divisor1);
m1=imgcoc1/imgdiv1;
%m2.
imgcoc2=imag(cociente2);
imgdiv2=imag(divisor2);
m2=imgcoc2/imgdiv2;
%Error.
dm1=abs(m-m1);
dm2=abs(m-m2);
dm=dm1+dm2;
n=2; %n=2 en caso de falla monofásica.
end
if m>0 && m<1 %Si 0<m<1 entonces existe falla en el tramo analizado.
contador=contador+1;
Distancia_Falla(contador)=m;
Error_Falla(contador)=(1/n)*(dm/abs(m));
Peso_error(contador)=1/Error_Falla(contador);
ID_Linea_Fallada(contador)=Nombre_linea{ii}(i);
Coordenadas_Falla(contador)=Coordenadas_lineas{ii}(i);
Dtramo(contador)=m*L{ii}(i);
Fase_Falla(contador)=Phase{ii}(i);
break %Si existe falla finaliza análisis de ramal actual y pasa al siguiente.
end
end
end
end
%Elimina resultados repetidos.
[Cont_aux,kka,kkc]=unique(ID_Linea_Fallada);
kka=kka';
for ii=1:length(Cont_aux)
Lineas_Falla_Final(ii)=ID_Linea_Fallada(kka(ii));
Porcentaje_Final(ii)=Distancia_Falla(kka(ii));
Distancia_Final(ii)=Dtramo(kka(ii));
Coords_Final(ii)=Coordenadas_Falla{kka(ii)};
Error_Final(ii)=Error_Falla(kka(ii));
Peso_parcial(ii)=Peso_error(kka(ii));
Fase_Final(ii)=Fase_Falla(kka(ii));
end
%Cálculo de probabilidad.
metodo=unique(Fase_Final);
if numel(Lineas_Falla_Final)==1 %Solo un tramo en falla.
Probabilidad(1)=100.00;
```

```
elseif numel(metodo)==1 && strcmp(metodo(1), 'RST') %Más de un tramo en falla y todos
son trifilares.
Peso_total=sum(Peso_parcial);
for ii=1:length(Peso_parcial)
Probabilidad(ii)=(Peso_parcial(ii)/Peso_total)*100;
end
else
%Esta condición tiene en cuenta que existe más de un tramo en falla:
%a) ninguno de ellos es trifilar o b) al menos uno de ellos es trifilar, pero no todos
(condición analizada anteriormente).
a=importdata('protecciones.txt',''); %Lectura archivo "protecciones.txt".
b=cell2mat(strfind(a,','));
for n=1:size(b,1)
for k=1:size(b,2)
if k==1
ini=0;
final=b(n,k);
else
ini=b(n,k-1);
final=b(n,k);
end
prot_ni{n,k}=a{n}(ini+1:final-1);
end
end
for i=1:size(prot_ni,2);
prot_ni(:,i);
end
prot_ni=str2double(prot_ni'); %Vector con nodos en los que existe una protección.
for ii=1:length(Lineas_Falla_Final)
for jj=1:length(Nombre_linea)
if find(Nombre_linea{jj}==Lineas_Falla_Final(ii))
posicion=find(Nombre_linea{jj}==Lineas_Falla_Final(ii)); %Índice de tramo en falla
dentro del ramal.
if find(prot_ni==Nodos_Ini{jj}(posicion)) %Busca índice de nodo de protección aguas
arriba.
nodo_prot=Nodos_Ini{jj}(posicion);
fase_prot=Phase{jj}(posicion);
index=posicion; %Obtiene índice a partir del cual se encuentra la red fuera de servicio
por actuación de protección.
else
for kk=1:posicion
indice=posicion-kk;
if find(prot_ni==Nodos_Ini{jj}(indice))
nodo_prot=Nodos_Ini{jj}(indice);
fase_prot=Phase{jj}(indice);
index=indice;
break
end
end
break
end
end
%Análisis de red aguas abajo fusible: tipo de cargas y fases de las mismas.
fases_cargas=[];
contr=0;
contador_ft=0;
cont1=0;
cont2=0;
flag1=0;
```

Herramienta de geolocalización para limitar el problema de múltiple estimación en la localización de fallas en distribuidores rurales de energía eléctrica considerando estimaciones de flujos de carga en sus ramales

```
flag2=0;
for jj=1:length(Nodos_Fin)
if find(Nodos_Ini{jj}==nodo_prot)
contr=contr+1;
indices_ramales(contr)=jj
for kk=index:length(Nodos_Fin{jj})
if find(trafo_ni_final==Nodos_Fin{jj}(kk))
posicion_fase=find(trafo_ni_final==Nodos_Fin{jj}(kk));
contador_ft=contador_ft+1;
cont1=cont1+1;
flag1=1;
indices_cargas(cont1)=posicion_fase;
fases_cargas{contador_ft}=trafo_fase_final{posicion_fase}{1};
elseif find(trafo_ni_terminal==Nodos_Fin{jj}(kk))
posicion_fase=find(trafo_ni_terminal==Nodos_Fin{jj}(kk));
contador_ft=contador_ft+1;
cont2=cont2+1;
flag2=1;
indices_cargas_terminal(cont2)=posicion_fase;
fases_cargas{contador_ft}=trafo_fase_terminal{posicion_fase}{1};
end
end
end
end
if flag1==1
indices_cargas_uniq=unique(indices_cargas);
end
if flag2==1
indices_cargas_terminal_uniq=unique(indices_cargas_terminal);
end
fase_cargas_uniq=unique(fases_cargas);
indices_cargas=[];
indices_cargas_terminal=[];
fase_cargas=[];
for jj=1:numel(fase_cargas_uniq)
if strcmp(fase_cargas_uniq{jj},'RST')
fase_cargas(jj)=123;
elseif strcmp(fase_cargas_uniq{jj},'RS')
fase_cargas(jj)=12;
elseif strcmp(fase_cargas_uniq{jj},'ST')
fase_cargas(jj)=23;
elseif strcmp(fase_cargas_uniq{jj},'TR')
fase_cargas(jj)=31;
elseif strcmp(fase_cargas_uniq{jj},'R')
fase_cargas(jj)=1;
elseif strcmp(fase_cargas_uniq{jj},'S')
fase_cargas(jj)=2;
elseif strcmp(fase_cargas_uniq{jj},'T')
fase_cargas(jj)=3;
end
end
%Determinación del tipo de apertura:
%a) apertura=1, considera que la apertura es de forma tripolar, es decir, se truncan los
vectores de los distintos parámetros en el nodo donde actúa la protección.
%b) apertura=2, considera que la apertura afecta solo parte de la carga aguas abajo del
nodo de la protección por lo que es necesario modificar las características de la red
debajo de este punto.
if strcmp(fases_corto,'RST')
apertura=1;
elseif strcmp(disparo,'tripolar')
```

```
apertura=1;
elseif strcmp(disparo, 'unipolar') %Para determinar procedimiento de cálculo compara fases
que abre la protección y fases de las cargas que existen aguas abajo.
if strcmp(tipo_corto, 'RSg')
if numel(fase_cargas)==1
if (fase_cargas==123) || (fase_cargas==23) || (fase_cargas==31) || (fase_cargas==3)
apertura=2;
else
apertura=1;
end
else
if
find(fase_cargas==123) || find(fase_cargas==23) || find(fase_cargas==31) || find(fase_cargas==3)

apertura=2;
else
apertura=1;
end
end
elseif strcmp(tipo_corto, 'RS')
if numel(fase_cargas)==1
if fase_cargas==3
apertura=2;
else
apertura=1;
end
else
if find(fase_cargas==3)
apertura=2;
else
apertura=1;
end
end
elseif strcmp(tipo_corto, 'STg')
if numel(fase_cargas)==1
if (fase_cargas==123) || (fase_cargas==31) || (fase_cargas==12) || (fase_cargas==1)
apertura=2;
else
apertura=1;
end
else
if
find(fase_cargas==123) || find(fase_cargas==31) || find(fase_cargas==12) || find(fase_cargas==1)

apertura=2;
else
apertura=1;
end
end
elseif strcmp(tipo_corto, 'ST')
if numel(fase_cargas)==1
if fase_cargas==1
apertura=2;
else
apertura=1;
end
else
if find(fase_cargas==1)
apertura=2;
end
```

```
else
apertura=1;
end
end
elseif strcmp(tipo_corto, 'TRg')
if numel(fase_cargas)==1
if (fase_cargas==123) || (fase_cargas==12) || (fase_cargas==23) || (fase_cargas==2)
apertura=2;
else
apertura=1;
end
else
if
find(fase_cargas==123)||find(fase_cargas==12)||find(fase_cargas==23)||find(fase_cargas==2)

apertura=2;
else
apertura=1;
end
end
elseif strcmp(tipo_corto, 'TR')
if numel(fase_cargas)==1
if fase_cargas==2
apertura=2;
else
apertura=1;
end
else
if find(fase_cargas==2)
apertura=2;
else
apertura=1;
end
end
elseif strcmp(tipo_corto, 'R')
if numel(fase_cargas)==1 && fase_cargas(1)==1
apertura=1;
else
apertura=2;
end
elseif strcmp(tipo_corto, 'S')
if numel(fase_cargas)==1 && fase_cargas(1)==2
apertura=1;
else
apertura=2;
end
elseif strcmp(tipo_corto, 'T')
if numel(fase_cargas)==1 && fase_cargas(1)==3
apertura=1;
else
apertura=2;
end
end
end
if apertura==2
%Definición de vectores auxiliares para información de líneas.
Phase_aux=Phase;
Z_aux=Z;
%Modificación de fase de tramos ramal.
for jj=1:numel(indices_ramales)
```

```
total_tramos=numel(Nombre_linea{indices_ramales(jj)});
for kk=index:total_tramos
if corto==2 || corto==3           %RS o RSg
if strcmp(Phase_aux{indices_ramales(jj)}(kk), 'RST')
Phase_aux{indices_ramales(jj)}(kk)={'T'};
elseif strcmp(Phase_aux{indices_ramales(jj)}(kk), 'ST')
Phase_aux{indices_ramales(jj)}(kk)={'T'};
elseif strcmp(Phase_aux{indices_ramales(jj)}(kk), 'TS')
Phase_aux{indices_ramales(jj)}(kk)={'T'};
elseif strcmp(Phase_aux{indices_ramales(jj)}(kk), 'TR')
Phase_aux{indices_ramales(jj)}(kk)={'T'};
elseif strcmp(Phase_aux{indices_ramales(jj)}(kk), 'RT')
Phase_aux{indices_ramales(jj)}(kk)={'T'};
elseif strcmp(Phase_aux{indices_ramales(jj)}(kk), 'RS')
Phase_aux{indices_ramales(jj)}(kk)={'T'};
elseif strcmp(Phase_aux{indices_ramales(jj)}(kk), 'SR')
Phase_aux{indices_ramales(jj)}(kk)={'T'};
Z_aux{indices_ramales(jj)}(3,3,kk)=1000000*Z_aux{indices_ramales(jj)}(1,1,kk);
elseif strcmp(Phase_aux{indices_ramales(jj)}(kk), 'R')
Phase_aux{indices_ramales(jj)}(kk)={'T'};
Z_aux{indices_ramales(jj)}(3,3,kk)=1000000*Z_aux{indices_ramales(jj)}(1,1,kk);
elseif strcmp(Phase_aux{indices_ramales(jj)}(kk), 'S')
Phase_aux{indices_ramales(jj)}(kk)={'T'};
Z_aux{indices_ramales(jj)}(3,3,kk)=1000000*Z_aux{indices_ramales(jj)}(2,2,kk);
end
elseif corto==4           %R
if strcmp(Phase_aux{indices_ramales(jj)}(kk), 'RST')
Phase_aux{indices_ramales(jj)}(kk)={'ST'};
elseif strcmp(Phase_aux{indices_ramales(jj)}(kk), 'RS')
Phase_aux{indices_ramales(jj)}(kk)={'S'};
elseif strcmp(Phase_aux{indices_ramales(jj)}(kk), 'SR')
Phase_aux{indices_ramales(jj)}(kk)={'S'};
elseif strcmp(Phase_aux{indices_ramales(jj)}(kk), 'TR')
Phase_aux{indices_ramales(jj)}(kk)={'T'};
elseif strcmp(Phase_aux{indices_ramales(jj)}(kk), 'RT')
Phase_aux{indices_ramales(jj)}(kk)={'T'};
end
elseif corto==5 || corto==6           %TR o TRg
if strcmp(Phase_aux{indices_ramales(jj)}(kk), 'RST')
Phase_aux{indices_ramales(jj)}(kk)={'S'};
elseif strcmp(Phase_aux{indices_ramales(jj)}(kk), 'ST')
Phase_aux{indices_ramales(jj)}(kk)={'S'};
elseif strcmp(Phase_aux{indices_ramales(jj)}(kk), 'TS')
Phase_aux{indices_ramales(jj)}(kk)={'S'};
elseif strcmp(Phase_aux{indices_ramales(jj)}(kk), 'RS')
Phase_aux{indices_ramales(jj)}(kk)={'S'};
elseif strcmp(Phase_aux{indices_ramales(jj)}(kk), 'SR')
Phase_aux{indices_ramales(jj)}(kk)={'S'};
elseif strcmp(Phase_aux{indices_ramales(jj)}(kk), 'TR')
Phase_aux{indices_ramales(jj)}(kk)={'S'};
elseif strcmp(Phase_aux{indices_ramales(jj)}(kk), 'RT')
Phase_aux{indices_ramales(jj)}(kk)={'S'};
Z_aux{indices_ramales(jj)}(2,2,kk)=1000000*Z_aux{indices_ramales(jj)}(1,1,kk);
elseif strcmp(Phase_aux{indices_ramales(jj)}(kk), 'T')
Phase_aux{indices_ramales(jj)}(kk)={'S'};
Z_aux{indices_ramales(jj)}(2,2,kk)=1000000*Z_aux{indices_ramales(jj)}(3,3,kk);
elseif strcmp(Phase_aux{indices_ramales(jj)}(kk), 'R')
Phase_aux{indices_ramales(jj)}(kk)={'S'};
Z_aux{indices_ramales(jj)}(2,2,kk)=1000000*Z_aux{indices_ramales(jj)}(1,1,kk);
end
```

```

elseif corto==7 || corto==8                                %ST o STg
if strcmp(Phase_aux{indices_ramales(jj)}(kk), 'RST')
Phase_aux{indices_ramales(jj)}(kk)={'R'};
elseif strcmp(Phase_aux{indices_ramales(jj)}(kk), 'RS')
Phase_aux{indices_ramales(jj)}(kk)={'R'};
elseif strcmp(Phase_aux{indices_ramales(jj)}(kk), 'SR')
Phase_aux{indices_ramales(jj)}(kk)={'R'};
elseif strcmp(Phase_aux{indices_ramales(jj)}(kk), 'TR')
Phase_aux{indices_ramales(jj)}(kk)={'R'};
elseif strcmp(Phase_aux{indices_ramales(jj)}(kk), 'RT')
Phase_aux{indices_ramales(jj)}(kk)={'R'};
elseif strcmp(Phase_aux{indices_ramales(jj)}(kk), 'ST')
Phase_aux{indices_ramales(jj)}(kk)={'R'};
elseif strcmp(Phase_aux{indices_ramales(jj)}(kk), 'TS')
Phase_aux{indices_ramales(jj)}(kk)={'R'};
Z_aux{indices_ramales(jj)}(1,1,kk)=1000000*Z_aux{indices_ramales(jj)}(2,2,kk);
elseif strcmp(Phase_aux{indices_ramales(jj)}(kk), 'S')
Phase_aux{indices_ramales(jj)}(kk)={'R'};
Z_aux{indices_ramales(jj)}(1,1,kk)=1000000*Z_aux{indices_ramales(jj)}(2,2,kk);
elseif strcmp(Phase_aux{indices_ramales(jj)}(kk), 'T')
Phase_aux{indices_ramales(jj)}(kk)={'R'};
Z_aux{indices_ramales(jj)}(1,1,kk)=1000000*Z_aux{indices_ramales(jj)}(3,3,kk);
end
elseif corto==9                                           %S
if strcmp(Phase_aux{indices_ramales(jj)}(kk), 'RST')
Phase_aux{indices_ramales(jj)}(kk)={'TR'};
elseif strcmp(Phase_aux{indices_ramales(jj)}(kk), 'RS')
Phase_aux{indices_ramales(jj)}(kk)={'R'};
elseif strcmp(Phase_aux{indices_ramales(jj)}(kk), 'SR')
Phase_aux{indices_ramales(jj)}(kk)={'R'};
elseif strcmp(Phase_aux{indices_ramales(jj)}(kk), 'ST')
Phase_aux{indices_ramales(jj)}(kk)={'T'};
elseif strcmp(Phase_aux{indices_ramales(jj)}(kk), 'TS')
Phase_aux{indices_ramales(jj)}(kk)={'T'};
end
elseif corto==10                                          %T
if strcmp(Phase_aux{indices_ramales(jj)}(kk), 'RST')
Phase_aux{indices_ramales(jj)}(kk)={'RS'};
elseif strcmp(Phase_aux{indices_ramales(jj)}(kk), 'ST')
Phase_aux{indices_ramales(jj)}(kk)={'S'};
elseif strcmp(Phase_aux{indices_ramales(jj)}(kk), 'TS')
Phase_aux{indices_ramales(jj)}(kk)={'S'};
elseif strcmp(Phase_aux{indices_ramales(jj)}(kk), 'TR')
Phase_aux{indices_ramales(jj)}(kk)={'R'};
elseif strcmp(Phase_aux{indices_ramales(jj)}(kk), 'RT')
Phase_aux{indices_ramales(jj)}(kk)={'R'};
end
end
end
end
indices_ramales=[];
%Definición de vectores auxiliares para información de transformadores.
trafo_ni_final_aux=trafo_ni_final;
trafo_fase_final_aux=trafo_fase_final;
Ztrafo_aux=Ztrafo;
trafo_ni_terminal_aux=trafo_ni_terminal;
trafo_fase_terminal_aux=trafo_fase_terminal;
Ztrafo_terminal_aux=Ztrafo_terminal;
if flag1==1
for jj=1:numel(indices_cargas_uniq)

```

```
elseif strcmp(tipo_corto, 'TR')
if strcmp(trafo_fase_final_aux{indices_cargas_uniq(jj)}, 'RST')
trafo_fase_final_aux{indices_cargas_uniq(jj)}='S';
elseif strcmp(trafo_fase_final_aux{indices_cargas_uniq(jj)}, 'RS')
trafo_fase_final_aux{indices_cargas_uniq(jj)}='S';
elseif strcmp(trafo_fase_final_aux{indices_cargas_uniq(jj)}, 'SR')
trafo_fase_final_aux{indices_cargas_uniq(jj)}='S';
elseif strcmp(trafo_fase_final_aux{indices_cargas_uniq(jj)}, 'ST')
trafo_fase_final_aux{indices_cargas_uniq(jj)}='S';
elseif strcmp(trafo_fase_final_aux{indices_cargas_uniq(jj)}, 'TS')
trafo_fase_final_aux{indices_cargas_uniq(jj)}='S';
end
elseif strcmp(tipo_corto, 'R')
if strcmp(trafo_fase_final_aux{indices_cargas_uniq(jj)}, 'RST')
trafo_fase_final_aux{indices_cargas_uniq(jj)}='ST';
elseif strcmp(trafo_fase_final_aux{indices_cargas_uniq(jj)}, 'RS')
trafo_fase_final_aux{indices_cargas_uniq(jj)}='S';
elseif strcmp(trafo_fase_final_aux{indices_cargas_uniq(jj)}, 'SR')
trafo_fase_final_aux{indices_cargas_uniq(jj)}='S';
elseif strcmp(trafo_fase_final_aux{indices_cargas_uniq(jj)}, 'TR')
trafo_fase_final_aux{indices_cargas_uniq(jj)}='T';
elseif strcmp(trafo_fase_final_aux{indices_cargas_uniq(jj)}, 'RT')
trafo_fase_final_aux{indices_cargas_uniq(jj)}='T';
elseif strcmp(trafo_fase_final_aux{indices_cargas_uniq(jj)}, 'R')
Ztrafo_aux{indices_cargas_uniq(jj)}=Ztrafo_aux{indices_cargas_uniq(jj)}*10000000000000000;
end
elseif strcmp(tipo_corto, 'S')
if strcmp(trafo_fase_final_aux{indices_cargas_uniq(jj)}, 'RST')
trafo_fase_final_aux{indices_cargas_uniq(jj)}='TR';
elseif strcmp(trafo_fase_final_aux{indices_cargas_uniq(jj)}, 'RS')
trafo_fase_final_aux{indices_cargas_uniq(jj)}='R';
elseif strcmp(trafo_fase_final_aux{indices_cargas_uniq(jj)}, 'SR')
trafo_fase_final_aux{indices_cargas_uniq(jj)}='R';
elseif strcmp(trafo_fase_final_aux{indices_cargas_uniq(jj)}, 'ST')
trafo_fase_final_aux{indices_cargas_uniq(jj)}='T';
elseif strcmp(trafo_fase_final_aux{indices_cargas_uniq(jj)}, 'TS')
trafo_fase_final_aux{indices_cargas_uniq(jj)}='T';
elseif strcmp(trafo_fase_final_aux{indices_cargas_uniq(jj)}, 'S')
Ztrafo_aux{indices_cargas_uniq(jj)}=Ztrafo_aux{indices_cargas_uniq(jj)}*10000000000000000;
end
elseif strcmp(tipo_corto, 'T')
if strcmp(trafo_fase_final_aux{indices_cargas_uniq(jj)}, 'RST')
trafo_fase_final_aux{indices_cargas_uniq(jj)}='RS';
elseif strcmp(trafo_fase_final_aux{indices_cargas_uniq(jj)}, 'TR')
trafo_fase_final_aux{indices_cargas_uniq(jj)}='R';
elseif strcmp(trafo_fase_final_aux{indices_cargas_uniq(jj)}, 'RT')
trafo_fase_final_aux{indices_cargas_uniq(jj)}='R';
elseif strcmp(trafo_fase_final_aux{indices_cargas_uniq(jj)}, 'ST')
trafo_fase_final_aux{indices_cargas_uniq(jj)}='S';
elseif strcmp(trafo_fase_final_aux{indices_cargas_uniq(jj)}, 'TS')
trafo_fase_final_aux{indices_cargas_uniq(jj)}='S';
elseif strcmp(trafo_fase_final_aux{indices_cargas_uniq(jj)}, 'T')
Ztrafo_aux{indices_cargas_uniq(jj)}=Ztrafo_aux{indices_cargas_uniq(jj)}*10000000000000000;
end
end
end
end
if flag2==1
for jj=1:numel(indices_cargas_terminal_uniq)
if strcmp(tipo_corto, 'RSg')
```

```
if strcmp(trafo_fase_terminal_aux{indices_cargas_terminal_uniq(jj)}, 'RST')
trafo_fase_terminal_aux{indices_cargas_terminal_uniq(jj)}='S';
elseif strcmp(trafo_fase_terminal_aux{indices_cargas_terminal_uniq(jj)}, 'RS')
trafo_fase_terminal_aux{indices_cargas_terminal_uniq(jj)}='S';
elseif strcmp(trafo_fase_terminal_aux{indices_cargas_terminal_uniq(jj)}, 'SR')
trafo_fase_terminal_aux{indices_cargas_terminal_uniq(jj)}='S';
elseif strcmp(trafo_fase_terminal_aux{indices_cargas_terminal_uniq(jj)}, 'ST')
trafo_fase_terminal_aux{indices_cargas_terminal_uniq(jj)}='S';
elseif strcmp(trafo_fase_terminal_aux{indices_cargas_terminal_uniq(jj)}, 'TS')
trafo_fase_terminal_aux{indices_cargas_terminal_uniq(jj)}='S';
end
elseif strcmp(tipo_corto, 'R')
if strcmp(trafo_fase_terminal_aux{indices_cargas_terminal_uniq(jj)}, 'RST')
trafo_fase_terminal_aux{indices_cargas_terminal_uniq(jj)}='ST';
elseif strcmp(trafo_fase_terminal_aux{indices_cargas_terminal_uniq(jj)}, 'RS')
trafo_fase_terminal_aux{indices_cargas_terminal_uniq(jj)}='S';
elseif strcmp(trafo_fase_terminal_aux{indices_cargas_terminal_uniq(jj)}, 'SR')
trafo_fase_terminal_aux{indices_cargas_terminal_uniq(jj)}='S';
elseif strcmp(trafo_fase_terminal_aux{indices_cargas_terminal_uniq(jj)}, 'TR')
trafo_fase_terminal_aux{indices_cargas_terminal_uniq(jj)}='T';
elseif strcmp(trafo_fase_terminal_aux{indices_cargas_terminal_uniq(jj)}, 'RT')
trafo_fase_terminal_aux{indices_cargas_terminal_uniq(jj)}='T';
elseif strcmp(trafo_fase_terminal_aux{indices_cargas_terminal_uniq(jj)}, 'R')
Ztrafo_terminal_aux{indices_cargas_terminal_uniq(jj)}=Ztrafo_terminal_aux{indices_cargas_terminal_uniq(jj)}*10000000000000000;
end
elseif strcmp(tipo_corto, 'S')
if strcmp(trafo_fase_terminal_aux{indices_cargas_terminal_uniq(jj)}, 'RST')
trafo_fase_terminal_aux{indices_cargas_terminal_uniq(jj)}='TR';
elseif strcmp(trafo_fase_terminal_aux{indices_cargas_terminal_uniq(jj)}, 'RS')
trafo_fase_terminal_aux{indices_cargas_terminal_uniq(jj)}='R';
elseif strcmp(trafo_fase_terminal_aux{indices_cargas_terminal_uniq(jj)}, 'SR')
trafo_fase_terminal_aux{indices_cargas_terminal_uniq(jj)}='R';
elseif strcmp(trafo_fase_terminal_aux{indices_cargas_terminal_uniq(jj)}, 'ST')
trafo_fase_terminal_aux{indices_cargas_terminal_uniq(jj)}='T';
elseif strcmp(trafo_fase_terminal_aux{indices_cargas_terminal_uniq(jj)}, 'TS')
trafo_fase_terminal_aux{indices_cargas_terminal_uniq(jj)}='T';
elseif strcmp(trafo_fase_terminal_aux{indices_cargas_terminal_uniq(jj)}, 'S')
Ztrafo_terminal_aux{indices_cargas_terminal_uniq(jj)}=Ztrafo_terminal_aux{indices_cargas_terminal_uniq(jj)}*10000000000000000;
end
elseif strcmp(tipo_corto, 'T')
if strcmp(trafo_fase_terminal_aux{indices_cargas_terminal_uniq(jj)}, 'RST')
trafo_fase_terminal_aux{indices_cargas_terminal_uniq(jj)}='RS';
elseif strcmp(trafo_fase_terminal_aux{indices_cargas_terminal_uniq(jj)}, 'TR')
trafo_fase_terminal_aux{indices_cargas_terminal_uniq(jj)}='R';
elseif strcmp(trafo_fase_terminal_aux{indices_cargas_terminal_uniq(jj)}, 'RT')
trafo_fase_terminal_aux{indices_cargas_terminal_uniq(jj)}='R';
elseif strcmp(trafo_fase_terminal_aux{indices_cargas_terminal_uniq(jj)}, 'ST')
trafo_fase_terminal_aux{indices_cargas_terminal_uniq(jj)}='S';
elseif strcmp(trafo_fase_terminal_aux{indices_cargas_terminal_uniq(jj)}, 'TS')
trafo_fase_terminal_aux{indices_cargas_terminal_uniq(jj)}='S';
elseif strcmp(trafo_fase_terminal_aux{indices_cargas_terminal_uniq(jj)}, 'T')
Ztrafo_terminal_aux{indices_cargas_terminal_uniq(jj)}=Ztrafo_terminal_aux{indices_cargas_terminal_uniq(jj)}*10000000000000000;
end
end
end
end
for kk=1:length(Nombre_linea)
```

```
Zinvert{kk}=flip(Z_aux{kk},3); %Invierte vector.
IDinvert{kk}=flip(Nombre_linea{kk}); %Invierte vector.
Fase_invert{kk}=flip(Phase_aux{kk}); %Invierte vector.
Nini_invert{kk}=flip(Nodos_Ini{kk}); %Invierte vector.
Nfin_invert{kk}=flip(Nodos_Fin{kk}); %Invierte vector.
end
for k=1:length(Nombre_linea)
posicion=find(trafo_ni_terminal_aux==Nfin_invert{k}(1));
Zinvert{k}(:, :, 1)=Zinvert{k}(:, :, 1)+Ztrafo_terminal_aux{posicion}; %Reemplaza Z del
tramo terminal por (Z tramo terminal + Z transformador).
for r=1:length(Nini_invert{k})
if Nini_invert{k}(r)==Nodos_Ini{1}(1) %Si nodo inicial tramo es nodo de corriente i.
Z_eq=Zinvert{k}(:, :, r);
elseif find(Nodo_corriente_Ni==Nini_invert{k}(r))
break %Si nodo inicial tramo es nodo de corriente distinto de i, se corta el ciclo.
else %Si nodo inicial tramo NO es nodo de corriente:
if find(trafo_ni_final_aux==Nini_invert{k}(r)) %Si existe transformador en nodo inicial,
se hace paralelo entre trafo y tramo.
indexx=find(trafo_ni_final_aux==Nini_invert{k}(r))
Z_linea=Zinvert{k}(:, :, r);
Ytramo=zeros(3);
if strcmp(Fase_invert{k}(r), 'RST')
Ytramo=inv(Z_linea);
elseif strcmp(Fase_invert{k}(r), 'RS') || strcmp(Fase_invert{k}(r), 'SR')
Z_linea_aux=[Z_linea(1,1), Z_linea(1,2); Z_linea(2,1), Z_linea(2,2)];
Ytramo_aux=inv(Z_linea_aux);
Ytramo(1,1)=Ytramo_aux(1,1);
Ytramo(1,2)=Ytramo_aux(1,2);
Ytramo(2,1)=Ytramo_aux(2,1);
Ytramo(2,2)=Ytramo_aux(2,2);
elseif strcmp(Fase_invert{k}(r), 'ST') || strcmp(Fase_invert{k}(r), 'TS')
Z_linea_aux=[Z_linea(2,2), Z_linea(2,3); Z_linea(3,2), Z_linea(3,3)];
Ytramo_aux=inv(Z_linea_aux);
Ytramo(2,2)=Ytramo_aux(1,1);
Ytramo(2,3)=Ytramo_aux(1,2);
Ytramo(3,2)=Ytramo_aux(2,1);
Ytramo(3,3)=Ytramo_aux(2,2);
elseif strcmp(Fase_invert{k}(r), 'TR') || strcmp(Fase_invert{k}(r), 'RT')
Z_linea_aux=[Z_linea(1,1), Z_linea(1,3); Z_linea(3,1), Z_linea(3,3)];
Ytramo_aux=inv(Z_linea_aux);
Ytramo(1,1)=Ytramo_aux(1,1);
Ytramo(1,3)=Ytramo_aux(1,2);
Ytramo(3,1)=Ytramo_aux(2,1);
Ytramo(3,3)=Ytramo_aux(2,2);
elseif strcmp(Fase_invert{k}(r), 'R')
Z_linea_aux=[Z_linea(1,1)];
Ytramo_aux=inv(Z_linea_aux);
Ytramo(1,1)=Ytramo_aux(1);
elseif strcmp(Fase_invert{k}(r), 'S')
Z_linea_aux=[Z_linea(2,2)];
Ytramo_aux=inv(Z_linea_aux);
Ytramo(2,2)=Ytramo_aux(1);
elseif strcmp(Fase_invert{k}(r), 'T')
Z_linea_aux=[Z_linea(3,3)];
Ytramo_aux=inv(Z_linea_aux);
Ytramo(3,3)=Ytramo_aux(1);
end
Z_trafo=Ztrafo_aux{indexx};
Ytrafo=zeros(3);
if strcmp(trafo_fase_final_aux{indexx}, 'RST')
```

```

Ytrafo=inv(Z_trafo);
elseif
strcmp(trafo_fase_final_aux{indexx}, 'RS') || strcmp(trafo_fase_final_aux{indexx}, 'SR')
Z_trafo_aux=[Z_trafo(1,1),Z_trafo(1,2);Z_trafo(2,1),Z_trafo(2,2)];
Ytrafo_aux=inv(Z_trafo_aux);
Ytrafo(1,1)=Ytrafo_aux(1,1);
Ytrafo(1,2)=Ytrafo_aux(1,2);
Ytrafo(2,1)=Ytrafo_aux(2,1);
Ytrafo(2,2)=Ytrafo_aux(2,2);
elseif
strcmp(trafo_fase_final_aux{indexx}, 'ST') || strcmp(trafo_fase_final_aux{indexx}, 'TS')
Z_trafo_aux=[Z_trafo(2,2),Z_trafo(2,3);Z_trafo(3,2),Z_trafo(3,3)];
Ytrafo_aux=inv(Z_trafo_aux);
Ytrafo(2,2)=Ytrafo_aux(1,1);
Ytrafo(2,3)=Ytrafo_aux(1,2);
Ytrafo(3,2)=Ytrafo_aux(2,1);
Ytrafo(3,3)=Ytrafo_aux(2,2);
elseif
strcmp(trafo_fase_final_aux{indexx}, 'TR') || strcmp(trafo_fase_final_aux{indexx}, 'RT')
Z_trafo_aux=[Z_trafo(1,1),Z_trafo(1,3);Z_trafo(3,1),Z_trafo(3,3)];
Ytrafo_aux=inv(Z_trafo_aux);
Ytrafo(1,1)=Ytrafo_aux(1,1);
Ytrafo(1,3)=Ytrafo_aux(1,2);
Ytrafo(3,1)=Ytrafo_aux(2,1);
Ytrafo(3,3)=Ytrafo_aux(2,2);
elseif strcmp(trafo_fase_final_aux{indexx}, 'R')
Z_trafo_aux=[Z_trafo(1,1)];
Ytrafo_aux=inv(Z_trafo_aux);
Ytrafo(1,1)=Ytrafo_aux(1);
elseif strcmp(trafo_fase_final_aux{indexx}, 'S')
Z_trafo_aux=[Z_trafo(2,2)];
Ytrafo_aux=inv(Z_trafo_aux);
Ytrafo(2,2)=Ytrafo_aux(1);
elseif strcmp(trafo_fase_final_aux{indexx}, 'T')
Z_trafo_aux=[Z_trafo(3,3)];
Ytrafo_aux=inv(Z_trafo_aux);
Ytrafo(3,3)=Ytrafo_aux(1);
end
Ytrafo(isinf(Ytrafo))=0; %Hace cero (0) los valores Inf (1/0).
Yeq=Ytrafo+Ytramo;
Zeq_paralelo=zeros(3);
if sum(Yeq(:,1))==0 && sum(Yeq(:,2))==0 %Solo elementos fase T
Yeq_aux=Yeq(3,3);
Zeq_paralelo_aux=inv(Yeq_aux);
Zeq_paralelo(3,3)=Zeq_paralelo_aux;
elseif sum(Yeq(:,1))==0 && sum(Yeq(:,3))==0 %Solo elementos fase S
Yeq_aux=Yeq(2,2);
Zeq_paralelo_aux=inv(Yeq_aux);
Zeq_paralelo(2,2)=Zeq_paralelo_aux;
elseif sum(Yeq(:,2))==0 && sum(Yeq(:,3))==0 %Solo elementos fase R
Yeq_aux=Yeq(1,1);
Zeq_paralelo_aux=inv(Yeq_aux);
Zeq_paralelo(1,1)=Zeq_paralelo_aux;
elseif sum(Yeq(:,1))==0 %Solo elementos fase ST
Yeq_aux=[Yeq(2,2),Yeq(2,3);Yeq(3,2),Yeq(3,3)];
Zeq_paralelo_aux=inv(Yeq_aux);
Zeq_paralelo(2,2)=Zeq_paralelo_aux(1,1);
Zeq_paralelo(2,3)=Zeq_paralelo_aux(1,2);
Zeq_paralelo(3,2)=Zeq_paralelo_aux(2,1);
Zeq_paralelo(3,3)=Zeq_paralelo_aux(2,2);

```

```
elseif sum(Yeq(:,2))==0 %Solo elementos fase TR
Yeq_aux=[Yeq(1,1),Yeq(1,3);Yeq(3,1),Yeq(3,3)];
Zeq_paralelo_aux=inv(Yeq_aux);
Zeq_paralelo(1,1)=Zeq_paralelo_aux(1,1);
Zeq_paralelo(1,3)=Zeq_paralelo_aux(1,2);
Zeq_paralelo(3,1)=Zeq_paralelo_aux(2,1);
Zeq_paralelo(3,3)=Zeq_paralelo_aux(2,2);
elseif sum(Yeq(:,3))==0 %Solo elementos fase RS
Yeq_aux=[Yeq(1,1),Yeq(1,2);Yeq(2,1),Yeq(2,2)];
Zeq_paralelo_aux=inv(Yeq_aux);
Zeq_paralelo(1,1)=Zeq_paralelo_aux(1,1);
Zeq_paralelo(1,2)=Zeq_paralelo_aux(1,2);
Zeq_paralelo(2,1)=Zeq_paralelo_aux(2,1);
Zeq_paralelo(2,2)=Zeq_paralelo_aux(2,2);
else
Zeq_paralelo=inv(Yeq);
end
Zeq_paralelo(isinf(Zeq_paralelo))=0; %Hace cero (0) los valores Inf (1/0).
Zinvert{k}(:, :, r)=Zeq_paralelo;
Zinvert{k}(:, :, r+1)=Zinvert{k}(:, :, r+1)+Zinvert{k}(:, :, r);
else
if strcmp(Fase_invert{k}(r+1),Fase_invert{k}(r))
else
Fase_invert{k}(r+1)=Fase_invert{k}(r);
end
Zinvert{k}(:, :, r+1)=Zinvert{k}(:, :, r+1)+Zinvert{k}(:, :, r); %Si existe tramo en nodo
inicial, se hace serie entre ambos tramos.
end
end
end
end
if length(Nombre_linea)>1 %Ciclo para más de un ramal a los que pertenece la
derivación j.
suma_nf=Nfin_invert{1};
for k=2:length(Nfin_invert)
suma_nf=horzcat(suma_nf,Nfin_invert{k}); %Concatena los nodos finales de todos los
ramales.
end
[rep_ni, ka, kc]=unique(suma_nf);
rep_counts=accumarray(kc,1);
rep_counts=rep_counts'; %Obtiene nodos finales de la derivación j y cantidad de veces
que se repiten.
cont=0;
for k=1:length(rep_ni)
if find(Nodo_corriente_Ni==rep_ni(k)) %Elimina nodos finales repetidos que no sean
nodos de corriente.
cont=cont+1;
rep_ni_parcial(cont)=rep_ni(k);
rep_counts_parcial(cont)=rep_counts(k);
end
end
rep_counts_final=unique(rep_counts_parcial); %Ordena en orden ascendente veces que
aparece un nodo de corriente.
for k=1:length(rep_counts_final)
orden=find(rep_counts_parcial==rep_counts_final(k));
rep_ni_final{k}=rep_ni_parcial(orden); %Ordena nodos de corriente en orden ascendente
según orden de ocurrencias (rep_counts_final).
end
for k=1:length(rep_counts_final)
for r=1:length(rep_ni_final{k})
```

Herramienta de geolocalización para limitar el problema de múltiple estimación en la localización de fallas en distribuidores rurales de energía eléctrica considerando estimaciones de flujos de carga en sus ramales

```
Ysuma=0;
cont=0;
cont_aux=0;
for t=1:length(Nini_invert)
if find(Nini_invert{t}==rep_ni_final{k}(r))
orden=find(Nini_invert{t}==rep_ni_final{k}(r));
cont_aux=cont_aux+1;
ramales_ni(cont_aux)=t;           %Guarda indices de ramales a los que pertenece nodo de
corriente r.
ramales_orden(cont_aux)=orden;   %Guarda orden de nodo de corriente r en ramal t.
if cont==0
cont=cont+1;
ramales_ID(cont)=IDinvert{t}(orden); %Guarda ID tramo r en ramal t.
Zparalelo=Zinvert{t}(:, :, orden);
Yparalelo=zeros(3);
if strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'RST')
Yparalelo=inv(Zparalelo);
elseif strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'RS') || strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'SR')
Zparalelo_aux=[Zparalelo(1,1), Zparalelo(1,2); Zparalelo(2,1), Zparalelo(2,2)];
Yparalelo_aux=inv(Zparalelo_aux);
Yparalelo(1,1)=Yparalelo_aux(1,1);
Yparalelo(1,2)=Yparalelo_aux(1,2);
Yparalelo(2,1)=Yparalelo_aux(2,1);
Yparalelo(2,2)=Yparalelo_aux(2,2);
elseif strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'ST') || strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'TS')
Zparalelo_aux=[Zparalelo(2,2), Zparalelo(2,3); Zparalelo(3,2), Zparalelo(3,3)];
Yparalelo_aux=inv(Zparalelo_aux);
Yparalelo(2,2)=Yparalelo_aux(1,1);
Yparalelo(2,3)=Yparalelo_aux(1,2);
Yparalelo(3,2)=Yparalelo_aux(2,1);
Yparalelo(3,3)=Yparalelo_aux(2,2);
elseif strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'TR') || strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'RT')
Zparalelo_aux=[Zparalelo(1,1), Zparalelo(1,3); Zparalelo(3,1), Zparalelo(3,3)];
Yparalelo_aux=inv(Zparalelo_aux);
Yparalelo(1,1)=Yparalelo_aux(1,1);
Yparalelo(1,3)=Yparalelo_aux(1,2);
Yparalelo(3,1)=Yparalelo_aux(2,1);
Yparalelo(3,3)=Yparalelo_aux(2,2);
elseif strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'R')
Zparalelo_aux=[Zparalelo(1,1)];
Yparalelo_aux=inv(Zparalelo_aux);
Yparalelo(1,1)=Yparalelo_aux(1);
elseif strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'S')
Zparalelo_aux=[Zparalelo(2,2)];
Yparalelo_aux=inv(Zparalelo_aux);
Yparalelo(2,2)=Yparalelo_aux(1);
elseif strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'T')
Zparalelo_aux=[Zparalelo(3,3)];
Yparalelo_aux=inv(Zparalelo_aux);
Yparalelo(3,3)=Yparalelo_aux(1);
end
Yparalelo(isinf(Yparalelo))=0; %Hace cero (0) los valores Inf (1/0).
Ysuma=Ysuma+Yparalelo;
elseif cont>0
if find(ramales_ID==IDinvert{t}(orden))
Ysuma=Ysuma;
else
cont=cont+1;
ramales_ID(cont)=IDinvert{t}(orden);
Zparalelo=Zinvert{t}(:, :, orden);
```

```
Yparalelo=zeros(3);
if strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'RST')
Yparalelo=inv(Zparalelo);
elseif strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'RS') || strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'SR')
Zparalelo_aux=[Zparalelo(1,1), Zparalelo(1,2); Zparalelo(2,1), Zparalelo(2,2)];
Yparalelo_aux=inv(Zparalelo_aux);
Yparalelo(1,1)=Yparalelo_aux(1,1);
Yparalelo(1,2)=Yparalelo_aux(1,2);
Yparalelo(2,1)=Yparalelo_aux(2,1);
Yparalelo(2,2)=Yparalelo_aux(2,2);
elseif strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'ST') || strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'TS')
Zparalelo_aux=[Zparalelo(2,2), Zparalelo(2,3); Zparalelo(3,2), Zparalelo(3,3)];
Yparalelo_aux=inv(Zparalelo_aux);
Yparalelo(2,2)=Yparalelo_aux(1,1);
Yparalelo(2,3)=Yparalelo_aux(1,2);
Yparalelo(3,2)=Yparalelo_aux(2,1);
Yparalelo(3,3)=Yparalelo_aux(2,2);
elseif strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'TR') || strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'RT')
Zparalelo_aux=[Zparalelo(1,1), Zparalelo(1,3); Zparalelo(3,1), Zparalelo(3,3)];
Yparalelo_aux=inv(Zparalelo_aux);
Yparalelo(1,1)=Yparalelo_aux(1,1);
Yparalelo(1,3)=Yparalelo_aux(1,2);
Yparalelo(3,1)=Yparalelo_aux(2,1);
Yparalelo(3,3)=Yparalelo_aux(2,2);
elseif strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'R')
Zparalelo_aux=[Zparalelo(1,1)];
Yparalelo_aux=inv(Zparalelo_aux);
Yparalelo(1,1)=Yparalelo_aux(1);
elseif strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'S')
Zparalelo_aux=[Zparalelo(2,2)];
Yparalelo_aux=inv(Zparalelo_aux);
Yparalelo(2,2)=Yparalelo_aux(1);
elseif strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'T')
Zparalelo_aux=[Zparalelo(3,3)];
Yparalelo_aux=inv(Zparalelo_aux);
Yparalelo(3,3)=Yparalelo_aux(1);
end
Yparalelo(isinf(Yparalelo))=0; %Hace cero (0) los valores Inf (1/0).
Ysuma=Ysuma+Yparalelo;
end
end
end
end
Zparalelo_eq=zeros(3);
if sum(Ysuma(:,1))==0 && sum(Ysuma(:,2))==0 %Solo elementos fase T
Ysuma_aux=Ysuma(3,3);
Zparalelo_eq_aux=inv(Ysuma_aux);
Zparalelo_eq(3,3)=Zparalelo_eq_aux;
Fase_Zparalelo={'T'};
elseif sum(Ysuma(:,1))==0 && sum(Ysuma(:,3))==0 %Solo elementos fase S
Ysuma_aux=Ysuma(2,2);
Zparalelo_eq_aux=inv(Ysuma_aux);
Zparalelo_eq(2,2)=Zparalelo_eq_aux;
Fase_Zparalelo={'S'};
elseif sum(Ysuma(:,2))==0 && sum(Ysuma(:,3))==0 %Solo elementos fase R
Ysuma_aux=Ysuma(1,1);
Zparalelo_eq_aux=inv(Ysuma_aux);
Zparalelo_eq(1,1)=Zparalelo_eq_aux;
Fase_Zparalelo={'R'};
elseif sum(Ysuma(:,1))==0 %Solo elementos fase ST
```

Herramienta de geolocalización para limitar el problema de múltiple estimación en la localización de fallas en distribuidores rurales de energía eléctrica considerando estimaciones de flujos de carga en sus ramales

```
Ysuma_aux=[Ysuma(2,2),Ysuma(2,3);Ysuma(3,2),Ysuma(3,3)];
Zparalelo_eq_aux=inv(Ysuma_aux);
Zparalelo_eq(2,2)=Zparalelo_eq_aux(1,1);
Zparalelo_eq(2,3)=Zparalelo_eq_aux(1,2);
Zparalelo_eq(3,2)=Zparalelo_eq_aux(2,1);
Zparalelo_eq(3,3)=Zparalelo_eq_aux(2,2);
Fase_Zparalelo={'ST'};
elseif sum(Ysuma(:,2))==0 %Solo elementos fase TR
Ysuma_aux=[Ysuma(1,1),Ysuma(1,3);Ysuma(3,1),Ysuma(3,3)];
Zparalelo_eq_aux=inv(Ysuma_aux);
Zparalelo_eq(1,1)=Zparalelo_eq_aux(1,1);
Zparalelo_eq(1,3)=Zparalelo_eq_aux(1,2);
Zparalelo_eq(3,1)=Zparalelo_eq_aux(2,1);
Zparalelo_eq(3,3)=Zparalelo_eq_aux(2,2);
Fase_Zparalelo={'TR'};
elseif sum(Ysuma(:,3))==0 %Solo elementos fase RS
Ysuma_aux=[Ysuma(1,1),Ysuma(1,2);Ysuma(2,1),Ysuma(2,2)];
Zparalelo_eq_aux=inv(Ysuma_aux);
Zparalelo_eq(1,1)=Zparalelo_eq_aux(1,1);
Zparalelo_eq(1,2)=Zparalelo_eq_aux(1,2);
Zparalelo_eq(2,1)=Zparalelo_eq_aux(2,1);
Zparalelo_eq(2,2)=Zparalelo_eq_aux(2,2);
Fase_Zparalelo={'RS'};
else
Zparalelo_eq=inv(Ysuma);
Fase_Zparalelo={'RST'};
end
Zparalelo_eq(isinf(Zparalelo_eq))=0; %Hace cero (0) los valores Inf (1/0).
for s=1:length(ramales_ni)
ramal=ramales_ni(s);
orden=ramales_orden(s);
orden_aux=orden+1;
if strcmp(Fase_invert{ramal}(orden_aux),Fase_Zparalelo)
else
Fase_invert{ramal}(orden_aux)=Fase_Zparalelo;
end
Zinvert{ramal}(:, :, orden_aux)=Zinvert{ramal}(:, :, orden_aux)+Zparalelo_eq;
for t=orden_aux:length(Nini_invert{ramal})
if Nini_invert{ramal}(t)==Nodos_Ini{1}(1) %Si nodo inicial tramo es nodo de corriente i:
Z_eq=Zinvert{ramal}(:, :, t);
elseif find(Nodo_corriente_Ni==Nini_invert{ramal}(t)) %Si nodo inicial tramo NO es
nodo de corriente:
break %Si nodo inicial tramo es nodo de corriente distinto de i, se corta el ciclo.
else
if find(trafo_ni_final_aux==Nini_invert{ramal}(t)) %Si existe transformador en nodo
inicial, se hace paralelo entre trafo y tramo.
indexx=find(trafo_ni_final_aux==Nini_invert{ramal}(t))
Z_linea=Zinvert{ramal}(:, :, t);
Ytramo=zeros(3);
if strcmp(Fase_invert{ramal}(t), 'RST')
Ytramo=inv(Z_linea);
elseif strcmp(Fase_invert{ramal}(t), 'RS') || strcmp(Fase_invert{ramal}(t), 'SR')
Z_linea_aux=[Z_linea(1,1),Z_linea(1,2);Z_linea(2,1),Z_linea(2,2)];
Ytramo_aux=inv(Z_linea_aux);
Ytramo(1,1)=Ytramo_aux(1,1);
Ytramo(1,2)=Ytramo_aux(1,2);
Ytramo(2,1)=Ytramo_aux(2,1);
Ytramo(2,2)=Ytramo_aux(2,2);
elseif strcmp(Fase_invert{ramal}(t), 'ST') || strcmp(Fase_invert{ramal}(t), 'TS')
Z_linea_aux=[Z_linea(2,2),Z_linea(2,3);Z_linea(3,2),Z_linea(3,3)];
```

```
Ytramo_aux=inv(Z_linea_aux);
Ytramo(2,2)=Ytramo_aux(1,1);
Ytramo(2,3)=Ytramo_aux(1,2);
Ytramo(3,2)=Ytramo_aux(2,1);
Ytramo(3,3)=Ytramo_aux(2,2);
elseif strcmp(Fase_invert{ramal}(t),'TR')||strcmp(Fase_invert{ramal}(t),'RT')
Z_linea_aux=[Z_linea(1,1),Z_linea(1,3);Z_linea(3,1),Z_linea(3,3)];
Ytramo_aux=inv(Z_linea_aux);
Ytramo(1,1)=Ytramo_aux(1,1);
Ytramo(1,3)=Ytramo_aux(1,2);
Ytramo(3,1)=Ytramo_aux(2,1);
Ytramo(3,3)=Ytramo_aux(2,2);
elseif strcmp(Fase_invert{ramal}(t),'R')
Z_linea_aux=[Z_linea(1,1)];
Ytramo_aux=inv(Z_linea_aux);
Ytramo(1,1)=Ytramo_aux(1);
elseif strcmp(Fase_invert{ramal}(t),'S')
Z_linea_aux=[Z_linea(2,2)];
Ytramo_aux=inv(Z_linea_aux);
Ytramo(2,2)=Ytramo_aux(1);
elseif strcmp(Fase_invert{ramal}(t),'T')
Z_linea_aux=[Z_linea(3,3)];
Ytramo_aux=inv(Z_linea_aux);
Ytramo(3,3)=Ytramo_aux(1);
end
Z_trafo=Ztrafo_aux{indexx};
Ytrafo=zeros(3);
if strcmp(trafo_fase_final_aux{indexx},'RST')
Ytrafo=inv(Z_trafo);
elseif
strcmp(trafo_fase_final_aux{indexx},'RS')||strcmp(trafo_fase_final_aux{indexx},'SR')

Z_trafo_aux=[Z_trafo(1,1),Z_trafo(1,2);Z_trafo(2,1),Z_trafo(2,2)];
Ytrafo_aux=inv(Z_trafo_aux);
Ytrafo(1,1)=Ytrafo_aux(1,1);
Ytrafo(1,2)=Ytrafo_aux(1,2);
Ytrafo(2,1)=Ytrafo_aux(2,1);
Ytrafo(2,2)=Ytrafo_aux(2,2);
elseif
strcmp(trafo_fase_final_aux{indexx},'ST')||strcmp(trafo_fase_final_aux{indexx},'TS')

Z_trafo_aux=[Z_trafo(2,2),Z_trafo(2,3);Z_trafo(3,2),Z_trafo(3,3)];
Ytrafo_aux=inv(Z_trafo_aux);
Ytrafo(2,2)=Ytrafo_aux(1,1);
Ytrafo(2,3)=Ytrafo_aux(1,2);
Ytrafo(3,2)=Ytrafo_aux(2,1);
Ytrafo(3,3)=Ytrafo_aux(2,2);
elseif
strcmp(trafo_fase_final_aux{indexx},'TR')||strcmp(trafo_fase_final_aux{indexx},'RT')

Z_trafo_aux=[Z_trafo(1,1),Z_trafo(1,3);Z_trafo(3,1),Z_trafo(3,3)];
Ytrafo_aux=inv(Z_trafo_aux);
Ytrafo(1,1)=Ytrafo_aux(1,1);
Ytrafo(1,3)=Ytrafo_aux(1,2);
Ytrafo(3,1)=Ytrafo_aux(2,1);
Ytrafo(3,3)=Ytrafo_aux(2,2);
elseif strcmp(trafo_fase_final_aux{indexx},'R')
Z_trafo_aux=[Z_trafo(1,1)];
Ytrafo_aux=inv(Z_trafo_aux);
```

```

Ytrafo(1,1)=Ytrafo_aux(1);
elseif strcmp(trafo_fase_final_aux{indexx},'S')
Z_trafo_aux=[Z_trafo(2,2)];
Ytrafo_aux=inv(Z_trafo_aux);
Ytrafo(2,2)=Ytrafo_aux(1);
elseif strcmp(trafo_fase_final_aux{indexx},'T')
Z_trafo_aux=[Z_trafo(3,3)];
Ytrafo_aux=inv(Z_trafo_aux);
Ytrafo(3,3)=Ytrafo_aux(1);
end
Ytrafo(isinf(Ytrafo))=0; %Hace cero (0) los valores Inf (1/0).
Yeq=Ytrafo+Ytramo;
Zeq_paralelo=zeros(3);
if sum(Yeq(:,1))==0 && sum(Yeq(:,2))==0 %Solo elementos fase T
Yeq_aux=Yeq(3,3);
Zeq_paralelo_aux=inv(Yeq_aux);
Zeq_paralelo(3,3)=Zeq_paralelo_aux;
elseif sum(Yeq(:,1))==0 && sum(Yeq(:,3))==0 %Solo elementos fase S
Yeq_aux=Yeq(2,2);
Zeq_paralelo_aux=inv(Yeq_aux);
Zeq_paralelo(2,2)=Zeq_paralelo_aux;
elseif sum(Yeq(:,2))==0 && sum(Yeq(:,3))==0 %Solo elementos fase R
Yeq_aux=Yeq(1,1);
Zeq_paralelo_aux=inv(Yeq_aux);
Zeq_paralelo(1,1)=Zeq_paralelo_aux;
elseif sum(Yeq(:,1))==0 %Solo elementos fase ST
Yeq_aux=[Yeq(2,2),Yeq(2,3);Yeq(3,2),Yeq(3,3)];
Zeq_paralelo_aux=inv(Yeq_aux);
Zeq_paralelo(2,2)=Zeq_paralelo_aux(1,1);
Zeq_paralelo(2,3)=Zeq_paralelo_aux(1,2);
Zeq_paralelo(3,2)=Zeq_paralelo_aux(2,1);
Zeq_paralelo(3,3)=Zeq_paralelo_aux(2,2);
elseif sum(Yeq(:,2))==0 %Solo elementos fase TR
Yeq_aux=[Yeq(1,1),Yeq(1,3);Yeq(3,1),Yeq(3,3)];
Zeq_paralelo_aux=inv(Yeq_aux);
Zeq_paralelo(1,1)=Zeq_paralelo_aux(1,1);
Zeq_paralelo(1,3)=Zeq_paralelo_aux(1,2);
Zeq_paralelo(3,1)=Zeq_paralelo_aux(2,1);
Zeq_paralelo(3,3)=Zeq_paralelo_aux(2,2);
elseif sum(Yeq(:,3))==0 %Solo elementos fase RS
Yeq_aux=[Yeq(1,1),Yeq(1,2);Yeq(2,1),Yeq(2,2)];
Zeq_paralelo_aux=inv(Yeq_aux);
Zeq_paralelo(1,1)=Zeq_paralelo_aux(1,1);
Zeq_paralelo(1,2)=Zeq_paralelo_aux(1,2);
Zeq_paralelo(2,1)=Zeq_paralelo_aux(2,1);
Zeq_paralelo(2,2)=Zeq_paralelo_aux(2,2);
else
Zeq_paralelo=inv(Yeq);
end
Zeq_paralelo(isinf(Zeq_paralelo))=0; %Hace cero (0) los valores Inf (1/0).
Zinvert{ramal}(:, :, t)=Zeq_paralelo;
Zinvert{ramal}(:, :, t+1)=Zinvert{ramal}(:, :, t+1)+Zinvert{ramal}(:, :, t);
else
if strcmp(Fase_invert{ramal}(t+1),Fase_invert{ramal}(t))
else
Fase_invert{ramal}(t+1)=Fase_invert{ramal}(t);
end
Zinvert{ramal}(:, :, t+1)=Zinvert{ramal}(:, :, t+1)+Zinvert{ramal}(:, :, t); %Si existe
tramo en nodo inicial, se hace serie entre ambos tramos
end

```

```
end
end
end
ramales_ni=0;
ramales_orden=0;
ramales_ID=0;
end
end
rep_ni_final={}; %Reinicia variable.
rep_counts_final=0; %Idem.
rep_ni_parcial=0; %Idem.
rep_counts_parcial=0; %Idem.
end
Zinvert={}; %Reinicia variable.
IDinvert={}; %Idem.
Fase_invert={}; %Idem.
Nini_invert={}; %Idem.
Nfin_invert={}; %Idem.
%Tensión post-falla.
mod_vpa=str2double( get(handles.modu_vpa, 'string') );
mod_vpb=str2double( get(handles.modu_vpb, 'string') );
mod_vpc=str2double( get(handles.modu_vpc, 'string') );
ang_vpa=str2double( get(handles.angu_vpa, 'string') );
ang_vpb=str2double( get(handles.angu_vpb, 'string') );
ang_vpc=str2double( get(handles.angu_vpc, 'string') );
vpa=mod_vpa*exp(j*deg2rad(ang_vpa));
vpb=mod_vpb*exp(j*deg2rad(ang_vpb));
vpc=mod_vpc*exp(j*deg2rad(ang_vpc));
vp=[vpa;vpb;vpc];
%Corriente post-falla.
mod_ipa=str2double( get(handles.modu_ipa, 'string') );
mod_ipb=str2double( get(handles.modu_ipb, 'string') );
mod_ipc=str2double( get(handles.modu_ipc, 'string') );
ang_ipa=str2double( get(handles.angu_ipa, 'string') );
ang_ipb=str2double( get(handles.angu_ipb, 'string') );
ang_ipc=str2double( get(handles.angu_ipc, 'string') );
ipa=mod_ipa*exp(j*deg2rad(ang_ipa));
ipb=mod_ipb*exp(j*deg2rad(ang_ipb));
ipc=mod_ipc*exp(j*deg2rad(ang_ipc));
ip=[ipa;ipb;ipc];
%Cálculo de corriente post-falla a partir de Vp y Zeq.
ip_calc=Z_eq\vp;
ipa_calc=ip_calc(1);
ipb_calc=ip_calc(2);
ipc_calc=ip_calc(3);
modipa=abs(ipa);
modipb=abs(ipb);
modipc=abs(ipc);
faseipa=rad2deg(angle(ipa));
faseipb=rad2deg(angle(ipb));
faseipc=rad2deg(angle(ipc));
modipa_calc=abs(ipa_calc);
modipb_calc=abs(ipb_calc);
modipc_calc=abs(ipc_calc);
faseipa_calc=rad2deg(angle(ipa_calc));
faseipb_calc=rad2deg(angle(ipb_calc));
faseipc_calc=rad2deg(angle(ipc_calc));
errormoda=abs(modipa_calc-modipa)/modipa;
errormodb=abs(modipb_calc-modipb)/modipb;
errormodc=abs(modipc_calc-modipc)/modipc;
```

Herramienta de geolocalización para limitar el problema de múltiple estimación en la localización de fallas en distribuidores rurales de energía eléctrica considerando estimaciones de flujos de carga en sus ramales

```
errormod=[errormoda,errormodb,errormodc];
errorfasea=abs(faseipa_calc-faseipa)/abs(faseipa);
errorfaseb=abs(faseipb_calc-faseipb)/abs(faseipb);
errorfasec=abs(faseipc_calc-faseipc)/abs(faseipc);
errorfase=[errorfasea,errorfaseb,errorfasec];
error_modulo(ii)=mean(errormod);
error_angulo(ii)=mean(errorfase);
elseif apertura==1
elimina_ramales=0;
contador=0;
for jj=1:length(Nodos_Ini)
if find(Nodos_Ini{jj}==nodo_prot)
for kk=1:(index-1)
indice=index-kk;
if find(trafo_ni==Nodos_Ini{jj}(indice)) %Aguas arriba del nodo de protección existe
transformador.
elimina_ramales=2;
nodo_corte=Nodos_Ini{jj}(indice);
break
elseif find(Nodo_corriente_Ni==Nodos_Ini{jj}(indice)) %Aguas arriba del nodo de
protección existe nodo de corriente.
elimina_ramales=1;
nodo_corte=Nodos_Ini{jj}(indice);
tramo_corte=Nombre_linea{jj}(indice);
contador=contador+1;
ramales_eliminados(contador)=jj;
break
end
end
end
end
if elimina_ramales==0 %Aguas arriba del nodo de protección existe nodo barra ET.
for kk=1:numel(Lineas_Falla_Final)
error_modulo(kk)=1/numel(Lineas_Falla_Final);
end
else
if elimina_ramales==1
contador=0;
for kk=1:length(Nombre_linea)
if find(ramales_eliminados==kk)
else %Elimina ramales a los que pertenecen tramos fuera de servicio.
contador=contador+1;
Z_aux{contador}=Z{kk};
L_aux{contador}=L{kk};
Nombre_linea_aux{contador}=Nombre_linea{kk};
Nodos_Ini_aux{contador}=Nodos_Ini{kk};
Nodos_Fin_aux{contador}=Nodos_Fin{kk};
Coordenadas_lineas_aux{contador}=Coordenadas_lineas{kk};
Phase_aux{contador}=Phase{kk};
end
end
for kk=1:length(Nombre_linea_aux)
Zinvert{kk}=flip(Z_aux{kk},3); %Invierte vector.
IDinvert{kk}=flip(Nombre_linea_aux{kk}); %Invierte vector.
Fase_invert{kk}=flip(Phase_aux{kk}); %Invierte vector.
Nini_invert{kk}=flip(Nodos_Ini_aux{kk}); %Invierte vector.
Nfin_invert{kk}=flip(Nodos_Fin_aux{kk}); %Invierte vector.
end
%Eliminación del nodo de corte del vector de nodos iniciales.
```

```
busca=find(Nodo_corriente_Ni==nodo_corte); %Índice de nodo de corte dentro de vector de
nodos de corriente.
contador=0;
for kk=1:length(Nodo_corriente_Ni)
    if kk~=busca %Nodo de corriente no es nodo de corte.
        contador=contador+1
        Nodo_corriente_Ni_aux(contador)=Nodo_corriente_Ni(kk);
        Nodo_corriente_ID_aux{contador}=Nodo_corriente_ID{kk};
        Nodo_corriente_Fase_aux{contador}=Nodo_corriente_Fase{kk};
    elseif kk==busca && numel(Nodo_corriente_ID{kk})>2 %Nodo de corriente es nodo de corte,
pero tiene más de dos derivaciones.
        contador=contador+1;
        cuenta=0;
        for ss=1:numel(Nodo_corriente_ID{kk})
            if tramo_corte~=Nodo_corriente_ID{kk}(ss)
                cuenta=cuenta+1;
                nc_ID(cuenta)=Nodo_corriente_ID{kk}(ss);
                nc_fase{cuenta}=Nodo_corriente_Fase{kk}{ss};
            end
        end
        Nodo_corriente_Ni_aux(contador)=Nodo_corriente_Ni(kk);
        Nodo_corriente_ID_aux{contador}=nc_ID;
        Nodo_corriente_Fase_aux{contador}=nc_fase;
        nc_ID=0;
        nc_fase={};
    end
end
for k=1:length(Nombre_linea_aux)
    posicion=find(trafo_ni_terminal==Nfin_invert{k}(1));
    Zinvert{k}(:, :, 1)=Zinvert{k}(:, :, 1)+Ztrafo_terminal{posicion}; %Reemplaza Z del tramo
terminal por (Z tramo terminal + Z transformador).
    for r=1:length(Nini_invert{k})
        if Nini_invert{k}(r)==Nodos_Ini_aux{1}(1) %Si nodo inicial tramo es nodo
de corriente i.
            Z_eq=Zinvert{k}(:, :, r);
        elseif find(Nodo_corriente_Ni_aux==Nini_invert{k}(r))
            break %Si nodo inicial tramo es nodo de corriente distinto de i, se corta el ciclo.
        else %Si nodo inicial tramo NO es nodo de corriente:
            if find(trafo_ni_final==Nini_invert{k}(r)) %Si existe transformador en nodo inicial,
se hace paralelo entre trafo y tramo.
                index=find(trafo_ni_final==Nini_invert{k}(r))
                Z_linea=Zinvert{k}(:, :, r);
                Ytramo=zeros(3);
                if strcmp(Fase_invert{k}(r), 'RST')
                    Ytramo=inv(Z_linea);
                elseif strcmp(Fase_invert{k}(r), 'RS') || strcmp(Fase_invert{k}(r), 'SR')
                    Z_linea_aux=[Z_linea(1,1), Z_linea(1,2); Z_linea(2,1), Z_linea(2,2)];
                    Ytramo_aux=inv(Z_linea_aux);
                    Ytramo(1,1)=Ytramo_aux(1,1);
                    Ytramo(1,2)=Ytramo_aux(1,2);
                    Ytramo(2,1)=Ytramo_aux(2,1);
                    Ytramo(2,2)=Ytramo_aux(2,2);
                elseif strcmp(Fase_invert{k}(r), 'ST') || strcmp(Fase_invert{k}(r), 'TS')
                    Z_linea_aux=[Z_linea(2,2), Z_linea(2,3); Z_linea(3,2), Z_linea(3,3)];
                    Ytramo_aux=inv(Z_linea_aux);
                    Ytramo(2,2)=Ytramo_aux(1,1);
                    Ytramo(2,3)=Ytramo_aux(1,2);
                    Ytramo(3,2)=Ytramo_aux(2,1);
                    Ytramo(3,3)=Ytramo_aux(2,2);
                elseif strcmp(Fase_invert{k}(r), 'TR') || strcmp(Fase_invert{k}(r), 'RT')
```

```

Z_linea_aux=[Z_linea(1,1),Z_linea(1,3);Z_linea(3,1),Z_linea(3,3)];
Ytramo_aux=inv(Z_linea_aux);
Ytramo(1,1)=Ytramo_aux(1,1);
Ytramo(1,3)=Ytramo_aux(1,2);
Ytramo(3,1)=Ytramo_aux(2,1);
Ytramo(3,3)=Ytramo_aux(2,2);
elseif strcmp(Fase_invert{k}(r),'R')
Z_linea_aux=[Z_linea(1,1)];
Ytramo_aux=inv(Z_linea_aux);
Ytramo(1,1)=Ytramo_aux(1);
elseif strcmp(Fase_invert{k}(r),'S')
Z_linea_aux=[Z_linea(2,2)];
Ytramo_aux=inv(Z_linea_aux);
Ytramo(2,2)=Ytramo_aux(1);
elseif strcmp(Fase_invert{k}(r),'T')
Z_linea_aux=[Z_linea(3,3)];
Ytramo_aux=inv(Z_linea_aux);
Ytramo(3,3)=Ytramo_aux(1);
end
Z_trafo=Ztrafo{index};
Ytrafo=zeros(3);
if strcmp(trafo_fase_final{index},'RST')
Ytrafo=inv(Z_trafo);
elseif strcmp(trafo_fase_final{index},'RS')||strcmp(trafo_fase_final{index},'SR')
Z_trafo_aux=[Z_trafo(1,1),Z_trafo(1,2);Z_trafo(2,1),Z_trafo(2,2)];
Ytrafo_aux=inv(Z_trafo_aux);
Ytrafo(1,1)=Ytrafo_aux(1,1);
Ytrafo(1,2)=Ytrafo_aux(1,2);
Ytrafo(2,1)=Ytrafo_aux(2,1);
Ytrafo(2,2)=Ytrafo_aux(2,2);
elseif strcmp(trafo_fase_final{index},'ST')||strcmp(trafo_fase_final{index},'TS')
Z_trafo_aux=[Z_trafo(2,2),Z_trafo(2,3);Z_trafo(3,2),Z_trafo(3,3)];
Ytrafo_aux=inv(Z_trafo_aux);
Ytrafo(2,2)=Ytrafo_aux(1,1);
Ytrafo(2,3)=Ytrafo_aux(1,2);
Ytrafo(3,2)=Ytrafo_aux(2,1);
Ytrafo(3,3)=Ytrafo_aux(2,2);
elseif strcmp(trafo_fase_final{index},'TR')||strcmp(trafo_fase_final{index},'RT')
Z_trafo_aux=[Z_trafo(1,1),Z_trafo(1,3);Z_trafo(3,1),Z_trafo(3,3)];
Ytrafo_aux=inv(Z_trafo_aux);
Ytrafo(1,1)=Ytrafo_aux(1,1);
Ytrafo(1,3)=Ytrafo_aux(1,2);
Ytrafo(3,1)=Ytrafo_aux(2,1);
Ytrafo(3,3)=Ytrafo_aux(2,2);
elseif strcmp(trafo_fase_final{index},'R')
Z_trafo_aux=[Z_trafo(1,1)];
Ytrafo_aux=inv(Z_trafo_aux);
Ytrafo(1,1)=Ytrafo_aux(1);
elseif strcmp(trafo_fase_final{index},'S')
Z_trafo_aux=[Z_trafo(2,2)];
Ytrafo_aux=inv(Z_trafo_aux);
Ytrafo(2,2)=Ytrafo_aux(1);
elseif strcmp(trafo_fase_final{index},'T')
Z_trafo_aux=[Z_trafo(3,3)];
Ytrafo_aux=inv(Z_trafo_aux);
Ytrafo(3,3)=Ytrafo_aux(1);
end
Ytrafo(isinf(Ytrafo))=0; %Hace cero (0) los valores Inf (1/0).
Yeq=Ytrafo+Ytramo;
Zeq_paralelo=zeros(3);

```

```
if sum(Yeq(:,1))==0 && sum(Yeq(:,2))==0 %Solo elementos fase T
Yeq_aux=Yeq(3,3);
Zeq_paralelo_aux=inv(Yeq_aux);
Zeq_paralelo(3,3)=Zeq_paralelo_aux;
elseif sum(Yeq(:,1))==0 && sum(Yeq(:,3))==0 %Solo elementos fase S
Yeq_aux=Yeq(2,2);
Zeq_paralelo_aux=inv(Yeq_aux);
Zeq_paralelo(2,2)=Zeq_paralelo_aux;
elseif sum(Yeq(:,2))==0 && sum(Yeq(:,3))==0 %Solo elementos fase R
Yeq_aux=Yeq(1,1);
Zeq_paralelo_aux=inv(Yeq_aux);
Zeq_paralelo(1,1)=Zeq_paralelo_aux;
elseif sum(Yeq(:,1))==0 %Solo elementos fase ST
Yeq_aux=[Yeq(2,2),Yeq(2,3);Yeq(3,2),Yeq(3,3)];
Zeq_paralelo_aux=inv(Yeq_aux);
Zeq_paralelo(2,2)=Zeq_paralelo_aux(1,1);
Zeq_paralelo(2,3)=Zeq_paralelo_aux(1,2);
Zeq_paralelo(3,2)=Zeq_paralelo_aux(2,1);
Zeq_paralelo(3,3)=Zeq_paralelo_aux(2,2);
elseif sum(Yeq(:,2))==0 %Solo elementos fase TR
Yeq_aux=[Yeq(1,1),Yeq(1,3);Yeq(3,1),Yeq(3,3)];
Zeq_paralelo_aux=inv(Yeq_aux);
Zeq_paralelo(1,1)=Zeq_paralelo_aux(1,1);
Zeq_paralelo(1,3)=Zeq_paralelo_aux(1,2);
Zeq_paralelo(3,1)=Zeq_paralelo_aux(2,1);
Zeq_paralelo(3,3)=Zeq_paralelo_aux(2,2);
elseif sum(Yeq(:,3))==0 %Solo elementos fase RS
Yeq_aux=[Yeq(1,1),Yeq(1,2);Yeq(2,1),Yeq(2,2)];
Zeq_paralelo_aux=inv(Yeq_aux);
Zeq_paralelo(1,1)=Zeq_paralelo_aux(1,1);
Zeq_paralelo(1,2)=Zeq_paralelo_aux(1,2);
Zeq_paralelo(2,1)=Zeq_paralelo_aux(2,1);
Zeq_paralelo(2,2)=Zeq_paralelo_aux(2,2);
else
Zeq_paralelo=inv(Yeq);
end
Zeq_paralelo(isinf(Zeq_paralelo))==0; %Hace cero (0) los valores Inf (1/0).
Zinvert{k}(:, :, r)=Zeq_paralelo;
Zinvert{k}(:, :, r+1)=Zinvert{k}(:, :, r+1)+Zinvert{k}(:, :, r);
else
if strcmp(Fase_invert{k}(r+1),Fase_invert{k}(r))
els
Fase_invert{k}(r+1)=Fase_invert{k}(r);
end
Zinvert{k}(:, :, r+1)=Zinvert{k}(:, :, r+1)+Zinvert{k}(:, :, r); %Si existe tramo en nodo
inicial, se hace serie entre ambos tramos.
end
end
end
end
if length(Nombre_linea)>1 %Ciclo para más de un ramal a los que pertenece la
derivación j.
suma_nf=Nfin_invert{1};
for k=2:length(Nfin_invert)
suma_nf=horzcat(suma_nf,Nfin_invert{k}); %Concatena los nodos finales de todos los
ramales.
end
[rep_ni, ka, kc]=unique(suma_nf);
rep_counts=accumarray(kc,1);
```

Herramienta de geolocalización para limitar el problema de múltiple estimación en la localización de fallas en distribuidores rurales de energía eléctrica considerando estimaciones de flujos de carga en sus ramales

```

rep_counts=rep_counts';      %Obtiene nodos finales de la derivación j y cantidad de veces
que se repiten.
cont=0;
for k=1:length(rep_ni)
if find(Nodo_corriente_Ni_aux==rep_ni(k))    %Elimina nodos finales repetidos que no sean
nodos de corriente.

cont=cont+1;
rep_ni_parcial(cont)=rep_ni(k);
rep_counts_parcial(cont)=rep_counts(k)
end
end
rep_counts_final=unique(rep_counts_parcial);    %Ordena en orden ascendente veces que
aparece un nodo de corriente.
for k=1:length(rep_counts_final)
orden=find(rep_counts_parcial==rep_counts_final(k));
rep_ni_final{k}=rep_ni_parcial(orden);    %Ordena nodos de corriente en orden ascendente
según orden de ocurrencias (rep_counts_final).
end
for k=1:length(rep_counts_final)
for r=1:length(rep_ni_final{k})
Ysuma=0;
cont=0;
cont_aux=0;
for t=1:length(Nini_invert)
if find(Nini_invert{t}==rep_ni_final{k}(r))
orden=find(Nini_invert{t}==rep_ni_final{k}(r));
cont_aux=cont_aux+1;
ramales_ni(cont_aux)=t;    %Guarda indices de ramales a los que pertenece nodo de
corriente r.
ramales_orden(cont_aux)=orden;    %Guarda orden de nodo de corriente r en ramal t.
if cont==0
cont=cont+1;
ramales_ID(cont)=IDinvert{t}(orden);    %Guarda ID tramo r en ramal t.
Zparalelo=Zinvert{t}(:, :, orden);
Yparalelo=zeros(3);
if strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'RST')
Yparalelo=inv(Zparalelo);
elseif strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'RS') || strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'SR')
Zparalelo_aux=[Zparalelo(1,1), Zparalelo(1,2); Zparalelo(2,1), Zparalelo(2,2)];
Yparalelo_aux=inv(Zparalelo_aux);
Yparalelo(1,1)=Yparalelo_aux(1,1);
Yparalelo(1,2)=Yparalelo_aux(1,2);
Yparalelo(2,1)=Yparalelo_aux(2,1);
Yparalelo(2,2)=Yparalelo_aux(2,2);
elseif strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'ST') || strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'TS')
Zparalelo_aux=[Zparalelo(2,2), Zparalelo(2,3); Zparalelo(3,2), Zparalelo(3,3)];
Yparalelo_aux=inv(Zparalelo_aux);
Yparalelo(2,2)=Yparalelo_aux(1,1);
Yparalelo(2,3)=Yparalelo_aux(1,2);
Yparalelo(3,2)=Yparalelo_aux(2,1);
Yparalelo(3,3)=Yparalelo_aux(2,2);
elseif strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'TR') || strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'RT')
Zparalelo_aux=[Zparalelo(1,1), Zparalelo(1,3); Zparalelo(3,1), Zparalelo(3,3)];
Yparalelo_aux=inv(Zparalelo_aux);
Yparalelo(1,1)=Yparalelo_aux(1,1);
Yparalelo(1,3)=Yparalelo_aux(1,2);
Yparalelo(3,1)=Yparalelo_aux(2,1);
Yparalelo(3,3)=Yparalelo_aux(2,2);
elseif strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'R')

```

```
Zparalelo_aux=[Zparalelo(1,1)];
Yparalelo_aux=inv(Zparalelo_aux);
Yparalelo(1,1)=Yparalelo_aux(1);
elseif strcmp(Fase_invert{t}(orden),'S')
Zparalelo_aux=[Zparalelo(2,2)];
Yparalelo_aux=inv(Zparalelo_aux);
Yparalelo(2,2)=Yparalelo_aux(1);
elseif strcmp(Fase_invert{t}(orden),'T')
Zparalelo_aux=[Zparalelo(3,3)];
Yparalelo_aux=inv(Zparalelo_aux);
Yparalelo(3,3)=Yparalelo_aux(1);
end
Yparalelo(isinf(Yparalelo))=0; %Hace cero (0) los valores Inf (1/0).
Ysuma=Ysuma+Yparalelo;
elseif cont>0
if find(ramales_ID==IDinvert{t}(orden))
Ysuma=Ysuma;
else
cont=cont+1;
ramales_ID(cont)=IDinvert{t}(orden);
Zparalelo=Zinvert{t}(:, :, orden);
Yparalelo=zeros(3);
if strcmp(Fase_invert{t}(orden),'RST')
Yparalelo=inv(Zparalelo);
elseif strcmp(Fase_invert{t}(orden),'RS')||strcmp(Fase_invert{t}(orden),'SR')
Zparalelo_aux=[Zparalelo(1,1),Zparalelo(1,2);Zparalelo(2,1),Zparalelo(2,2)];
Yparalelo_aux=inv(Zparalelo_aux);
Yparalelo(1,1)=Yparalelo_aux(1,1);
Yparalelo(1,2)=Yparalelo_aux(1,2);
Yparalelo(2,1)=Yparalelo_aux(2,1);
Yparalelo(2,2)=Yparalelo_aux(2,2);
elseif strcmp(Fase_invert{t}(orden),'ST')||strcmp(Fase_invert{t}(orden),'TS')
Zparalelo_aux=[Zparalelo(2,2),Zparalelo(2,3);Zparalelo(3,2),Zparalelo(3,3)];
Yparalelo_aux=inv(Zparalelo_aux);
Yparalelo(2,2)=Yparalelo_aux(1,1);
Yparalelo(2,3)=Yparalelo_aux(1,2);
Yparalelo(3,2)=Yparalelo_aux(2,1);
Yparalelo(3,3)=Yparalelo_aux(2,2);
elseif strcmp(Fase_invert{t}(orden),'TR')||strcmp(Fase_invert{t}(orden),'RT')
Zparalelo_aux=[Zparalelo(1,1),Zparalelo(1,3);Zparalelo(3,1),Zparalelo(3,3)];
Yparalelo_aux=inv(Zparalelo_aux);
Yparalelo(1,1)=Yparalelo_aux(1,1);
Yparalelo(1,3)=Yparalelo_aux(1,2);
Yparalelo(3,1)=Yparalelo_aux(2,1);
Yparalelo(3,3)=Yparalelo_aux(2,2);
elseif strcmp(Fase_invert{t}(orden),'R')
Zparalelo_aux=[Zparalelo(1,1)];
Yparalelo_aux=inv(Zparalelo_aux);
Yparalelo(1,1)=Yparalelo_aux(1);
elseif strcmp(Fase_invert{t}(orden),'S')
Zparalelo_aux=[Zparalelo(2,2)];
Yparalelo_aux=inv(Zparalelo_aux);
Yparalelo(2,2)=Yparalelo_aux(1);
elseif strcmp(Fase_invert{t}(orden),'T')
Zparalelo_aux=[Zparalelo(3,3)];
Yparalelo_aux=inv(Zparalelo_aux);
Yparalelo(3,3)=Yparalelo_aux(1);
end
Yparalelo(isinf(Yparalelo))=0; %Hace cero (0) los valores Inf (1/0).
Ysuma=Ysuma+Yparalelo;
```

```

end
end
end
end
Zparalelo_eq=zeros(3);
if sum(Ysuma(:,1))==0 && sum(Ysuma(:,2))==0           %Solo elementos fase T
Ysuma_aux=Ysuma(3,3);
Zparalelo_eq_aux=inv(Ysuma_aux);
Zparalelo_eq(3,3)=Zparalelo_eq_aux;
elseif sum(Ysuma(:,1))==0 && sum(Ysuma(:,3))==0     %Solo elementos fase S
Ysuma_aux=Ysuma(2,2);
Zparalelo_eq_aux=inv(Ysuma_aux);
Zparalelo_eq(2,2)=Zparalelo_eq_aux;
elseif sum(Ysuma(:,2))==0 && sum(Ysuma(:,3))==0     %Solo elementos fase R
Ysuma_aux=Ysuma(1,1);
Zparalelo_eq_aux=inv(Ysuma_aux);
Zparalelo_eq(1,1)=Zparalelo_eq_aux;
elseif sum(Ysuma(:,1))==0                           %Solo elementos fase ST
Ysuma_aux=[Ysuma(2,2),Ysuma(2,3);Ysuma(3,2),Ysuma(3,3)];
Zparalelo_eq_aux=inv(Ysuma_aux);
Zparalelo_eq(2,2)=Zparalelo_eq_aux(1,1);
Zparalelo_eq(2,3)=Zparalelo_eq_aux(1,2);
Zparalelo_eq(3,2)=Zparalelo_eq_aux(2,1);
Zparalelo_eq(3,3)=Zparalelo_eq_aux(2,2);
elseif sum(Ysuma(:,2))==0                           %Solo elementos fase TR
Ysuma_aux=[Ysuma(1,1),Ysuma(1,3);Ysuma(3,1),Ysuma(3,3)];
Zparalelo_eq_aux=inv(Ysuma_aux);
Zparalelo_eq(1,1)=Zparalelo_eq_aux(1,1);
Zparalelo_eq(1,3)=Zparalelo_eq_aux(1,2);
Zparalelo_eq(3,1)=Zparalelo_eq_aux(2,1);
Zparalelo_eq(3,3)=Zparalelo_eq_aux(2,2);
elseif sum(Ysuma(:,3))==0                           %Solo elementos fase RS
Ysuma_aux=[Ysuma(1,1),Ysuma(1,2);Ysuma(2,1),Ysuma(2,2)];
Zparalelo_eq_aux=inv(Ysuma_aux);
Zparalelo_eq(1,1)=Zparalelo_eq_aux(1,1);
Zparalelo_eq(1,2)=Zparalelo_eq_aux(1,2);
Zparalelo_eq(2,1)=Zparalelo_eq_aux(2,1);
Zparalelo_eq(2,2)=Zparalelo_eq_aux(2,2);
else
Zparalelo_eq=inv(Ysuma);
end
Zparalelo_eq(isinf(Zparalelo_eq))=0;           %Hace cero (0) los valores Inf (1/0).
for s=1:length(ramales_ni)
ramal=ramales_ni(s);
orden=ramales_orden(s);
orden_aux=orden+1;
Zinvert{ramal}(:, :, orden_aux)=Zinvert{ramal}(:, :, orden_aux)+Zparalelo_eq;
for t=orden_aux:length(Nini_invert{ramal})
if Nini_invert{ramal}(t)==Nodos_Ini_aux{1}(1)   %Si nodo inicial tramo es nodo de corriente i:
Z_eq=Zinvert{ramal}(:, :, t);
elseif find(Nodo_corriente_Ni_aux==Nini_invert{ramal}(t)) %Si nodo inicial tramo NO es nodo de corriente:
break %Si nodo inicial tramo es nodo de corriente distinto de i, se corta el ciclo.
else
if find(trafo_ni_final==Nini_invert{ramal}(t)) %Si existe transformador en nodo inicial, se hace paralelo entre trafo y tramo.
index=find(trafo_ni_final==Nini_invert{ramal}(t))
Z_linea=Zinvert{ramal}(:, :, t);
Ytramo=zeros(3);

```

```
if strcmp(Fase_invert{ramal}(t), 'RST')
Ytramo=inv(Z_linea);
elseif strcmp(Fase_invert{ramal}(t), 'RS') || strcmp(Fase_invert{ramal}(t), 'SR')
Z_linea_aux=[Z_linea(1,1),Z_linea(1,2);Z_linea(2,1),Z_linea(2,2)];
Ytramo_aux=inv(Z_linea_aux);
Ytramo(1,1)=Ytramo_aux(1,1);
Ytramo(1,2)=Ytramo_aux(1,2);
Ytramo(2,1)=Ytramo_aux(2,1);
Ytramo(2,2)=Ytramo_aux(2,2);
elseif strcmp(Fase_invert{ramal}(t), 'ST') || strcmp(Fase_invert{ramal}(t), 'TS')
Z_linea_aux=[Z_linea(2,2),Z_linea(2,3);Z_linea(3,2),Z_linea(3,3)];
Ytramo_aux=inv(Z_linea_aux);
Ytramo(2,2)=Ytramo_aux(1,1);
Ytramo(2,3)=Ytramo_aux(1,2);
Ytramo(3,2)=Ytramo_aux(2,1);
Ytramo(3,3)=Ytramo_aux(2,2);
elseif strcmp(Fase_invert{ramal}(t), 'TR') || strcmp(Fase_invert{ramal}(t), 'RT')
Z_linea_aux=[Z_linea(1,1),Z_linea(1,3);Z_linea(3,1),Z_linea(3,3)];
Ytramo_aux=inv(Z_linea_aux);
Ytramo(1,1)=Ytramo_aux(1,1);
Ytramo(1,3)=Ytramo_aux(1,2);
Ytramo(3,1)=Ytramo_aux(2,1);
Ytramo(3,3)=Ytramo_aux(2,2);
elseif strcmp(Fase_invert{ramal}(t), 'R')
Z_linea_aux=[Z_linea(1,1)];
Ytramo_aux=inv(Z_linea_aux);
Ytramo(1,1)=Ytramo_aux(1);
elseif strcmp(Fase_invert{ramal}(t), 'S')
Z_linea_aux=[Z_linea(2,2)];
Ytramo_aux=inv(Z_linea_aux);
Ytramo(2,2)=Ytramo_aux(1);
elseif strcmp(Fase_invert{ramal}(t), 'T')
Z_linea_aux=[Z_linea(3,3)];
Ytramo_aux=inv(Z_linea_aux);
Ytramo(3,3)=Ytramo_aux(1);
end
Z_trafo=Ztrafo{index};
Ytrafo=zeros(3);
if strcmp(trafo_fase_final{index}, 'RST')
Ytrafo=inv(Z_trafo);
elseif strcmp(trafo_fase_final{index}, 'RS') || strcmp(trafo_fase_final{index}, 'SR')
Z_trafo_aux=[Z_trafo(1,1),Z_trafo(1,2);Z_trafo(2,1),Z_trafo(2,2)];
Ytrafo_aux=inv(Z_trafo_aux);
Ytrafo(1,1)=Ytrafo_aux(1,1);
Ytrafo(1,2)=Ytrafo_aux(1,2);
Ytrafo(2,1)=Ytrafo_aux(2,1);
Ytrafo(2,2)=Ytrafo_aux(2,2);
elseif strcmp(trafo_fase_final{index}, 'ST') || strcmp(trafo_fase_final{index}, 'TS')
Z_trafo_aux=[Z_trafo(2,2),Z_trafo(2,3);Z_trafo(3,2),Z_trafo(3,3)];
Ytrafo_aux=inv(Z_trafo_aux);
Ytrafo(2,2)=Ytrafo_aux(1,1);
Ytrafo(2,3)=Ytrafo_aux(1,2);
Ytrafo(3,2)=Ytrafo_aux(2,1);
Ytrafo(3,3)=Ytrafo_aux(2,2);
elseif strcmp(trafo_fase_final{index}, 'TR') || strcmp(trafo_fase_final{index}, 'RT')
Z_trafo_aux=[Z_trafo(1,1),Z_trafo(1,3);Z_trafo(3,1),Z_trafo(3,3)];
Ytrafo_aux=inv(Z_trafo_aux);
Ytrafo(1,1)=Ytrafo_aux(1,1);
Ytrafo(1,3)=Ytrafo_aux(1,2);
Ytrafo(3,1)=Ytrafo_aux(2,1);
```

Herramienta de geolocalización para limitar el problema de múltiple estimación en la localización de fallas en distribuidores rurales de energía eléctrica considerando estimaciones de flujos de carga en sus ramales

```
Ytrafo(3,3)=Ytrafo_aux(2,2);
elseif strcmp(trafo_fase_final{index}, 'R')
Z_trafo_aux=[Z_trafo(1,1)];
Ytrafo_aux=inv(Z_trafo_aux);
Ytrafo(1,1)=Ytrafo_aux(1);
elseif strcmp(trafo_fase_final{index}, 'S')
Z_trafo_aux=[Z_trafo(2,2)];
Ytrafo_aux=inv(Z_trafo_aux);
Ytrafo(2,2)=Ytrafo_aux(1);
elseif strcmp(trafo_fase_final{index}, 'T')
Z_trafo_aux=[Z_trafo(3,3)];
Ytrafo_aux=inv(Z_trafo_aux);
Ytrafo(3,3)=Ytrafo_aux(1);
end
Ytrafo(isinf(Ytrafo))=0; %Hace cero (0) los valores Inf (1/0).
Yeq=Ytrafo+Ytramo;
Zeq_paralelo=zeros(3);
if sum(Yeq(:,1))==0 && sum(Yeq(:,2))==0 %Solo elementos fase T
Yeq_aux=Yeq(3,3);
Zeq_paralelo_aux=inv(Yeq_aux);
Zeq_paralelo(3,3)=Zeq_paralelo_aux;
elseif sum(Yeq(:,1))==0 && sum(Yeq(:,3))==0 %Solo elementos fase S
Yeq_aux=Yeq(2,2);
Zeq_paralelo_aux=inv(Yeq_aux);
Zeq_paralelo(2,2)=Zeq_paralelo_aux;
elseif sum(Yeq(:,2))==0 && sum(Yeq(:,3))==0 %Solo elementos fase R
Yeq_aux=Yeq(1,1);
Zeq_paralelo_aux=inv(Yeq_aux);
Zeq_paralelo(1,1)=Zeq_paralelo_aux;
elseif sum(Yeq(:,1))==0 %Solo elementos fase ST
Yeq_aux=[Yeq(2,2), Yeq(2,3); Yeq(3,2), Yeq(3,3)];
Zeq_paralelo_aux=inv(Yeq_aux);
Zeq_paralelo(2,2)=Zeq_paralelo_aux(1,1);
Zeq_paralelo(2,3)=Zeq_paralelo_aux(1,2);
Zeq_paralelo(3,2)=Zeq_paralelo_aux(2,1);
Zeq_paralelo(3,3)=Zeq_paralelo_aux(2,2);
elseif sum(Yeq(:,2))==0 %Solo elementos fase TR
Yeq_aux=[Yeq(1,1), Yeq(1,3); Yeq(3,1), Yeq(3,3)];
Zeq_paralelo_aux=inv(Yeq_aux);
Zeq_paralelo(1,1)=Zeq_paralelo_aux(1,1);
Zeq_paralelo(1,3)=Zeq_paralelo_aux(1,2);
Zeq_paralelo(3,1)=Zeq_paralelo_aux(2,1);
Zeq_paralelo(3,3)=Zeq_paralelo_aux(2,2);
elseif sum(Yeq(:,3))==0 %Solo elementos fase RS
Yeq_aux=[Yeq(1,1), Yeq(1,2); Yeq(2,1), Yeq(2,2)];
Zeq_paralelo_aux=inv(Yeq_aux);
Zeq_paralelo(1,1)=Zeq_paralelo_aux(1,1);
Zeq_paralelo(1,2)=Zeq_paralelo_aux(1,2);
Zeq_paralelo(2,1)=Zeq_paralelo_aux(2,1);
Zeq_paralelo(2,2)=Zeq_paralelo_aux(2,2);
else
Zeq_paralelo=inv(Yeq);
end
Zeq_paralelo(isinf(Zeq_paralelo))=0; %Hace cero (0) los valores Inf (1/0).
Zinvert{ramal}(:, :, t)=Zeq_paralelo;
Zinvert{ramal}(:, :, t+1)=Zinvert{ramal}(:, :, t+1)+Zinvert{ramal}(:, :, t);
else
if strcmp(Fase_invert{ramal}(t+1), Fase_invert{ramal}(t))
else
Fase_invert{ramal}(t+1)=Fase_invert{ramal}(t);
```

```
end
Zinvert{ramal}(:, :, t+1)=Zinvert{ramal}(:, :, t+1)+Zinvert{ramal}(:, :, t); %Si existe tramo
en nodo inicial, se hace serie entre ambos tramos
end
end
end
end
ramales_ni=0;
ramales_orden=0;
ramales_ID=0;
end
end
rep_ni_final={}; %Reinicia variable.
rep_counts_final=0; %Idem.
rep_ni_parcial=0; %Idem.
rep_counts_parcial=0; %Idem.
end
Zinvert={}; %Reinicia variable.
IDinvert={}; %Idem.
Fase_invert={}; %Idem.
Nini_invert={}; %Idem.
Nfin_invert={}; %Idem.
ramales_eliminados=[];
Z_aux={};
L_aux={};
Nombre_linea_aux={};
Nodos_Ini_aux={};
Nodos_Fin_aux={};
Coordenadas_lineas_aux={};
Phase_aux={};
Nodo_corriente_Ni_aux=0;
Nodo_corriente_ID_aux={};
Nodo_corriente_Fase_aux={};
elseif elimina_ramales==2;
for kk=1:length(Nombre_linea)
Zinvert{kk}=flip(Z{kk},3); %Invierte vector.
IDinvert{kk}=flip(Nombre_linea{kk}); %Invierte vector.
Fase_invert{kk}=flip(Phase{kk}); %Invierte vector.
Nini_invert{kk}=flip(Nodos_Ini{kk}); %Invierte vector.
Nfin_invert{kk}=flip(Nodos_Fin{kk}); %Invierte vector.
end
for k=1:length(Nombre_linea)
posicion=find(trafo_ni_terminal==Nfin_invert{k}(1));
Zinvert{k}(:, :, 1)=Zinvert{k}(:, :, 1)+Ztrafo_terminal{posicion}; %Reemplaza Z del tramo
terminal por (Z tramo terminal + Z transformador).
for r=1:length(Nini_invert{k})
if Nini_invert{k}(r)==Nodos_Ini{1}(1) %Si nodo inicial tramo es nodo de corriente i:
Z_eq=Zinvert{k}(:, :, r);
elseif find(Nodo_corriente_Ni==Nini_invert{k}(r))
break %Si nodo inicial tramo es nodo de corriente distinto de i, se corta el ciclo.
else %Si nodo inicial tramo NO es nodo de corriente:
if find(trafo_ni_final==Nini_invert{k}(r))
index=find(trafo_ni_final==Nini_invert{k}(r))
if Nini_invert{k}(r)==nodo_corte %Si existe transformador en nodo inicial, se hace
paralelo entre trafo y tramo.
if strcmp(Fase_invert{k}(r+1),trafo_fase_final{index})
else
Fase_invert{k}(r+1)=trafo_fase_final{index};
end
Zinvert{k}(:, :, r)=Ztrafo{index};
```

Herramienta de geolocalización para limitar el problema de múltiple estimación en la localización de fallas en distribuidores rurales de energía eléctrica considerando estimaciones de flujos de carga en sus ramales

```
Zinvert{k}(:, :, r+1)=Zinvert{k}(:, :, r+1)+Zinvert{k}(:, :, r);
elseif Nini_invert{k}(r)~=nodo_corte %Si existe transformador en nodo inicial, se hace
paralelo entre trafo y tramo.
Z_linea=Zinvert{k}(:, :, r);
Ytramo=zeros(3);
if strcmp(Fase_invert{k}(r), 'RST')
Ytramo=inv(Z_linea);
elseif strcmp(Fase_invert{k}(r), 'RS') || strcmp(Fase_invert{k}(r), 'SR')
Z_linea_aux=[Z_linea(1,1), Z_linea(1,2); Z_linea(2,1), Z_linea(2,2)];
Ytramo_aux=inv(Z_linea_aux);
Ytramo(1,1)=Ytramo_aux(1,1);
Ytramo(1,2)=Ytramo_aux(1,2);
Ytramo(2,1)=Ytramo_aux(2,1);
Ytramo(2,2)=Ytramo_aux(2,2);
elseif strcmp(Fase_invert{k}(r), 'ST') || strcmp(Fase_invert{k}(r), 'TS')
Z_linea_aux=[Z_linea(2,2), Z_linea(2,3); Z_linea(3,2), Z_linea(3,3)];
Ytramo_aux=inv(Z_linea_aux);
Ytramo(2,2)=Ytramo_aux(1,1);
Ytramo(2,3)=Ytramo_aux(1,2);
Ytramo(3,2)=Ytramo_aux(2,1);
Ytramo(3,3)=Ytramo_aux(2,2);
elseif strcmp(Fase_invert{k}(r), 'TR') || strcmp(Fase_invert{k}(r), 'RT')
Z_linea_aux=[Z_linea(1,1), Z_linea(1,3); Z_linea(3,1), Z_linea(3,3)];
Ytramo_aux=inv(Z_linea_aux);
Ytramo(1,1)=Ytramo_aux(1,1);
Ytramo(1,3)=Ytramo_aux(1,2);
Ytramo(3,1)=Ytramo_aux(2,1);
Ytramo(3,3)=Ytramo_aux(2,2);
elseif strcmp(Fase_invert{k}(r), 'R')
Z_linea_aux=[Z_linea(1,1)];
Ytramo_aux=inv(Z_linea_aux);
Ytramo(1,1)=Ytramo_aux(1);
elseif strcmp(Fase_invert{k}(r), 'S')
Z_linea_aux=[Z_linea(2,2)];
Ytramo_aux=inv(Z_linea_aux);
Ytramo(2,2)=Ytramo_aux(1);
elseif strcmp(Fase_invert{k}(r), 'T')
Z_linea_aux=[Z_linea(3,3)];
Ytramo_aux=inv(Z_linea_aux);
Ytramo(3,3)=Ytramo_aux(1);
end
Z_trafo=Ztrafo{index};
Ytrafo=zeros(3);
if strcmp(trafo_fase_final{index}, 'RST')
Ytrafo=inv(Z_trafo);
elseif strcmp(trafo_fase_final{index}, 'RS') || strcmp(trafo_fase_final{index}, 'SR')
Z_trafo_aux=[Z_trafo(1,1), Z_trafo(1,2); Z_trafo(2,1), Z_trafo(2,2)];
Ytrafo_aux=inv(Z_trafo_aux);
Ytrafo(1,1)=Ytrafo_aux(1,1);
Ytrafo(1,2)=Ytrafo_aux(1,2);
Ytrafo(2,1)=Ytrafo_aux(2,1);
Ytrafo(2,2)=Ytrafo_aux(2,2);
elseif strcmp(trafo_fase_final{index}, 'ST') || strcmp(trafo_fase_final{index}, 'TS')
Z_trafo_aux=[Z_trafo(2,2), Z_trafo(2,3); Z_trafo(3,2), Z_trafo(3,3)];
Ytrafo_aux=inv(Z_trafo_aux);
Ytrafo(2,2)=Ytrafo_aux(1,1);
Ytrafo(2,3)=Ytrafo_aux(1,2);
Ytrafo(3,2)=Ytrafo_aux(2,1);
Ytrafo(3,3)=Ytrafo_aux(2,2);
elseif strcmp(trafo_fase_final{index}, 'TR') || strcmp(trafo_fase_final{index}, 'RT')
```

```

Z_trafo_aux=[Z_trafo(1,1),Z_trafo(1,3);Z_trafo(3,1),Z_trafo(3,3)];
Ytrafo_aux=inv(Z_trafo_aux);
Ytrafo(1,1)=Ytrafo_aux(1,1);
Ytrafo(1,3)=Ytrafo_aux(1,2);
Ytrafo(3,1)=Ytrafo_aux(2,1);
Ytrafo(3,3)=Ytrafo_aux(2,2);
elseif strcmp(trafo_fase_final{index},'R')
Z_trafo_aux=[Z_trafo(1,1)];
Ytrafo_aux=inv(Z_trafo_aux);
Ytrafo(1,1)=Ytrafo_aux(1);
elseif strcmp(trafo_fase_final{index},'S')
Z_trafo_aux=[Z_trafo(2,2)];
Ytrafo_aux=inv(Z_trafo_aux);
Ytrafo(2,2)=Ytrafo_aux(1);
elseif strcmp(trafo_fase_final{index},'T')
Z_trafo_aux=[Z_trafo(3,3)];
Ytrafo_aux=inv(Z_trafo_aux);
Ytrafo(3,3)=Ytrafo_aux(1);
end
Ytrafo(isinf(Ytrafo))=0; %Hace cero (0) los valores Inf (1/0).
Yeq=Ytrafo+Ytramo;
Zeq_paralelo=zeros(3);
if sum(Yeq(:,1))==0 && sum(Yeq(:,2))==0 %Solo elementos fase T
Yeq_aux=Yeq(3,3);
Zeq_paralelo_aux=inv(Yeq_aux);
Zeq_paralelo(3,3)=Zeq_paralelo_aux;
elseif sum(Yeq(:,1))==0 && sum(Yeq(:,3))==0 %Solo elementos fase S
Yeq_aux=Yeq(2,2);
Zeq_paralelo_aux=inv(Yeq_aux);
Zeq_paralelo(2,2)=Zeq_paralelo_aux;
elseif sum(Yeq(:,2))==0 && sum(Yeq(:,3))==0 %Solo elementos fase R
Yeq_aux=Yeq(1,1);
Zeq_paralelo_aux=inv(Yeq_aux);
Zeq_paralelo(1,1)=Zeq_paralelo_aux;
elseif sum(Yeq(:,1))==0 %Solo elementos fase ST
Yeq_aux=[Yeq(2,2),Yeq(2,3);Yeq(3,2),Yeq(3,3)];
Zeq_paralelo_aux=inv(Yeq_aux);
Zeq_paralelo(2,2)=Zeq_paralelo_aux(1,1);
Zeq_paralelo(2,3)=Zeq_paralelo_aux(1,2);
Zeq_paralelo(3,2)=Zeq_paralelo_aux(2,1);
Zeq_paralelo(3,3)=Zeq_paralelo_aux(2,2);
elseif sum(Yeq(:,2))==0 %Solo elementos fase TR
Yeq_aux=[Yeq(1,1),Yeq(1,3);Yeq(3,1),Yeq(3,3)];
Zeq_paralelo_aux=inv(Yeq_aux);
Zeq_paralelo(1,1)=Zeq_paralelo_aux(1,1);
Zeq_paralelo(1,3)=Zeq_paralelo_aux(1,2);
Zeq_paralelo(3,1)=Zeq_paralelo_aux(2,1);
Zeq_paralelo(3,3)=Zeq_paralelo_aux(2,2);
elseif sum(Yeq(:,3))==0 %Solo elementos fase RS
Yeq_aux=[Yeq(1,1),Yeq(1,2);Yeq(2,1),Yeq(2,2)];
Zeq_paralelo_aux=inv(Yeq_aux);
Zeq_paralelo(1,1)=Zeq_paralelo_aux(1,1);
Zeq_paralelo(1,2)=Zeq_paralelo_aux(1,2);
Zeq_paralelo(2,1)=Zeq_paralelo_aux(2,1);
Zeq_paralelo(2,2)=Zeq_paralelo_aux(2,2);
else
Zeq_paralelo=inv(Yeq);
end
Zeq_paralelo(isinf(Zeq_paralelo))=0; %Hace cero (0) los valores Inf (1/0).

```

Herramienta de geolocalización para limitar el problema de múltiple estimación en la localización de fallas en distribuidores rurales de energía eléctrica considerando estimaciones de flujos de carga en sus ramales

```

if      strcmp(Fase_invert{k}(r+1),trafo_fase_final{index})      ||
strcmp(Fase_invert{k}(r+1),Fase_invert{k}(r))
elseif  strcmp(Fase_invert{k}(r+1),'RST')    &&    strcmp(Fase_invert{k}(r),'RS')    &&
strcmp(trafo_fase_final{index},'T')
elseif  strcmp(Fase_invert{k}(r+1),'RST')    &&    strcmp(Fase_invert{k}(r),'ST')    &&
strcmp(trafo_fase_final{index},'R')
elseif  strcmp(Fase_invert{k}(r+1),'RST')    &&    strcmp(Fase_invert{k}(r),'TR')    &&
strcmp(trafo_fase_final{index},'S')
elseif  strcmp(Fase_invert{k}(r+1),'RST')    &&    strcmp(Fase_invert{k}(r),'T')    &&
strcmp(trafo_fase_final{index},'RS')
elseif  strcmp(Fase_invert{k}(r+1),'RST')    &&    strcmp(Fase_invert{k}(r),'R')    &&
strcmp(trafo_fase_final{index},'ST')
elseif  strcmp(Fase_invert{k}(r+1),'RST')    &&    strcmp(Fase_invert{k}(r),'S')    &&
strcmp(trafo_fase_final{index},'TR')
elseif  strcmp(Fase_invert{k}(r+1),'RST')    &&    strcmp(Fase_invert{k}(r),'RS')    &&
(strcmp(trafo_fase_final{index},'ST')||strcmp(trafo_fase_final{index},'TR'))
elseif  strcmp(Fase_invert{k}(r+1),'RST')    &&    strcmp(Fase_invert{k}(r),'ST')    &&
(strcmp(trafo_fase_final{index},'RS')||strcmp(trafo_fase_final{index},'TR'))
elseif  strcmp(Fase_invert{k}(r+1),'RST')    &&    strcmp(Fase_invert{k}(r),'TR')    &&
(strcmp(trafo_fase_final{index},'ST')||strcmp(trafo_fase_final{index},'RS'))
elseif  strcmp(Fase_invert{k}(r+1),'RS')    &&    strcmp(Fase_invert{k}(r),'R')    &&
strcmp(trafo_fase_final{index},'S')
elseif  strcmp(Fase_invert{k}(r+1),'ST')    &&    strcmp(Fase_invert{k}(r),'S')    &&
strcmp(trafo_fase_final{index},'T')
elseif  strcmp(Fase_invert{k}(r+1),'TR')    &&    strcmp(Fase_invert{k}(r),'T')    &&
strcmp(trafo_fase_final{index},'R')
elseif  strcmp(Fase_invert{k}(r+1),'RS')    &&    strcmp(Fase_invert{k}(r),'S')    &&
strcmp(trafo_fase_final{index},'R')
elseif  strcmp(Fase_invert{k}(r+1),'ST')    &&    strcmp(Fase_invert{k}(r),'T')    &&
strcmp(trafo_fase_final{index},'S')
elseif  strcmp(Fase_invert{k}(r+1),'TR')    &&    strcmp(Fase_invert{k}(r),'R')    &&
strcmp(trafo_fase_final{index},'T')
elseif
strcmp(Fase_invert{k}(r),'RS')||strcmp(Fase_invert{k}(r),'ST')||strcmp(Fase_invert{k}(r),'TR')
Fase_invert{k}(r+1)=Fase_invert{k}(r);
elseif  strcmp(trafo_fase_final{index},'RS')    ||    strcmp(trafo_fase_final{index},'ST')    ||
strcmp(trafo_fase_final{index},'TR')
Fase_invert{k}(r+1)=trafo_fase_final{index};
elseif  strcmp(Fase_invert{k}(r+1),'RST')    &&    strcmp(Fase_invert{k}(r),'R')    &&
strcmp(trafo_fase_final{index},'S')
Fase_invert{k}(r+1)='RS';
elseif  strcmp(Fase_invert{k}(r+1),'RST')    &&    strcmp(Fase_invert{k}(r),'S')    &&
strcmp(trafo_fase_final{index},'T')
Fase_invert{k}(r+1)='ST';
elseif  strcmp(Fase_invert{k}(r+1),'RST')    &&    strcmp(Fase_invert{k}(r),'T')    &&
strcmp(trafo_fase_final{index},'R')
Fase_invert{k}(r+1)='TR';
elseif  strcmp(Fase_invert{k}(r+1),'RST')    &&    strcmp(Fase_invert{k}(r),'S')    &&
strcmp(trafo_fase_final{index},'R')
Fase_invert{k}(r+1)='RS';
elseif  strcmp(Fase_invert{k}(r+1),'RST')    &&    strcmp(Fase_invert{k}(r),'T')    &&
strcmp(trafo_fase_final{index},'S')
Fase_invert{k}(r+1)='ST';
elseif  strcmp(Fase_invert{k}(r+1),'RST')    &&    strcmp(Fase_invert{k}(r),'R')    &&
strcmp(trafo_fase_final{index},'T')
Fase_invert{k}(r+1)='TR';
else
Fase_invert{k}(r+1)=Fase_invert{k}(r);
end
Zinvert{k}(:, :, r)=Zeq_paralelo;

```

```
Zinvert{k}(:, :, r+1)=Zinvert{k}(:, :, r+1)+Zinvert{k}(:, :, r);
end
else
if strcmp(Fase_invert{k}(r+1), Fase_invert{k}(r))
else
Fase_invert{k}(r+1)=Fase_invert{k}(r);
end
Zinvert{k}(:, :, r+1)=Zinvert{k}(:, :, r+1)+Zinvert{k}(:, :, r);      %Si existe tramo en nodo
inicial, se hace serie entre ambos tramos
end
end
end
end
if indice>1      %Ciclo para más de un ramal a los que pertenece la derivación j.
suma_nf=Nfin_invert{1};
for k=2:length(Nfin_invert)
suma_nf=horzcat(suma_nf, Nfin_invert{k});      %Concatena los nodos finales de todos los
ramales.
end
[rep_ni, ka, kc]=unique(suma_nf);
rep_counts=accumarray(kc, 1);
rep_counts=rep_counts';      %Obtiene nodos finales de la derivación j y cantidad de veces
que se repiten.
cont=0;
for k=1:length(rep_ni)
if find(Nodo_corriente_Ni==rep_ni(k))      %Elimina nodos finales repetidos que
no sean nodos de corriente.
cont=cont+1;
rep_ni_parcial(cont)=rep_ni(k);
rep_counts_parcial(cont)=rep_counts(k);
end
end
rep_counts_final=unique(rep_counts_parcial);      %Ordena en orden ascendente veces que
aparece un nodo de corriente.
for k=1:length(rep_counts_final)
orden=find(rep_counts_parcial==rep_counts_final(k));
rep_ni_final{k}=rep_ni_parcial(orden);      %Ordena nodos de corriente en orden ascendente
según orden de ocurrencias (rep_counts_final).
end
for k=1:length(rep_counts_final)
for r=1:length(rep_ni_final{k})
Ysuma=0;
cont=0;
cont_aux=0;
for t=1:length(Nini_invert)
if find(Nini_invert{t]==rep_ni_final{k}(r))
orden=find(Nini_invert{t]==rep_ni_final{k}(r));
cont_aux=cont_aux+1;
ramales_ni(cont_aux)=t;      %Guarda índices de ramales a los que pertenece nodo de
corriente r.
ramales_orden(cont_aux)=orden;      %Guarda orden de nodo de corriente r en ramal t.
if cont==0
cont=cont+1;
ramales_ID(cont)=IDinvert{t}(orden);      %Guarda ID tramo r en ramal t.
Zparalelo=Zinvert{t}(:, :, orden);
Yparalelo=zeros(3);
if strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'RST')
Yparalelo=inv(Zparalelo);
elseif strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'RS') || strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'SR')
Zparalelo_aux=[Zparalelo(1,1), Zparalelo(1,2); Zparalelo(2,1), Zparalelo(2,2)];
```

```
Yparalelo_aux=inv(Zparalelo_aux);
Yparalelo(1,1)=Yparalelo_aux(1,1);
Yparalelo(1,2)=Yparalelo_aux(1,2);
Yparalelo(2,1)=Yparalelo_aux(2,1);
Yparalelo(2,2)=Yparalelo_aux(2,2);
elseif strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'ST') || strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'TS')
Zparalelo_aux=[Zparalelo(2,2), Zparalelo(2,3); Zparalelo(3,2), Zparalelo(3,3)];
Yparalelo_aux=inv(Zparalelo_aux);
Yparalelo(2,2)=Yparalelo_aux(1,1);
Yparalelo(2,3)=Yparalelo_aux(1,2);
Yparalelo(3,2)=Yparalelo_aux(2,1);
Yparalelo(3,3)=Yparalelo_aux(2,2);
elseif strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'TR') || strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'RT')
Zparalelo_aux=[Zparalelo(1,1), Zparalelo(1,3); Zparalelo(3,1), Zparalelo(3,3)];
Yparalelo_aux=inv(Zparalelo_aux);
Yparalelo(1,1)=Yparalelo_aux(1,1);
Yparalelo(1,3)=Yparalelo_aux(1,2);
Yparalelo(3,1)=Yparalelo_aux(2,1);
Yparalelo(3,3)=Yparalelo_aux(2,2);
elseif strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'R')
Zparalelo_aux=[Zparalelo(1,1)];
Yparalelo_aux=inv(Zparalelo_aux);
Yparalelo(1,1)=Yparalelo_aux(1);
elseif strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'S')
Zparalelo_aux=[Zparalelo(2,2)];
Yparalelo_aux=inv(Zparalelo_aux);
Yparalelo(2,2)=Yparalelo_aux(1);
elseif strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'T')
Zparalelo_aux=[Zparalelo(3,3)];
Yparalelo_aux=inv(Zparalelo_aux);
Yparalelo(3,3)=Yparalelo_aux(1);
end
Yparalelo(isinf(Yparalelo))=0; %Hace cero (0) los valores Inf (1/0).
Ysuma=Ysuma+Yparalelo;
elseif cont>0
if find(ramales_ID==IDinvert{t}(orden))
Ysuma=Ysuma;
else
cont=cont+1;
ramales_ID(cont)=IDinvert{t}(orden);
Zparalelo=Zinvert{t}(:, :, orden);
Yparalelo=zeros(3);
if strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'RST')
Yparalelo=inv(Zparalelo);
elseif strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'RS') || strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'SR')
Zparalelo_aux=[Zparalelo(1,1), Zparalelo(1,2); Zparalelo(2,1), Zparalelo(2,2)];
Yparalelo_aux=inv(Zparalelo_aux);
Yparalelo(1,1)=Yparalelo_aux(1,1);
Yparalelo(1,2)=Yparalelo_aux(1,2);
Yparalelo(2,1)=Yparalelo_aux(2,1);
Yparalelo(2,2)=Yparalelo_aux(2,2);
elseif strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'ST') || strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'TS')
Zparalelo_aux=[Zparalelo(2,2), Zparalelo(2,3); Zparalelo(3,2), Zparalelo(3,3)];
Yparalelo_aux=inv(Zparalelo_aux);
Yparalelo(2,2)=Yparalelo_aux(1,1);
Yparalelo(2,3)=Yparalelo_aux(1,2);
Yparalelo(3,2)=Yparalelo_aux(2,1);
Yparalelo(3,3)=Yparalelo_aux(2,2);
elseif strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'TR') || strcmp(Fase_invert{t}(orden), 'RT')
Zparalelo_aux=[Zparalelo(1,1), Zparalelo(1,3); Zparalelo(3,1), Zparalelo(3,3)];
```

```
Yparalelo_aux=inv(Zparalelo_aux);
Yparalelo(1,1)=Yparalelo_aux(1,1);
Yparalelo(1,3)=Yparalelo_aux(1,2);
Yparalelo(3,1)=Yparalelo_aux(2,1);
Yparalelo(3,3)=Yparalelo_aux(2,2);
elseif strcmp(Fase_invert{t}(orden),'R')
Zparalelo_aux=[Zparalelo(1,1)];
Yparalelo_aux=inv(Zparalelo_aux);
Yparalelo(1,1)=Yparalelo_aux(1);
elseif strcmp(Fase_invert{t}(orden),'S')
Zparalelo_aux=[Zparalelo(2,2)];
Yparalelo_aux=inv(Zparalelo_aux);
Yparalelo(2,2)=Yparalelo_aux(1);
elseif strcmp(Fase_invert{t}(orden),'T')
Zparalelo_aux=[Zparalelo(3,3)];
Yparalelo_aux=inv(Zparalelo_aux);
Yparalelo(3,3)=Yparalelo_aux(1);
end
Yparalelo(isinf(Yparalelo))==0; %Hace cero (0) los valores Inf (1/0).
Ysuma=Ysuma+Yparalelo;
end
end
end
end
Zparalelo_eq=zeros(3);
if sum(Ysuma(:,1))==0 && sum(Ysuma(:,2))==0 %Solo elementos fase T
Ysuma_aux=Ysuma(3,3);
Zparalelo_eq_aux=inv(Ysuma_aux);
Zparalelo_eq(3,3)=Zparalelo_eq_aux;
elseif sum(Ysuma(:,1))==0 && sum(Ysuma(:,3))==0 %Solo elementos fase S
Ysuma_aux=Ysuma(2,2);
Zparalelo_eq_aux=inv(Ysuma_aux);
Zparalelo_eq(2,2)=Zparalelo_eq_aux;
elseif sum(Ysuma(:,2))==0 && sum(Ysuma(:,3))==0 %Solo elementos fase R
Ysuma_aux=Ysuma(1,1);
Zparalelo_eq_aux=inv(Ysuma_aux);
Zparalelo_eq(1,1)=Zparalelo_eq_aux;
elseif sum(Ysuma(:,1))==0 %Solo elementos fase ST
Ysuma_aux=[Ysuma(2,2),Ysuma(2,3);Ysuma(3,2),Ysuma(3,3)];
Zparalelo_eq_aux=inv(Ysuma_aux);
Zparalelo_eq(2,2)=Zparalelo_eq_aux(1,1);
Zparalelo_eq(2,3)=Zparalelo_eq_aux(1,2);
Zparalelo_eq(3,2)=Zparalelo_eq_aux(2,1);
Zparalelo_eq(3,3)=Zparalelo_eq_aux(2,2);
elseif sum(Ysuma(:,2))==0 %Solo elementos fase TR
Ysuma_aux=[Ysuma(1,1),Ysuma(1,3);Ysuma(3,1),Ysuma(3,3)];
Zparalelo_eq_aux=inv(Ysuma_aux);
Zparalelo_eq(1,1)=Zparalelo_eq_aux(1,1);
Zparalelo_eq(1,3)=Zparalelo_eq_aux(1,2);
Zparalelo_eq(3,1)=Zparalelo_eq_aux(2,1);
Zparalelo_eq(3,3)=Zparalelo_eq_aux(2,2);
elseif sum(Ysuma(:,3))==0 %Solo elementos fase RS
Ysuma_aux=[Ysuma(1,1),Ysuma(1,2);Ysuma(2,1),Ysuma(2,2)];
Zparalelo_eq_aux=inv(Ysuma_aux);
Zparalelo_eq(1,1)=Zparalelo_eq_aux(1,1);
Zparalelo_eq(1,2)=Zparalelo_eq_aux(1,2);
Zparalelo_eq(2,1)=Zparalelo_eq_aux(2,1);
Zparalelo_eq(2,2)=Zparalelo_eq_aux(2,2);
else
Zparalelo_eq=inv(Ysuma);
```

```
end
Zparalelo_eq(isinf(Zparalelo_eq))=0;           %Hace cero (0) los valores Inf (1/0).
for s=1:length(ramales_ni)
    ramal=ramales_ni(s);
    orden=ramales_orden(s);
    orden_aux=orden+1;
    Zinvert{ramal}(:, :, orden_aux)=Zinvert{ramal}(:, :, orden_aux)+Zparalelo_eq;
    for t=orden_aux:length(Nini_invert{ramal})
        if Nini_invert{ramal}(t)==Nodos_Ini{1}(1) %Si nodo inicial tramo es nodo de corriente i:
            Z_eq=Zinvert{ramal}(:, :, t);
        elseif find(Nodo_corriente_Ni==Nini_invert{ramal}(t)) %Si nodo inicial tramo NO es nodo
de corriente:
            break %Si nodo inicial tramo es nodo de corriente distinto de i, se corta el ciclo.
        else
            if find(trafo_ni_final==Nini_invert{ramal}(t)) %Si existe transformador en nodo inicial,
se hace paralelo entre trafo y tramo.
                index=find(trafo_ni_final==Nini_invert{ramal}(t))
                if Nini_invert{ramal}(t)==nodo_corte
                    Zinvert{ramal}(:, :, t)=Ztrafo{index};
                    Zinvert{ramal}(:, :, t+1)=Zinvert{ramal}(:, :, t+1)+Zinvert{ramal}(:, :, t);
                elseif Nini_invert{ramal}(t)~=nodo_corte %Si existe transformador en nodo inicial, se
hace paralelo entre trafo y tramo.
                    Z_linea=Zinvert{ramal}(:, :, t);
                    Ytramo=zeros(3);
                    if strcmp(Fase_invert{ramal}(t), 'RST')
                        Ytramo=inv(Z_linea);
                    elseif strcmp(Fase_invert{ramal}(t), 'RS') || strcmp(Fase_invert{ramal}(t), 'SR')
                        Z_linea_aux=[Z_linea(1,1), Z_linea(1,2); Z_linea(2,1), Z_linea(2,2)];
                        Ytramo_aux=inv(Z_linea_aux);
                        Ytramo(1,1)=Ytramo_aux(1,1);
                        Ytramo(1,2)=Ytramo_aux(1,2);
                        Ytramo(2,1)=Ytramo_aux(2,1);
                        Ytramo(2,2)=Ytramo_aux(2,2);
                    elseif strcmp(Fase_invert{ramal}(t), 'ST') || strcmp(Fase_invert{ramal}(t), 'TS')
                        Z_linea_aux=[Z_linea(2,2), Z_linea(2,3); Z_linea(3,2), Z_linea(3,3)];
                        Ytramo_aux=inv(Z_linea_aux);
                        Ytramo(2,2)=Ytramo_aux(1,1);
                        Ytramo(2,3)=Ytramo_aux(1,2);
                        Ytramo(3,2)=Ytramo_aux(2,1);
                        Ytramo(3,3)=Ytramo_aux(2,2);
                    elseif strcmp(Fase_invert{ramal}(t), 'TR') || strcmp(Fase_invert{ramal}(t), 'RT')
                        Z_linea_aux=[Z_linea(1,1), Z_linea(1,3); Z_linea(3,1), Z_linea(3,3)];
                        Ytramo_aux=inv(Z_linea_aux);
                        Ytramo(1,1)=Ytramo_aux(1,1);
                        Ytramo(1,3)=Ytramo_aux(1,2);
                        Ytramo(3,1)=Ytramo_aux(2,1);
                        Ytramo(3,3)=Ytramo_aux(2,2);
                    elseif strcmp(Fase_invert{ramal}(t), 'R')
                        Z_linea_aux=[Z_linea(1,1)];
                        Ytramo_aux=inv(Z_linea_aux);
                        Ytramo(1,1)=Ytramo_aux(1);
                    elseif strcmp(Fase_invert{ramal}(t), 'S')
                        Z_linea_aux=[Z_linea(2,2)];
                        Ytramo_aux=inv(Z_linea_aux);
                        Ytramo(2,2)=Ytramo_aux(1);
                    elseif strcmp(Fase_invert{ramal}(t), 'T')
                        Z_linea_aux=[Z_linea(3,3)];
                        Ytramo_aux=inv(Z_linea_aux);
                        Ytramo(3,3)=Ytramo_aux(1);
                    end
                end
            end
        end
    end
end
```

```
Z_trafo=Ztrafo{index};
Ytrafo=zeros(3);
if strcmp(trafo_fase_final{index}, 'RST')
Ytrafo=inv(Z_trafo);
elseif strcmp(trafo_fase_final{index}, 'RS') || strcmp(trafo_fase_final{index}, 'SR')
Z_trafo_aux=[Z_trafo(1,1),Z_trafo(1,2);Z_trafo(2,1),Z_trafo(2,2)];
Ytrafo_aux=inv(Z_trafo_aux);
Ytrafo(1,1)=Ytrafo_aux(1,1);
Ytrafo(1,2)=Ytrafo_aux(1,2);
Ytrafo(2,1)=Ytrafo_aux(2,1);
Ytrafo(2,2)=Ytrafo_aux(2,2);
elseif strcmp(trafo_fase_final{index}, 'ST') || strcmp(trafo_fase_final{index}, 'TS')
Z_trafo_aux=[Z_trafo(2,2),Z_trafo(2,3);Z_trafo(3,2),Z_trafo(3,3)];
Ytrafo_aux=inv(Z_trafo_aux);
Ytrafo(2,2)=Ytrafo_aux(1,1);
Ytrafo(2,3)=Ytrafo_aux(1,2);
Ytrafo(3,2)=Ytrafo_aux(2,1);
Ytrafo(3,3)=Ytrafo_aux(2,2);
elseif strcmp(trafo_fase_final{index}, 'TR') || strcmp(trafo_fase_final{index}, 'RT')
Z_trafo_aux=[Z_trafo(1,1),Z_trafo(1,3);Z_trafo(3,1),Z_trafo(3,3)];
Ytrafo_aux=inv(Z_trafo_aux);
Ytrafo(1,1)=Ytrafo_aux(1,1);
Ytrafo(1,3)=Ytrafo_aux(1,2);
Ytrafo(3,1)=Ytrafo_aux(2,1);
Ytrafo(3,3)=Ytrafo_aux(2,2);
elseif strcmp(trafo_fase_final{index}, 'R')
Z_trafo_aux=[Z_trafo(1,1)];
Ytrafo_aux=inv(Z_trafo_aux);
Ytrafo(1,1)=Ytrafo_aux(1);
elseif strcmp(trafo_fase_final{index}, 'S')
Z_trafo_aux=[Z_trafo(2,2)];
Ytrafo_aux=inv(Z_trafo_aux);
Ytrafo(2,2)=Ytrafo_aux(1);
elseif strcmp(trafo_fase_final{index}, 'T')
Z_trafo_aux=[Z_trafo(3,3)];
Ytrafo_aux=inv(Z_trafo_aux);
Ytrafo(3,3)=Ytrafo_aux(1);
end
Ytrafo(isinf(Ytrafo))=0; %Hace cero (0) los valores Inf (1/0).
Yeq=Ytrafo+Ytramo;
Zeq_paralelo=zeros(3);
if sum(Yeq(:,1))==0 && sum(Yeq(:,2))==0 %Solo elementos fase T
Yeq_aux=Yeq(3,3);
Zeq_paralelo_aux=inv(Yeq_aux);
Zeq_paralelo(3,3)=Zeq_paralelo_aux;
elseif sum(Yeq(:,1))==0 && sum(Yeq(:,3))==0 %Solo elementos fase S
Yeq_aux=Yeq(2,2);
Zeq_paralelo_aux=inv(Yeq_aux);
Zeq_paralelo(2,2)=Zeq_paralelo_aux;
elseif sum(Yeq(:,2))==0 && sum(Yeq(:,3))==0 %Solo elementos fase R
Yeq_aux=Yeq(1,1);
Zeq_paralelo_aux=inv(Yeq_aux);
Zeq_paralelo(1,1)=Zeq_paralelo_aux;
elseif sum(Yeq(:,1))==0 %Solo elementos fase ST
Yeq_aux=[Yeq(2,2),Yeq(2,3);Yeq(3,2),Yeq(3,3)];
Zeq_paralelo_aux=inv(Yeq_aux);
Zeq_paralelo(2,2)=Zeq_paralelo_aux(1,1);
Zeq_paralelo(2,3)=Zeq_paralelo_aux(1,2);
Zeq_paralelo(3,2)=Zeq_paralelo_aux(2,1);
Zeq_paralelo(3,3)=Zeq_paralelo_aux(2,2);
```

Herramienta de geolocalización para limitar el problema de múltiple estimación en la localización de fallas en distribuidores rurales de energía eléctrica considerando estimaciones de flujos de carga en sus ramales

```

elseif sum(Yeq(:,2))==0                                %Solo elementos fase TR
Yeq_aux=[Yeq(1,1),Yeq(1,3);Yeq(3,1),Yeq(3,3)];
Zeq_paralelo_aux=inv(Yeq_aux);
Zeq_paralelo(1,1)=Zeq_paralelo_aux(1,1);
Zeq_paralelo(1,3)=Zeq_paralelo_aux(1,2);
Zeq_paralelo(3,1)=Zeq_paralelo_aux(2,1);
Zeq_paralelo(3,3)=Zeq_paralelo_aux(2,2);
elseif sum(Yeq(:,3))==0                                %Solo elementos fase RS
Yeq_aux=[Yeq(1,1),Yeq(1,2);Yeq(2,1),Yeq(2,2)];
Zeq_paralelo_aux=inv(Yeq_aux);
Zeq_paralelo(1,1)=Zeq_paralelo_aux(1,1);
Zeq_paralelo(1,2)=Zeq_paralelo_aux(1,2);
Zeq_paralelo(2,1)=Zeq_paralelo_aux(2,1);
Zeq_paralelo(2,2)=Zeq_paralelo_aux(2,2);
else
Zeq_paralelo=inv(Yeq);
end
Zeq_paralelo(isinf(Zeq_paralelo))=0;                    %Hace cero (0) los valores Inf (1/0).
if strcmp(Fase_invert{ramal}(t+1),trafo_fase_final{index}) ||
strcmp(Fase_invert{ramal}(t+1),Fase_invert{ramal}(t))
elseif strcmp(Fase_invert{ramal}(t+1),'RST') && strcmp(Fase_invert{ramal}(t),'RS') &&
strcmp(trafo_fase_final{index},'T')
elseif strcmp(Fase_invert{ramal}(t+1),'RST') && strcmp(Fase_invert{ramal}(t),'ST') &&
strcmp(trafo_fase_final{index},'R')
elseif strcmp(Fase_invert{ramal}(t+1),'RST') && strcmp(Fase_invert{ramal}(t),'TR') &&
strcmp(trafo_fase_final{index},'S')
elseif strcmp(Fase_invert{ramal}(t+1),'RST') && strcmp(Fase_invert{ramal}(t),'T') &&
strcmp(trafo_fase_final{index},'RS')
elseif strcmp(Fase_invert{ramal}(t+1),'RST') && strcmp(Fase_invert{ramal}(t),'R') &&
strcmp(trafo_fase_final{index},'ST')
elseif strcmp(Fase_invert{ramal}(t+1),'RST') && strcmp(Fase_invert{ramal}(t),'S') &&
strcmp(trafo_fase_final{index},'TR')
elseif strcmp(Fase_invert{ramal}(t+1),'RST') && strcmp(Fase_invert{ramal}(t),'RS') &&
(strcmp(trafo_fase_final{index},'ST') || strcmp(trafo_fase_final{index},'TR'))
elseif strcmp(Fase_invert{ramal}(t+1),'RST') && strcmp(Fase_invert{ramal}(t),'ST') &&
(strcmp(trafo_fase_final{index},'RS') || strcmp(trafo_fase_final{index},'TR'))
elseif strcmp(Fase_invert{ramal}(t+1),'RS') && strcmp(Fase_invert{ramal}(t),'R') &&
strcmp(trafo_fase_final{index},'S')
elseif strcmp(Fase_invert{ramal}(t+1),'ST') && strcmp(Fase_invert{ramal}(t),'S') &&
strcmp(trafo_fase_final{index},'T')
elseif strcmp(Fase_invert{ramal}(t+1),'TR') && strcmp(Fase_invert{ramal}(t),'T') &&
strcmp(trafo_fase_final{index},'R')
elseif strcmp(Fase_invert{ramal}(t+1),'RS') && strcmp(Fase_invert{ramal}(t),'S') &&
strcmp(trafo_fase_final{index},'R')
elseif strcmp(Fase_invert{ramal}(t+1),'ST') && strcmp(Fase_invert{ramal}(t),'T') &&
strcmp(trafo_fase_final{index},'S')
elseif strcmp(Fase_invert{ramal}(t+1),'TR') && strcmp(Fase_invert{ramal}(t),'R') &&
strcmp(trafo_fase_final{index},'T')
elseif strcmp(Fase_invert{ramal}(t),'RS') || strcmp(Fase_invert{ramal}(t),'ST') ||
strcmp(Fase_invert{ramal}(t),'TR')
Fase_invert{ramal}(r+1)=Fase_invert{ramal}(r);
elseif strcmp(trafo_fase_final{index},'RS') || strcmp(trafo_fase_final{index},'ST') ||
strcmp(trafo_fase_final{index},'TR')
Fase_invert{ramal}(t+1)=trafo_fase_final{index};
elseif strcmp(Fase_invert{ramal}(t+1),'RST') && strcmp(Fase_invert{ramal}(t),'R') &&
strcmp(trafo_fase_final{index},'S')
Fase_invert{ramal}(t+1)='RS';

```

```

elseif strcmp(Fase_invert{ramal}(t+1),'RST') && strcmp(Fase_invert{ramal}(t),'S') &&
strcmp(trafo_fase_final{index},'T')
Fase_invert{ramal}(t+1)='ST';
elseif strcmp(Fase_invert{ramal}(t+1),'RST') && strcmp(Fase_invert{ramal}(t),'T') &&
strcmp(trafo_fase_final{index},'R')
Fase_invert{ramal}(t+1)='TR';
elseif strcmp(Fase_invert{ramal}(t+1),'RST') && strcmp(Fase_invert{ramal}(t),'S') &&
strcmp(trafo_fase_final{index},'R')
Fase_invert{ramal}(t+1)='RS';
elseif strcmp(Fase_invert{ramal}(t+1),'RST') && strcmp(Fase_invert{ramal}(t),'T') &&
strcmp(trafo_fase_final{index},'S')
Fase_invert{ramal}(t+1)='ST';
Elseif strcmp(Fase_invert{ramal}(t+1),'RST') && strcmp(Fase_invert{ramal}(t),'R') &&
strcmp(trafo_fase_final{index},'T')
Fase_invert{ramal}(t+1)='TR';
else
Fase_invert{ramal}(t+1)=Fase_invert{ramal}(t);
end
Zinvert{ramal}(:, :, t)=Zeq_paralelo;
Zinvert{ramal}(:, :, t+1)=Zinvert{ramal}(:, :, t+1)+Zinvert{ramal}(:, :, t);
end
else
if strcmp(Fase_invert{ramal}(t+1),Fase_invert{ramal}(t))
else
Fase_invert{ramal}(t+1)=Fase_invert{ramal}(t);
end
Zinvert{ramal}(:, :, t+1)=Zinvert{ramal}(:, :, t+1)+Zinvert{ramal}(:, :, t); %Si existe tramo
en nodo inicial, se hace serie entre ambos tramos
end
end
end
end
ramales_ni=0;
ramales_orden=0;
ramales_ID=0;
end
end
rep_ni_final={}; %Reinicia variable.
rep_counts_final=0; %Idem.
rep_ni_parcial=0; %Idem.
rep_counts_parcial=0; %Idem.
end
Zinvert={}; %Reinicia variable.
IDinvert={}; %Idem.
Fase_invert={}; %Idem.
Nini_invert={}; %Idem.
Nfin_invert={}; %Idem.
end
%Tensión post-falla
mod_vpa=str2double( get(handles.modu_vpa, 'string') );
mod_vpb=str2double( get(handles.modu_vpb, 'string') );
mod_vpc=str2double( get(handles.modu_vpc, 'string') );
ang_vpa=str2double( get(handles.angu_vpa, 'string') );
ang_vpb=str2double( get(handles.angu_vpb, 'string') );
ang_vpc=str2double( get(handles.angu_vpc, 'string') );
vpa=mod_vpa*exp(j*deg2rad(ang_vpa));
vpb=mod_vpb*exp(j*deg2rad(ang_vpb));
vpc=mod_vpc*exp(j*deg2rad(ang_vpc));
vp=[vpa;vpb;vpc];
%Corriente post-falla

```

Herramienta de geolocalización para limitar el problema de múltiple estimación en la localización de fallas en distribuidores rurales de energía eléctrica considerando estimaciones de flujos de carga en sus ramales

```
mod_ipa=str2double( get(handles.modu_vpa, 'string') );
mod_ipb=str2double( get(handles.modu_ipb, 'string') );
mod_ipc=str2double( get(handles.modu_ipc, 'string') );
ang_ipa=str2double( get(handles.angu_vpa, 'string') );
ang_ipb=str2double( get(handles.angu_ipb, 'string') );
ang_ipc=str2double( get(handles.angu_ipc, 'string') );
ipa=mod_ipa*exp(j*deg2rad(ang_ipa));
ipb=mod_ipb*exp(j*deg2rad(ang_ipb));
ipc=mod_ipc*exp(j*deg2rad(ang_ipc));
ip=[ipa;ipb;ipc];
%Cálculo de corriente post-falla a partir de Vp y Zeq.
ip_calc=Z_eq\vp;
ipa_calc=ip_calc(1);
ipb_calc=ip_calc(2);
ipc_calc=ip_calc(3);
modipa=abs(ipa);
modipb=abs(ipb);
modipc=abs(ipc);
faseipa=rad2deg(angle(ipa));
faseipb=rad2deg(angle(ipb));
faseipc=rad2deg(angle(ipc));
modipa_calc=abs(ipa_calc);
modipb_calc=abs(ipb_calc);
modipc_calc=abs(ipc_calc);
faseipa_calc=rad2deg(angle(ipa_calc));
faseipb_calc=rad2deg(angle(ipb_calc));
faseipc_calc=rad2deg(angle(ipc_calc));
errormoda=abs(modipa_calc-modipa)/modipa;
errormodb=abs(modipb_calc-modipb)/modipb;
errormodc=abs(modipc_calc-modipc)/modipc;
errormod=[errormoda,errormodb,errormodc];
errorfasea=abs(faseipa_calc-faseipa)/abs(faseipa);
errorfaseb=abs(faseipb_calc-faseipb)/abs(faseipb);
errorfasec=abs(faseipc_calc-faseipc)/abs(faseipc);
errorfase=[errorfasea,errorfaseb,errorfasec];
error_modulo(ii)=mean(errormod);
error_angulo(ii)=mean(errorfase);
end
end
end
minimo_error=min(error_modulo);
cont_min=0;
cont_max=0;
cuenta_rst=0;
for ii=1:length(error_modulo)
if error_modulo(ii)==minimo_error
if strcmp(Fase_Final(ii),'RST')
cuenta_rst=cuenta_rst+1;
error_rst(cuenta_rst)=Error_Final(ii);
indice_rst(cuenta_rst)=ii;
else
cont_min=cont_min+1;
minimo_indice(cont_min)=ii;
end
else
cont_max=cont_max+1;
maximo_indice(cont_max)=ii;
end
end
if cuenta_rst>0
```

```
minimo_rst=indice_rst(find(error_rst==min(error_rst)));  
end  
if cuenta_rst>1  
error_modif=minimo_error/(cont_min+2*cuenta_rst-1);  
for ii=1:length(error_modulo)  
if find(minimo_indice==ii)  
error_modulo(ii)=error_modif;  
elseif minimo_rst==ii  
error_modulo(ii)=error_modif;  
elseif find(indice_rst==ii)  
error_modulo(ii)=2*error_modif;  
end  
end  
end  
for ii=1:length(error_modulo)  
Peso_parcial(ii)=1/error_modulo(ii);  
end  
Peso_total=sum(Peso_parcial);  
for ii=1:length(Peso_parcial)  
Probabilidad(ii)=(Peso_parcial(ii)/Peso_total)*100;  
end  
end  
% Creación del archivo "Resultado.txt" con el siguiente formato:  
% ID línea,Distancia a falla[m],Coordenadas,Probabilidad[%].  
fid=fopen('Resultado.txt','w');  
for i=1:numel(Lineas_Falla_Final)  
fprintf(fid,'%5.0f,%4.2f,%1s,%4.2f\r\n',Lineas_Falla_Final(i),Distancia_Final(i),Coords_Final{i},Probabilidad(i));  
end  
fclose(fid);
```

9.6. ARCHIVO DE PROGRAMACIÓN “Localizacion.lsp”

```
;;Ingresar desde teclado IN-resultado
;;la funcion (b-coma-en-txt-resultado) lee archivo C:\\Localizacion_Fallas\\Resultado.txt
;;
;;           obtiene coordenadas de vertices (en DATO) y distancia-buscada
;;la funcion (busca-en-renglon)   obtiene de DATO las coordenadas de cada vertice
;;
;;           convierte a carteciana y s
;;la funcion (calcula-distancia)  calcula la distancia entre vertice, si es menor que la acumulada dibuja un circulo, de lo
contrario busca el proximo vertice.
;;
;;Falta verificar posibles errores por:
;;
;;           No encuentra archivo
;;
;;           Datos inválidos en distancia o coordenadas
;; analizar otros posibles errores.
(defun c:IN-resultado ()
(b-coma-en-txt-resultado "C:\\Localizacion_Fallas\\Resultado.txt" 10 1 )
)
(DEFUN b-coma-en-txt-resultado ( ARCHIVO renglones lugar )
;; función para usar con resultado.txt
;;;BUSCA TEXTO ENCERRADO ENTRE DOS COMAS EN:
;;;renglones 10 lee 10 renglones
;;;lugar 1 es la , 2 en el renglon obtiene DATO y distancia-buscada
;;; SI NO HAY DATO PARA LA POSICIÓN INDICADA O SI SE EXCEDE EL NUMERO DE CAMPOS ADVIERTE
;;; en distancia-buscada se obtiene antes de la coma
;;; en DATO luego de la coma indicada con lugar

(IF (setq fichCORTE (open ARCHIVO
                        "r"
                    )
    )
    )
(PROGN
  (setq just_nameCORTE "      sigre" nr 0)
  (setq fich_listCORTE '())
  (repeat renglones
    (setq nr (+ nr 1))
    ;;2020
    (setq fich_itemCORTE (read-line fichCORTE))

    (if (and (/= "" fich_itemCORTE) (/= nil fich_itemCORTE))
        ;;2020
        (progn
          ;;
          (vl-string-search pattern string [start-pos]) Searches for the specified pattern in a string
          (setq buscasepara (vl-string-search "," (SUBSTR fich_itemCORTE 1 150) ))
          (setq RESTO (SUBSTR fich_itemCORTE (+ 2 buscasepara) 150))
          (REPEAT lugar
            (IF (setq buscasepara (vl-string-search "," (SUBSTR RESTO 1 150) ))
                (PROGN
                  ;;;obtiene la distancia (valor antes de la coma)
                  (setq distancia-buscada (SUBSTR RESTO 1 buscasepara ))(prompt distancia-buscada)
                  (setq RESTO (SUBSTR RESTO (+ 2 buscasepara) 150))
                  (setq buscasepara2 (vl-string-search "," (SUBSTR RESTO 1 150) ))
                )
            )
          )
        )
    )
  (PROGN
```



```

    (setq ptlatlon (list (atof dato-lon) (atof dato-lat) 0.0))
    (setq ptcarteciano (ade_projptforward ptlatlon))
    (command "_circle" ptcarteciano "5" )
;;calcula distancia
    (if (= nbucle 1)(setq p1 ptcarteciano))
    (if (= nbucle 2)(progn (setq p2 ptcarteciano)(calcula-distancia)));;;;calcula-distancia
    (if (> nbucle 2)(progn (setq p1 p2 p2 ptcarteciano)(calcula-distancia)))

;;calcula distancia

    );;fin si encuentre ;
    (progn
    (IF (= NBUCLE 1)(PROGN (ALERT "FALTA COORDENADA")(QUIT)))
    (setq dato-lat resto-renglon) ;;no hay ;
    (setq ptlatlon (list (atof dato-lon) (atof dato-lat) 0.0))
    (setq ptcarteciano (ade_projptforward ptlatlon))
    (command "_circle" ptcarteciano "5" )
    (if (= nbucle 2)(progn (setq p2 ptcarteciano)(calcula-distancia)));;;;calcula-distancia
    (if (> nbucle 2)(progn (setq p1 p2 p2 ptcarteciano)(calcula-distancia)))

    (if (< dis-acumulada dis-buscada) (alert "Distancia supera el largo de tramo"))
    (setq bucle nil)
    )
    )
    (setq dato-inicio resto-renglon)
);;fin repeat

    )

;;PARA busca-en-renglon
(defun calcula-distancia ()
  (setq dist (distance p1 p2))
  (prompt (rtos dist 2 2))
  (setq dis-acumulada (+ dist dis-acumulada))
  (prompt (strcat "Dist acumulada: " (rtos dis-acumulada 2 2)))
  (if (> dis-acumulada dis-buscada)
    (progn
      (prompt (rtos dist 2 2))
      (setq pfalla (polar p1 (angle p2 p1) (- (- dis-acumulada dist) dis-buscada) ))
      (command "_circle" pfalla "50" )
      ;;2020
      (setq datext (SUBSTR RESTO (+ 2 buscasepara2) 15))

      ;;(polar pt ang dist)
      (command "_text" "_MC" (polar pfalla (* 3 (/ pi 2)) 140) "150" 0 datext )
      ;;2020

      ;;;; ZOOM-----
      (COMMAND "_ZOOM" "_C" pfalla "5000")
      (setq bucle nil)
      )
      (prompt "Menor")
      )
      )
      (prompt "\nUsar IN-resultado")

```
